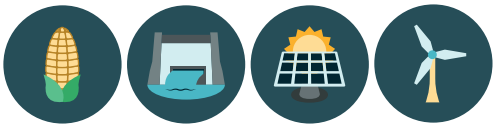
ADEC



El desarrollo de las energías renovables en la provincia de Córdoba

Recomendaciones para su uso eficiente

El desarrollo de las Energías Renovables en la Provincia de Córdoba

Recomendaciones para su uso eficiente

ADEC
PROYECTAMOS EL DESARROLLO DE CÓRDOBA

El desarrollo de las energías renovables en la Provincia de Córdoba :
recomendaciones para su uso eficiente / Miguel Piumetto... [et al.]. -
1a ed. - Córdoba : Federación Agencia para el Desarrollo Económico
de la ciudad de Córdoba, 2021.
Libro digital, PDF

Archivo Digital: descarga
ISBN 978-987-48375-0-9

1. Energía Renovable. 2. Matriz. 3. Oferta Energética. I. Piumetto, Miguel.
CDD 333.794

Fecha de catalogación: Noviembre 2021

Copyright 2021: Agencia para el Desarrollo Económico de Córdoba

1° Edición – Córdoba

Energías Renovables / Matriz Energética / Eficiencia Energética.

Las ideas u opiniones expresadas en los capítulos de este libro son responsabilidad exclusiva de sus autores y no representan necesariamente el pensamiento de ADEC, quien deslinda cualquier responsabilidad en este sentido.

Se permite la reproducción total o parcial citando la fuente. Agencia para el Desarrollo Económico de Córdoba – ADEC - www.adec.org.ar

Agencia para el Desarrollo Económico de la ciudad de Córdoba – ADEC

Caseros 621 2° piso (X5000AHH) Córdoba – Argentina

Tel (351)4341636

www.adec.org.ar

Diseño de tapa: Nicolas Serra

Edición y diagramación:

Este libro se imprimió en los talleres gráficos de la UNC en Octubre de 2021.

ÍNDICE

Introducción 11

Capítulo 1: Informe de relevamiento de información existente y actualización de la matriz energética

1. INTRODUCCIÓN 14

2. RAZONES PARA EL CAMBIO, LAS CONSECUENCIAS AMBIENTALES Y ECONÓMICAS DE LA UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA 16

- 2.1. Razones para el cambio 16
- 2.2. Consecuencias ambientales 18
- 2.3. Aspectos económicos 20

3. MATRIZ Y PROSPECTIVA DE LA ENERGÍA PRIMARIA Y ELÉCTRICA A NIVEL MUNDIAL 22

- 3.1. Introducción 22
- 3.2. Alemania 26
- 3.3. Noruega 29
- 3.4. Brasil 31
- 3.5. Chile 33

4. MATRIZ Y PROSPECTIVA DE LA ENERGÍA PRIMARIA Y ELÉCTRICA A NIVEL NACIONAL 36

5. MATRIZ Y PROSPECTIVA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE CÓRDOBA 41

- 5.1. Introducción 41
- 5.2. La energía eléctrica en la Provincia de Córdoba 42
  - 5.2.1. Generación propia de EPEC
  - 5.2.2. Generación privada
- 5.3. Energía eléctrica en la Provincia de Córdoba (MWh) 46
- 5.4. Transporte 49
- 5.5. Distribución 51
- 5.6. Energías renovables 51
- 5.7. Biocombustibles en Córdoba 53

6. EFICIENCIA ENERGÉTICA 55

7. RENOVABLES Y BIOMASA 59

- 7.1. Introducción 59
- 7.2. Europa 60
- 7.3. Biomasa 64

7.3.1. Introducción y consideraciones generales
7.3.2. Mercados de la bioenergía
7.3.3. Industria de bioenergía
7.3.4. La bioenergía en la Argentina
7.3.5. El sector de la bioenergía en la Argentina
8. INFLUENCIA DE LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS EN LA MATRIZ ENERGÉTICA, GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y LA GRILLA INTELIGENTE 79
8.1. Introducción 79
8.2. Beneficios que justifican la implementación de redes inteligentes 81
8.2.1. Económicos
8.2.2. Socio-productivos
8.2.3. Ambientales
8.3. El futuro del sistema eléctrico 82
8.4. Cambio de paradigma del sector eléctrico 83
8.5. Electrificación 84
8.6. Descentralización 85
8.7. Digitalización 85
8.8. Flexibilidad. VE de carga inteligente 85
8.9. Mejorando el acceso a la energía. DER y digitalización 86
8.10. La tecnología digital y los hogares en el mercado 86
8.11. El panorama de la innovación para la integración de ERV (energías renovables variables) 87
8.12. Innovaciones y flexibilidad del sistema eléctrico 88
8.13. Las soluciones con innovaciones 89
8.14. Ejemplos de soluciones de flexibilidad implementadas en distintos países 90
8.15. La experiencia de España 90
8.15.1. Málaga
8.15.2. Barcelona
8.16. Evaluación del impacto de la implementación flexible 92
9. FACTORES DE DESARROLLO Y CADENA DE VALOR 94
9.1. Factores de desarrollo 94
9.2. Cadena de valor 95
10. LA LEGISLACIÓN Y SU INFLUENCIA EN LA MATRIZ ENERGÉTICA 97
10.1. Legislación nacional sobre energías renovables 97

10.2. RenovAr, el motor renovable 98
10.3. Promoción de la generación distribuida 100
10.3.1. Legislación, regulación y política energética 2017
10.4. Eficiencia energética 101
10.4.1. Instituto Argentino de Normalización y Certificación (IRAM)
10.4.2. Listado de normas IRAM, etiquetado, eficiencia energética
10.4.3. Recomendaciones IRAM
10.5. Biocombustibles 104
10.6. Hidrógeno 104
10.7. Córdoba. Legislación 104
10.7.1. Energías renovables
10.7.2. Eficiencia energética
10.7.3. Energía solar térmica
10.7.4. Generación distribuida
10.7.5. Eficiencia energética
10.7.6. Biocombustibles
10.8. Situación actual de la legislación 106
11. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 106
12. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 108
13. FUENTES 109

Capítulo 2: Informe de la demanda energética

1. CONTEXTUALIZACIÓN ENERGÉTICA ARGENTINA 112
1.1. Tendencias generales del sistema energético 112
1.2. Tendencias de consumo final por tipos de energía 112
1.3. Tendencias de consumo final por sectores 112
1.4. Tendencias de consumo final de energía eléctrica 114
1.5. Tendencias de consumo final de GN 115
1.6. Tendencias de consumo final de los sectores residencial, industrial, y comercio y público 116
1.7. Tendencia de indicadores generales de intensidades energéticas 117
1.8. Conclusiones 119
2. CARACTERIZACIÓN SOCIOECONÓMICA Y ENERGÉTICA DE LA PROVINCIA DE CÓRDOBA 119
2.1. Fuentes de información relativas a demandas energéticas en la Provincia de Córdoba 119

2.2. Información demográfica y socioeconómica general 120
2.3. Evolución y tendencias de la demanda de energía 120
2.3.1. Evolución general
2.3.2. Evolución por categorías de usuarios
2.3.3. Distribución geográfica y evolución
2.4. Energía y usuarios por proveedor 127
2.5. Consumos promedios por categoría y distribuidora 128
3. INDICADORES ENERGÉTICOS DE LA PROVINCIA DE CÓRDOBA 131
3.1. Introducción 131
3.2. Organización de la información 131
3.2.1. Información de energía eléctrica
3.2.2. Información de gas natural
3.3. Visión general de tendencias de GN y macroeconómicos de la Provincia de Córdoba 132
3.3.1. Gas natural
3.3.2. Evolución de variables macroeconómicas
3.4. Indicadores energéticos por sectores 136
3.5. Conclusiones 144
4. EFECTOS DE LA ESTACIONALIDAD EN LA CARGA ELÉCTRICA PROVINCIAL 146
4.1. La demanda energética residencial 147
4.1.1. El consumo de GN
4.1.2. El consumo de electricidad
4.1.3. Efectos estacionales sobre la demanda de GN y electricidad
4.2. Conclusiones 162
5. PERSPECTIVAS DE EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA 163
5.1. Sector servicios 165
5.2. Sector industria 166
5.3. Sector residencial 167
5.4. Expectativas de proyección de demanda 168
6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 170
ANEXO A: EVOLUCIÓN PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA 172
ANEXO B 176
ANEXO B-1: INDICADORES ENERGÉTICOS PARA EL DESARROLLO SUSTENTABLE 177

ANEXO B-2: INDICADORES EFICIENCIA ENERGÉTICA..... 185

Capítulo 3: Informe de la infraestructura eléctrica necesaria en la Provincia de Córdoba

1. INTRODUCCIÓN..... 198

2. EL SISTEMA ELÉCTRICO..... 199

3. LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA..... 201

3.1. Razones para la GD..... 203

3.2. Los impactos técnicos de la GD..... 204

3.3. Tecnologías de la GD..... 204

3.4. Recursos renovables de energía..... 205

3.5. Aspectos técnicos a considerar en las redes..... 206

3.6. Estandarización de la interconexión..... 209

3.7. Impacto económico de la GD..... 209

4. ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA..... 210

4.1. El producto eléctrico y su demanda..... 210

4.2. Energías renovables y desafíos de la GD..... 215

4.3. Aportes kWh de la GD de acuerdo con la Ley de Fomento de la GD..... 229

4.4. Aportes de potencia de los generadores del MEM adjudicados y potenciales..... 244

4.5. Infraestructura necesaria y densidad poblacional para los próximos diez años..... 248

4.5.1. Obras de infraestructura

4.5.2. Otras obras de infraestructura

5. POTENCIAL DEL MERCADO DE LA ENERGÍA RENOVABLE..... 261

5.1. Costos estimados de generación..... 262

5.1.1. Solar fotovoltaica

5.1.2. Hidroeléctrica

5.1.3. Eólica onshore

5.1.4. Bioenergías

5.1.5. Geotermia

5.1.6. Costos nivelados de electricidad (LCOE)

5.1.7. Valores de referencia de inversiones

5.2. Potencial desarrollo de la generación con ER..... 266

6. ACCIONES DE EFICIENCIA ENERGÉTICA..... 276

6.1. Aspectos de desarrollo de la Ley Provincial 10.572 de Eficiencia Energética..... 276

6.1.1. Consideraciones

6.1.2. Contexto internacional

6.1.3. Contexto argentino

6.1.4. Acciones institucionales en eficiencia energética

6.1.5. Gestión de la energía. Eficiencia energética

6.2. Análisis energético integral de la envolvente arquitectónica y urbana en la Provincia de Córdoba..... 281

7. ESTIMACIÓN DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO..... 285

8. CONCLUSIONES..... 288

9. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... 289

10. FUENTES..... 291

Capítulo 4: Informe de oportunidades de negocios energéticos

1. INTRODUCCIÓN..... 294

2. OBJETIVOS DEL CAPÍTULO..... 294

3. MATERIALES Y MÉTODOS..... 295

3.1. Encuesta de opinión..... 295

3.2. Talleres de planificación sectorial..... 296

3.3. Priorización de acciones. Matriz eficacia y factibilidad (EF)..... 299

3.4. Entrevistas a informantes claves..... 299

4. RESULTADOS DE LA ENCUESTA..... 300

4.1. Resultados generales..... 301

4.2. Resultados estratificados por sector..... 305

4.2.1. Sector público

4.2.2. Sector académico

4.2.3. Sector pymes

4.2.4. Comparación de sectores encuestados

5. INFORMACIÓN OBTENIDA DE LOS TALLERES..... 318

5.1. Análisis FODA..... 319

5.2. Propuestas y líneas de acción..... 320

6. ANÁLISIS DE LAS ENTREVISTAS..... 321

7. CONCLUSIONES Y CONSIDERACIONES FINALES 325
7.1. Conclusiones generales 325
7.2. Conclusiones particulares 326
7.3. Recomendaciones 327
8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 328
ANEXOS 330

Capítulo 5: Informe final integrador

1. INTRODUCCIÓN 340
2. MATRIZ ENERGÉTICA DE LA PROVINCIA DE CÓRDOBA 340
2.1. Características de la matriz actual 340
2.2. Diferencias sobre la base de la experiencia mundial 343
3. ANÁLISIS DE LA DEMANDA ENERGÉTICA DE CÓRDOBA 345
3.1. Demanda energética actual y su crecimiento 345
3.2. Gestión de las demandas desde las empresas distribuidoras 346
3.3. Gestión de la demanda (GeDe) desde el usuario 349
4. AHORRO Y USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA 351
4.1. Posibilidades de ahorro 351
4.2. Difusión de información al consumidor 354
4.3. Acciones para la baja del consumo 355
5. MATRIZ ENERGÉTICA DESEABLE 355
5.1. Uso óptimo de la matriz energética 355
5.2. Cambios de vectores energéticos 355
5.3. Impacto de las energías renovables 356
5.4. Escenarios futuros de la matriz para la Provincia de Córdoba 358
6. INFRAESTRUCTURA NECESARIA 363
6.1. El producto eléctrico y su demanda 364
6.2. Infraestructura para la generación y transporte 364
7. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL 367
7.1. Reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) 367
7.2. Plan Nacional de Mitigación y Cambio Climático 368
8. INFORME DE OPORTUNIDADES DE NEGOCIOS ENERGÉTICOS 371

8.1. Matriz FODA..... 371
8.2. Oportunidades de negocios para las pymes..... 373
9. CICLO DE VIDA Y RECICLADO DE LOS COMPONENTES ELÉCTRICOS..... 374
9.1. Definición del ciclo de vida..... 375
9.2. Reciclado..... 376
10. CONCLUSIONES..... 392
10.1. Dependencia energética de la Provincia de Córdoba..... 392
10.2. Conclusiones y recomendaciones..... 392
11. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... 396

INTRODUCCIÓN

La Federación Agencia para el Desarrollo Económico de la Ciudad de Córdoba (ADEC) ofrece en este libro un estudio técnico-económico del futuro desarrollo de las energías renovables en Córdoba, con proyección de la demanda de energía eléctrica y recomendaciones para el uso eficiente de la energía.

Su elaboración responde a una de las principales preocupaciones de ADEC en el ámbito provincial y nacional: promover el desarrollo económico y social sustentable de la Ciudad de Córdoba y su región metropolitana, en este caso mediante el aporte de información, enfoques y estrategias de desarrollo posibles de ser alcanzadas en el corto, mediano y largo plazo en relación con la necesaria reformulación de la matriz energética que sustente, desde la infraestructura misma, otras políticas públicas tendientes al mismo objetivo.

La necesidad cada vez mayor de energía en general y de energía eléctrica en particular, conjuntamente con los requerimientos ecológicos y de sustentabilidad con una mejora de la calidad del producto y la confiabilidad del suministro, conduce a la utilización eficiente de la energía eléctrica y a la búsqueda de nuevas fuentes de energía, en lo posible renovables y no contaminantes, independientemente de su tamaño y su localización.

La matriz energética de un país representa en forma cualitativa y cuantitativa la totalidad de la energía que utiliza una nación, indicando la incidencia relativa de las fuentes de las cuales proviene. El conocimiento de la matriz energética permite establecer políticas que garanticen la seguridad y sustentabilidad de una nación.

La crisis energética y ambiental afecta en gran medida al sistema eléctrico en todas sus etapas, generación, transporte y distribución, y por tal motivo se hace necesario llevar a cabo una planificación adecuada que permita un desarrollo armónico integral.

En consecuencia, el libro ofrece un análisis exhaustivo respecto de la problemática en cuestión –incluyendo la política comparada– y una serie de conclusiones y recomendaciones tendientes a trazar un camino racional y sistemático con visión de futuro para nuestra provincia y país, teniendo en cuenta las necesidades y posibilidades que brinda el contexto.

Entendemos que la publicación de este nuevo trabajo consolida los pilares claves y transversales que acompañan a la ADEC desde su fundación: la investigación, el desarrollo más innovación (I+D+i) y la responsabilidad social, a través de una potente estrategia comunicacional orientada a los actores –del sector público y privado– y a la sociedad en su conjunto.

Capítulo 1
Informe de relevamiento de información existente y actualización de la matriz energética

Jorge Arcurio, Marcelo Bertossi y Jorge Vaschetti

1. INTRODUCCIÓN

Conocer el origen y la utilización de la energía permite optar entre distintas fuentes y sus combinaciones, con las implicancias económicas y ambientales que de ellas se derivan.

Un análisis comparativo de la matriz energética argentina, su dinámica temporal y sus implicancias socioambientales constituye un primer paso necesario.

La matriz energética describe la contribución relativa de las diferentes fuentes al total de la energía primaria utilizada en el país.

Las fuentes primarias son las que se obtienen directamente de la naturaleza, luego de un proceso de extracción o mediante la fotosíntesis; si la misma no es utilizable en forma directa, debe ser transformada en una fuente de energía secundaria (electricidad, calor, etc.).

La utilización de la energía enfrenta cuatro retos fundamentales (fig. 1.):

1. Eficiencia económica, mantener el uso de la energía asequible.
2. Eficiencia de los recursos, el mejor uso posible del recurso energético disponible.
3. Suministro seguro de la energía, para satisfacer las necesidades particulares e industriales.
4. Protección medioambiental, prevenir el calentamiento global.



Fig. 1. Motores del cambio (fuente: Siemens).

Si tomamos como ejemplo a Europa Occidental, vemos que las fuerzas que lideran el cambio son el abastecimiento seguro y limpio; en este sentido, las fuentes de energías renovables juegan un papel fundamental, están asociadas al concepto de eficiencia energética y al de un mundo basado en la electricidad.

Para el año 2050 se prevé una sustancial reducción en el uso de los combustibles derivados del petróleo en favor de los biocombustibles, del gas y de la electricidad (fig. 2.), con una predominancia de esta última por sobre los dos anteriores (EEA Report n.º 11, 2017). Con respecto a los biocombustibles, se aprecia un pico del etanol para el 2040, declinando luego en favor de los biocombustibles de segunda generación, los cuales tienen un incremento creciente y permanente, aunque con tasa menor que la electricidad. Particularmente en Europa, la tierra dedicada a la producción de biodiésel ha sido limitada y reglamentada por disposiciones legislativas, sobre todo la dedicada a la forestación.

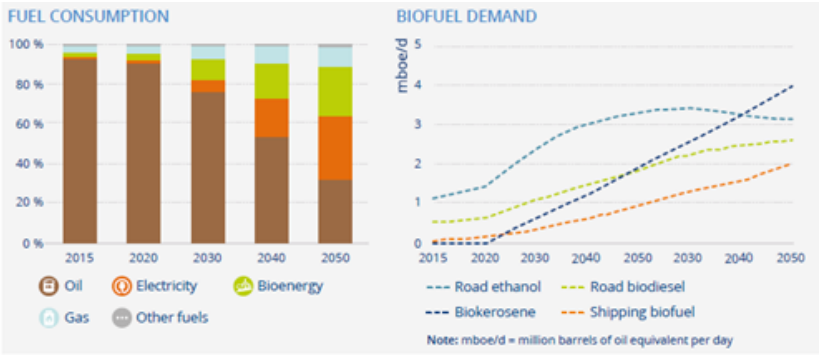


Fig. 2. Evolución de las fuentes de energía utilizadas para el transporte global (fuente: Agencia Internacional de Energías Renovables [IRENA]).

Las ventajas ambientales que se obtienen como consecuencia de un transporte de origen eléctrico dependen del origen de la fuente de energía que se utilice para su desplazamiento y producción (EEA Report n.º 11, 2017, fig. 3). El impacto se mide en materia emitida por kilómetro recorrido (g/km). Visiblemente un auto con propulsión eléctrica y cuya fuente de electricidad sea renovable produce la menor contaminación; la misma está asociada a la producción y disposición de los componentes (*ecopuntos*). La entrada en vigencia de las normas Euro diésel hacen a la prestación ambiental de este vehículo.

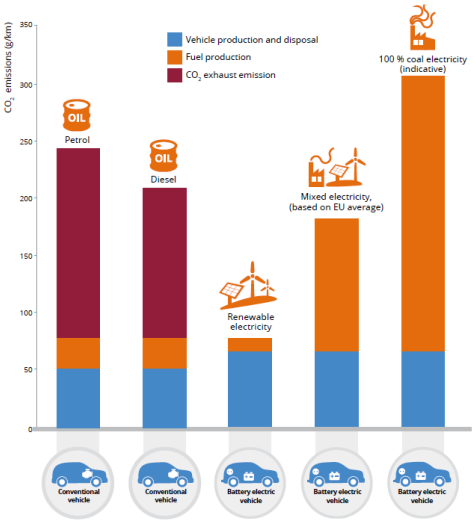


Fig. 3. Emisión de gases de efecto invernadero por tipo de vehículo y origen de la energía eléctrica (fuente: Agencia Europea de Medio Ambiente [EEA]).

Es posible visualizar qué sucede en un futuro eléctrico, un aumento en la demanda de electricidad tiene un correlato en la caída en el consumo de petróleo, aunque ello no significa necesariamente una disminución importante en la emisión de gases de efecto invernadero, todo depende de cómo se genere la electricidad y el esfuerzo que se dedique a la implementación de las fuentes renovables (IEA Report, 2018, fig. 4). Los países del este y aquellos en desarrollo seguirán proveyendo energía eléctrica a partir de fuentes primarias contaminantes, debido a factores geopolíticos, cambios en las estrategias de mercado; en definitiva, serán los gobiernos los que terminen fijando el rumbo.

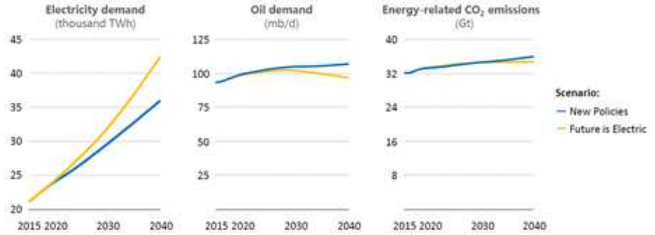


Fig. 4. Escenario energético en un mundo eléctrico (fuente: Agencia Internacional de Energía [IEA]).

Como ejemplo de un mundo electrificado, podemos citar a Alemania (Guminsky, 2017). En la figura 5 se aprecia que, del consumo total de energía (FEC) suministrada por fuentes convencionales y no convencionales, existen cuatro procesos y aplicaciones (térmicos, mecánicos, calefacción y agua caliente) factibles de ser electrificados –potencial teórico de electrificación (TEP)–. Estos procesos se desarrollan en cuatro sectores: transporte (TP), domicilio (DOM), industria (IND) y la pequeña y mediana empresa (SME); obtenemos un posible TEP del orden del 74% del FEC; el 38% del TEP corresponde al transporte, mientras que el 62% queda para la conversión de potencia eléctrica en calor. Existen consideraciones extras que reducen el potencial del TEP, esto lleva a la definición del potencial tecnológico de electrificación (techEP).

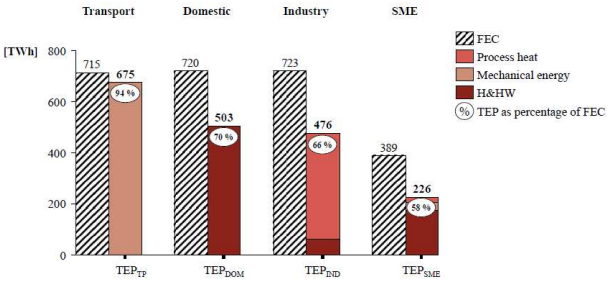


Fig. 5. Potencial Teórico de Electrificación (TEP) (fuente: Guminsky y Von Roon).

2. RAZONES PARA EL CAMBIO, LAS CONSECUENCIAS AMBIENTALES Y ECONÓMICAS DE LA UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA

2.1. Razones para el cambio

El mercado de la energía es único en cada país. En Estados Unidos se busca la eficiencia económica; en China la importancia se centra en el suministro seguro, garantizar la provisión; para Alemania y los países nórdicos la protección medioambiental constituye su principal foco. Europa se ha propuesto disminuir para el año 2030 en un 40% sus emisiones de CO_2, tomando como punto de partida el año 1990 (figs. 6, 7 y 8).



Fig. 6. Relación precio-economía como razón de cambio (fuente: Siemens).

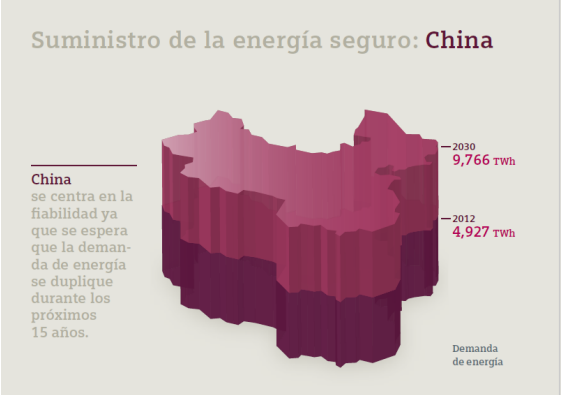


Fig. 7. Demanda de energía como razón de cambio (fuente: Siemens).

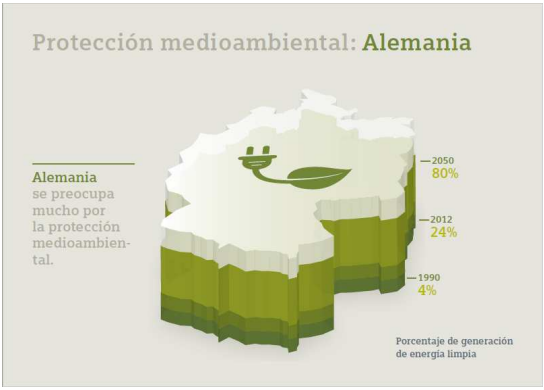


Fig. 8. La cuestión ambiental como razón de cambio (fuente: Siemens).

Se torna interesante intentar explicar cómo es que para Arabia Saudita la eficiencia del recurso es primordial. Una combinación de factores hace esto posible: la sobreestimación de sus reservas probadas, acerca de las que existen dudas; la aparición de alternativas convencionales y no convencionales que llevan el mercado del crudo a la baja, obligando a vender cada vez más a menor precio para mantener la participación en el mercado. El grueso del ingreso de Arabia Saudita proviene del crudo. Varias cuestiones justifican la figura 9: un aumento creciente de la demanda, el consumo propio en las plantas desalinizadoras para disponer de agua potable, un cambio en su economía hacia una de servicios, petroquímica e industrial de productos refinados la volverán petróleo crudo dependiente (Castro Torres, 2017).



Fig. 9. Disponibilidad del recurso como razón de cambio (fuente: Siemens).

La matriz energética de un país representa un modelo de mercado único, el cual refleja sus circunstancias, situación de partida, retos y objetivos. Tampoco es única la razón para el cambio, sino que es necesaria una combinación de factores para producirlo (fig. 10).



Fig. 10. Mapa global según los motores de cambio (fuente: Siemens).

2.2. Consecuencias ambientales

Debemos decir y poner en perspectiva que prácticamente todos los aspectos de la extracción, fabricación, transporte, conversión y uso de la energía generan consecuencias perjudiciales para el medioambiente. Estas pueden incluir derrame de petróleo, contaminación visual, deterioro del paisaje, daños al ecosistema, emisión de gases, calentamiento global, etc.

Los resultados de estos impactos pueden ser medidos en *ecopuntos* (cuantos más *ecopuntos*, mayor es el impacto). Estos contemplan la gestión ambiental de un proceso, producto o actividad desde su inicio

hasta la disposición final. Exceptuando la generación fotovoltaica, la cual presenta un orden de contaminación similar a la nuclear, las energías renovables tienen 31 veces menos impacto que las convencionales (fig. 11).

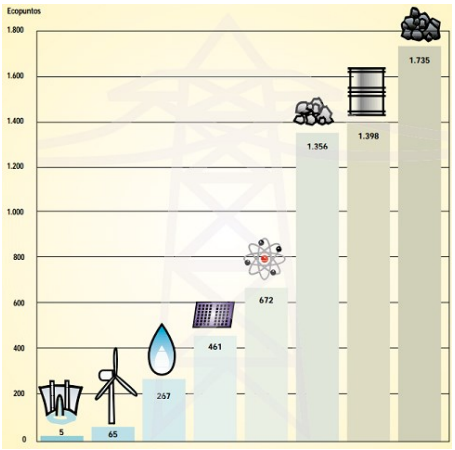


Fig. 11. *Ecopuntos* por fuente de energía (fuente: APPA/IDAE/Min. de Ciencia y Tec. España).

Vemos que el lignito, el petróleo y el carbón son las más contaminantes, superando los mil *ecopuntos*. En un segundo grupo figuran la energía nuclear, el gas natural y, sorprendentemente, la solar fotovoltaica, mientras que la eólica y la minihidráulica forman un tercer grupo a gran distancia de las anteriores.

Las diferencias de *ecopuntos* que aparecen en la figura 11 suponen que producir un kilovatio hora con la minihidráulica tiene 300 veces menos impacto que hacerlo con lignito, o 50 veces menos que hacerlo con gas natural. Un párrafo aparte merece la biomasa; la multitud de combustibles y los efectos que producen son tan variados que hacen dificultosa su inclusión en la figura.

Los impactos analizados están distribuidos en doce categorías (fig. 12). Se aprecia que no existe efecto inocuo en ninguna de las fuentes, aunque una comparación con las fuentes convencionales permite calificarlas como energías limpias, sobre todo a la eólica y a la minihidráulica.

Sistemas energéticos / Impactos ambientales	Lignito	Petróleo	Carbón	Nuclear	Solar Foto-voltaico	Gas Natural	Eólico	Mini-hidráulica
Calentaniento Global	135,00	97,00	109,00	2,05	15,40	95,80	2,85	0,41
Disminución Capa de Ozono	0,32	53,10	1,95	4,12	3,66	0,86	1,61	0,05
Acidificación	920,00	261,00	265,00	3,33	97,00	30,50	3,49	0,46
Eutrofización	9,83	9,76	11,60	0,28	1,97	6,97	0,27	0,06
Metales pesados	62,90	244,00	728,00	25,00	167,00	46,60	40,70	2,58
Sustancias Cancerigenas	25,70	540,00	84,30	2,05	75,70	22,10	9,99	0,76
Niebla de Invierno	519,00	135,00	124,00	1,50	53,30	3,08	1,48	0,15
Niebla Fotoquimica	0,49	36,90	3,05	0,32	3,03	3,47	1,25	0,06
Radiaciones Ionizantes	0,02	0,02	0,05	2,19	0,12	0,00	0,01	0,00
Residuos	50,90	0,62	12,90	0,28	1,84	0,58	0,29	0,52
Residuos Radiactivos	5,28	7,11	10,60	565,00	34,90	1,34	1,83	0,32
Agotamiento Recursos Energéticos	5,71	13,60	5,47	65,70	7,06	55,80	0,91	0,07
Total	**1735,16**	**1398,11**	**1355,92**	**671,82**	**460,98**	**267,11**	**64,67**	**5,43**

Fig. 12. Efectos ambientales por fuente de energía (fuente: APPA/IADE/Min. de Ciencia y Tec. España).

El principal beneficio ambiental derivado del incremento de la producción y el consumo de energías renovables es el menor volumen de gases de efecto invernadero liberado a la atmósfera como resultado de la sustitución de fuentes fósiles, esto puede verificarse en los ítems “Calentamiento global” y “Disminución de la capa de ozono” en la figura precedente.

2.3. Aspectos económicos

El cambio de la matriz energética, como consecuencia de la utilización de las fuentes renovables, trae, además de los beneficios climáticos, aspectos económicos y estratégicos concretos que reflejan un beneficio en su utilización.

El informe de la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA, 2016, fig. 13) proporciona la primera estimación global del impacto macroeconómico del despliegue acelerado de energía renovable. Se encuentra que duplicar la participación de las energías renovables en la combinación energética mundial para 2030 aumentaría el PBI mundial en ese año hasta un 1,1%, o USD 1,3 billones, en comparación con el caso habitual. Esto es equivalente a agregar las economías combinadas de Chile, Sudáfrica y Suiza hoy. El aumento de la actividad económica es principalmente el resultado de la mayor inversión en el despliegue de energía renovable, el cual desencadena efectos en toda la economía.

Duplicar la proporción de energías renovables también afectaría el comercio internacional, aumentando el comercio de equipos de energías renovables y otros bienes y servicios de inversión, como servicios de ingeniería, acero o cables. Esto trae nuevas oportunidades de exportación, incluso para los exportadores de combustibles fósiles de hoy.

Por último, IRENA estima que duplicar la proporción de energías renovables podría aumentar el empleo global en este sector a más de 24 millones de personas en 2030, en comparación con los 9,4 millones empleados en la actualidad en todas las tecnologías, incluidas las grandes centrales hidroeléctricas.

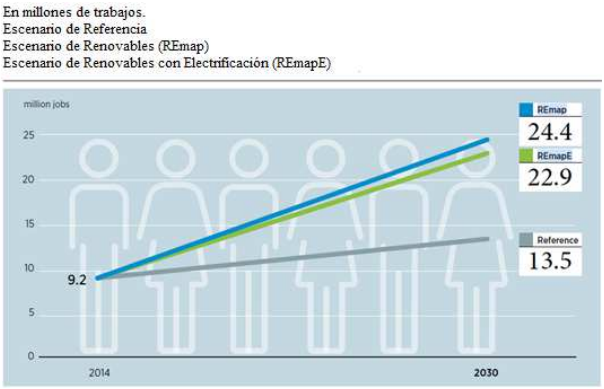


Fig. 13. Estimación del incremento de empleos por la utilización de las energías renovables (fuente: IRENA).

La demanda de electricidad a nivel mundial va en aumento (fig. 14). Existen distintas realidades según el continente que se analice, pero las razones se pueden resumir en las siguientes: primero, los progresos en la eficiencia energética resultan insuficientes, si bien el consumo eléctrico no sigue la pendiente del PBI (GDP), no alcanza las metas fijadas; segundo, la producción industrial crece más rápido que el PBI, lo que hace suponer una mayor demanda de energía eléctrica; tercero, la población mundial sigue incrementándose, si bien no todos son usuarios eléctricos en forma directa, sí utilizan recursos que dependen de esta; cuarto, el aumento de demanda energética por la aparición de nuevos sectores es una realidad, la revolución digital, especialmente las comunicaciones, incrementan el consumo energético. Adicionalmente, el mercado de vehículos eléctricos está despegando, si bien es de esperar que la demanda eléctrica aumente por esta razón, no se espera que aumente la demanda de energía primaria, sí una reconversión en la utilización de esta última.

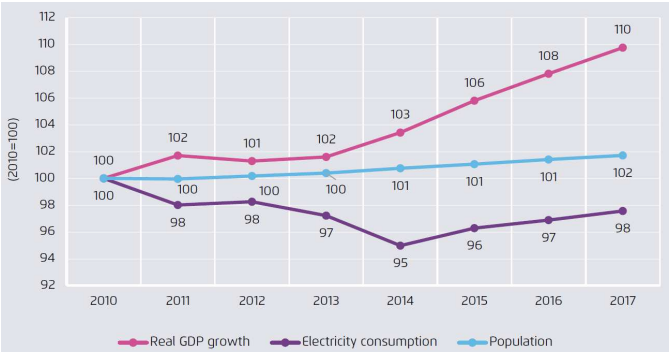


Fig. 14. Consumo de electricidad en la Unión Europea (fuente: Eurostat 2018-Agora-Sandbag).

Otro fenómeno frecuente en las energías renovables y el carbón son los precios negativos como consecuencia de la relación de fuerzas (fig. 15). En particular, Alemania enfrentó 146 horas de precios negativos (−26.5 euro/megavatio hora en promedio) en el mercado diario en 2017. Intradía los precios también cayeron por debajo de cero (−18.8 euro/megavatio hora en promedio) muy a menudo. Durante estos tiempos, los productores de energía pagaron para deshacerse de su electricidad (Jones *et al*., 2018).

Sin embargo, los recurrentes precios mayoristas negativos incentivan a los participantes del mercado a adaptar su producción y/o consumo más flexiblemente a la disponibilidad de energía renovable. Esto ya era observable en 2017, con tiempo ventoso las plantas de carbón mineral estuvieron (a veces casi enteramente) fuera de la red en Alemania.

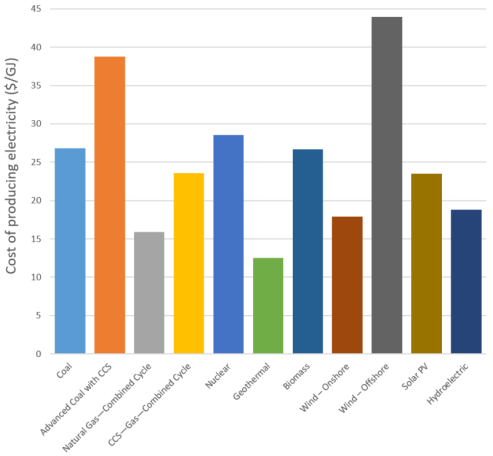


Fig. 15. Costo de la electricidad por tipo de fuente, en dólares por giga joule (277.77 kWh) (fuente: U.S. Energy Information Administration and E. Kountz).

La generación fósil debería continuar su caída, con una fuerte disminución en 2018 (fig.16). Con 100 TWh adicionales de energías renovables y algunas plantas de energía nuclear francesa que volverán a estar en línea, las plantas de energía a base de combustibles fósiles tendrán menos horas de operación. La tendencia de la generación a base de combustibles fósiles está claramente en baja, pero la escala de la caída, y si el carbón mineral o el gas caen más, está por determinarse (fig. 16). Un pronóstico optimista indica que la generación utilizando combustibles fósiles caerá un 16% en 2020. Este cálculo supone un consumo constante de electricidad y una agresiva tasa de construcción de energías renovables (Jones *et al*., 2018).

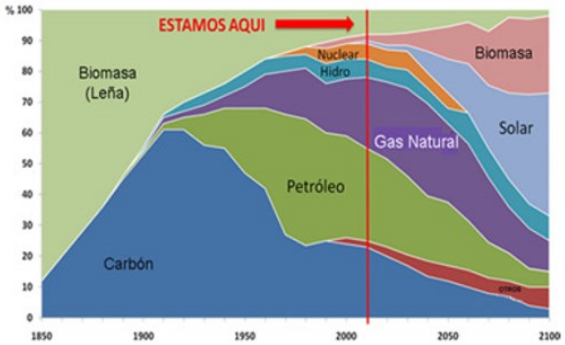


Fig. 16. Evolución prevista de la energía primaria en el mundo por tipo de fuente (fuente: Agora-Sandbag).

3. MATRIZ Y PROSPECTIVA DE LA ENERGÍA PRIMARIA Y ELÉCTRICA A NIVEL MUNDIAL

3.1. Introducción

El consumo mundial de energía (fig. 17) aumentó un 2,9% en 2018. El crecimiento fue el más fuerte desde 2010 y casi el doble del promedio de 10 años. La demanda de todos los combustibles aumentó, pero el crecimiento fue particularmente fuerte en el caso del gas (168 Mtoe, que representa el 43% del aumento global) y las energías renovables (71 Mtoe, el 18% del incremento global). En la OCDE, la demanda de energía aumentó en 82 Mtoe por el fuerte crecimiento de la demanda de gas (70 Mtoe). En los países no miembros de la OCDE, el crecimiento de la demanda de energía fue mayor (308 Mtoe), distribuido principalmente en gas (98 Mtoe), carbón (85 Mtoe) y petróleo (47 Mtoe), los cuales representan la mayor parte del crecimiento (BP, 2019).

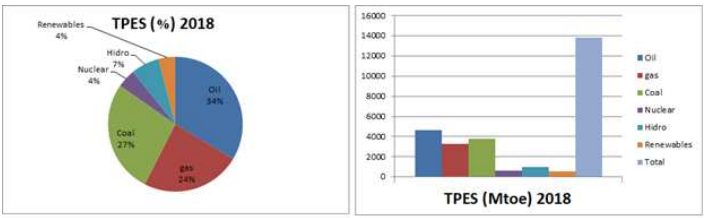


Fig. 17. Participación y total mundial por tipo de fuente del suministro total de energía primaria (TPES). En millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtoe) (fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019).

El petróleo sigue siendo el combustible dominante en África, Europa y las Américas, mientras que el gas natural domina en la CIS (Comunidad de Estados Independientes) y Oriente Medio, y representa más de la mitad de la energía en ambas regiones. El carbón es el combustible dominante en la región de Asia Pacífico. En 2018, la participación del carbón en la energía primaria cayó a su nivel más bajo en la serie de datos en América del Norte y Europa (BP, 2019, fig. 18).

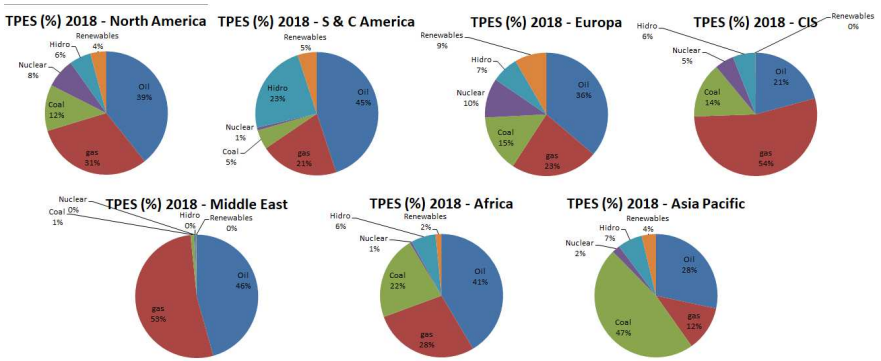


Fig. 18. Participación y total mundial por tipo de fuente del suministro total de energía primaria (TPES) (fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019).

El petróleo se consume principalmente en Asia Pacífico y América del Norte (fig. 19). Juntas, estas regiones representan el 60% del consumo global. El consumo mundial de carbón está fuertemente concentrado en Asia Pacífico, mientras que más de dos tercios del consumo nuclear se concentra en América del Norte y Europa (fig. 19). Asia Pacífico y América del Sur y Central representan casi el 60% de la hidroeléctrica (fig. 19). Más del 90% de las energías renovables se consumen en Asia Pacífico, Europa y América del Norte (BP, 2019) (fig. 19).

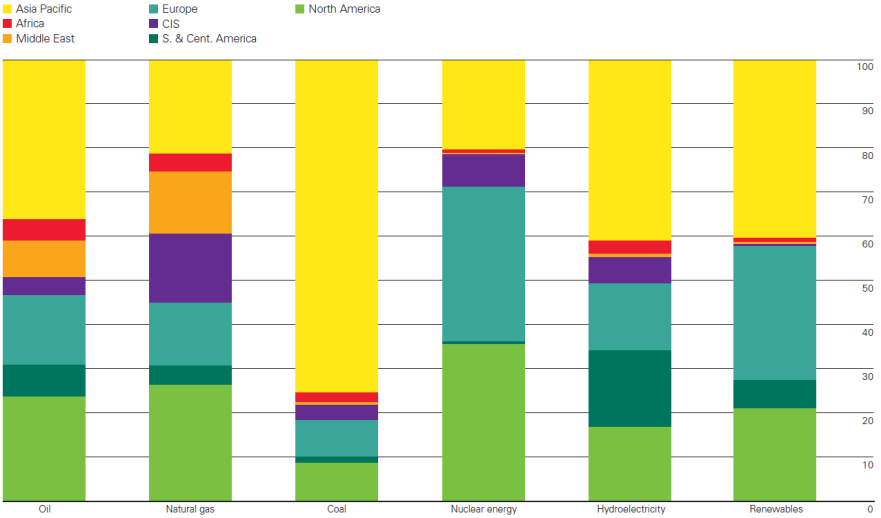


Fig. 19. Consumo por región del suministro total de energía primaria (TPES), en porcentaje (fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019).

El petróleo sigue siendo el combustible más utilizado en la combinación energética (fig. 20). El carbón es el segundo combustible más grande, pero perdió participación en 2018, cuando pasó a representar el 27%, su nivel más bajo en quince años (fig. 20). El gas natural aumentó a 24%, de modo que la brecha entre el carbón y el gas se redujo a tres puntos porcentuales (fig. 20). La contribución de la energía hidroeléctrica y nuclear se mantuvo relativamente estable en 2018 al 7% y 4%, respectivamente (fig. 20). El fuerte crecimiento de las energías renovables elevó su participación al 4%, justo detrás de la nuclear (BP, 2019) (fig. 20).

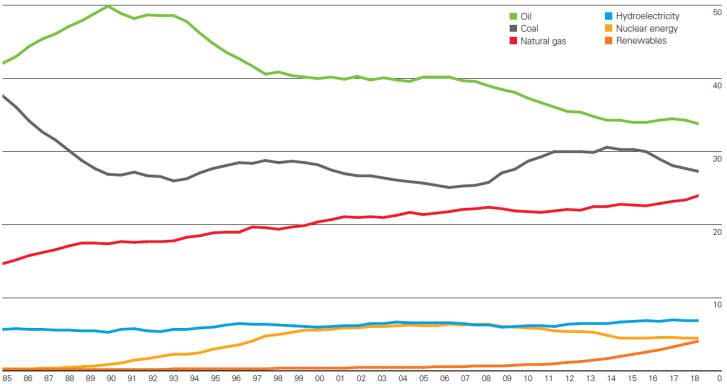


Fig. 20. Evolución porcentual por tipo de fuente del suministro total de energía primaria (TPES) (fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019).

Una de las formas utilizadas para medir la calidad de la matriz energética es el índice de la Intensidad del Carbono, el cual refleja la relación entre las toneladas equivalentes de CO_2 emitidas al ambiente en relación con las toneladas equivalentes de petróleo utilizadas en un país (fig. 21). No resulta sorprendente que Australia exhiba un índice alto, esto se debe al porcentaje de combustibles fósiles que contiene su matriz energética, alrededor del 87%.

Si bien Argentina tiene también una alta participación de combustibles fósiles en su matriz, predomina mayormente el gas natural, el cual emite un tercio menos de CO_2 que el carbón, que tiene una alta participación en la matriz australiana. Alemania emite casi las mismas toneladas de CO_2 que Estados Unidos, siendo que se encuentra en vigencia el programa Energiewende; precisamente este se encuentra en un estado de transición y debe por el momento apoyarse en el carbón como soporte de las renovables ante las intermitencias de estas. Brasil y Francia presentan los índices de emisión CO_2 más bajos de la figura, uno por el impacto de la energía hidráulica (Brasil) y el otro por la utilización de la nuclear (Francia).

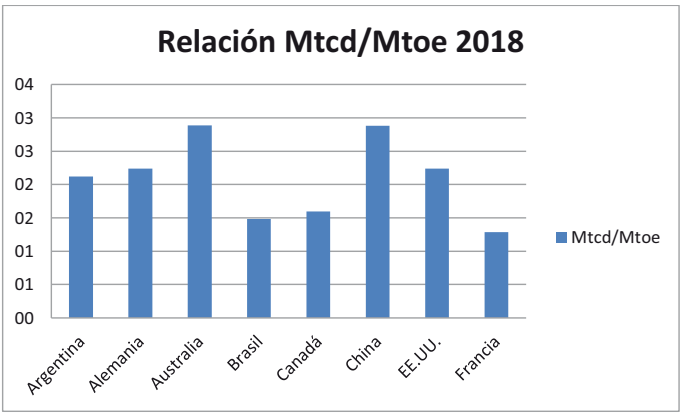


Fig. 21. Relación millones Ton. CO_2/Mtoe por país (fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019).

El Índice del Trilema Energético del Consejo Mundial de Energía (WEC) (fig. 22), producido en asociación con Oliver Wyman, clasifica a los países por su capacidad de proporcionar energía sostenible a través de tres dimensiones: seguridad energética, equidad energética (acceso y precio) y sostenibilidad ambiental. La clasificación mide el desempeño general en el logro de una combinación sostenible de políticas y el puntaje de equilibrio destaca qué tan bien un país maneja el trilema, con “AAA” como el mejor desempeño en el manejo de las tres dimensiones en forma equilibrada (WEC, 2018).

A su vez, cada una de las dimensiones está compuesta por una serie de métricas; en el caso de la seguridad energética, se valoran la concentración en la provisión de energía primaria, la tasa de cambio de

la energía consumida en relación con el PBI, la dependencia de las importaciones y el grado de concentración en cuanto al tipo de generación eléctrica (WEC, 2018). Si tiene equilibradas las tres dimensiones, recibe una "AAA". Argentina ocupa el lugar 60 de 125 países evaluados, detrás de Uruguay (28), Chile (42) y Brasil (53) (WEC, 2018).

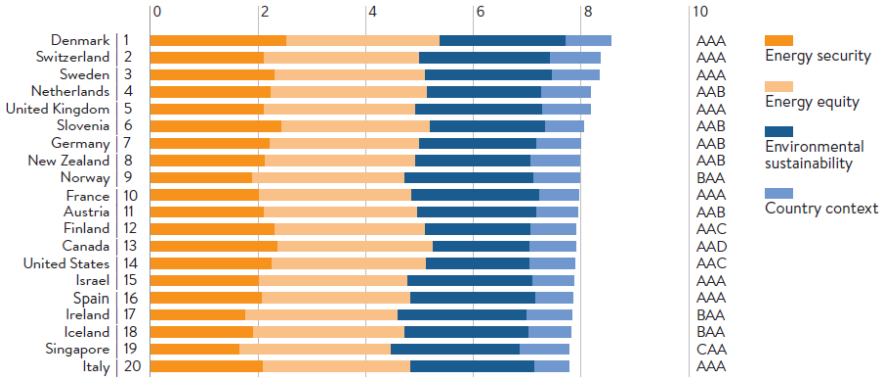


Fig. 22. Top 20 del Ranking Trilemma WEC 2018 (fuente: WEC).

Entre 1971 y 2016, el consumo final total (TFC) se multiplicó por 2,25 (fig. 23). Sin embargo, el uso de energía por la mayoría de los sectores económicos no cambió y ha sido bastante estable durante varios años. El uso de energía en el transporte aumentó significativamente, de 23% de TFC en 1971 a 29% en 2016, así como en 2015 (fig. 23). Sin embargo, en 2016 la industria siguió siendo el mayor sector consumidor, solo un punto porcentual menor que en 1971 (37%) (fig. 23). El sector residencial ocupó el tercer lugar en 2016 (22%) (IEA, 2018).

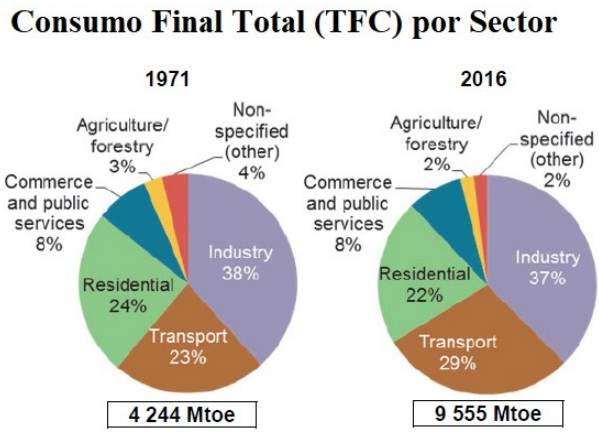


Fig. 23. Consumo de la TPES por sector (fuente: Agencia Internacional de Energía [IEA]).

Aunque sigue siendo dominante, la generación de energía eléctrica a partir del carbón ha estado disminuyendo durante los últimos tres años, alcanzando el 38,4% de la electricidad producida a nivel mundial en 2016, su menor participación desde 2001 (fig. 24). La generación a partir del gas creció lentamente hasta alcanzar el 15% en 1990; desde entonces, aumentos constantes lo han visto crecer hasta el 23,2% en 2016 (fig. 24). Esta es una participación ligeramente menor que las energías renovables (24,2%), las cuales inicialmente estaban dominadas por la hidroelectricidad, pero el crecimiento reciente proviene del desarrollo del sector eólico y solar fotovoltaico (fig. 24). La producción nuclear había tenido un aumento constante en las décadas de 1970 y 1980, antes de estabilizarse en alrededor del 17% de la producción de electricidad, y

luego comenzó a disminuir desde la década de 2000 para alcanzar aproximadamente el 10% (fig. 24). La producción de energía a partir del petróleo alcanzó su punto máximo en casi el 25% de producción de energía en 1973, justo antes de la crisis del petróleo, y ha estado disminuyendo desde entonces. De ser el segundo combustible utilizado para la producción de electricidad después del carbón, se ha convertido en el quinto, justo por encima del 3% de la generación de electricidad en 2016 (IEA, 2018) (fig. 24).

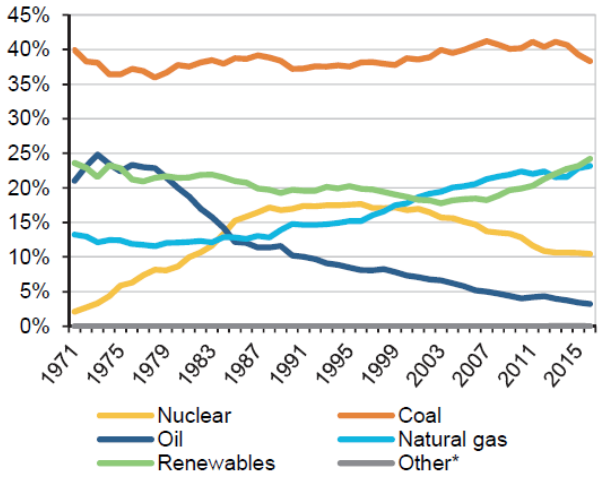


Fig. 24. Porcentaje de energía primaria por tipo en la generación eléctrica (fuente: Agencia Internacional de Energía [IEA]).

3.2. Alemania

El programa de transición energética alemán (Energiewende) se propone cubrir para el año 2050 el 85% de su demanda de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, esencialmente eólica y solar, a pesar de la frecuente presencia de nubes y ausencia de vientos en la región. Uno de los objetivos fundamentales es la desactivación de las centrales nucleares (2022); esta representa el 8% del total de la energía primaria disponible (EIA, 2019). Se puede observar la situación energética de Alemania en las figuras 25a, 25b, 26a y 26b.

Sobre Alemania es necesario hacer un par de consideraciones. El sistema eléctrico en el cual se encuentra inserta presenta gran conectividad, por lo que la intermitencia de las renovables puede ser provista en forma inmediata por la proveniente de la Unión Europea. El otro punto a tener en cuenta es la capacidad económica de este país, en el marco del programa los usuarios residenciales pagaron un costo adicional de 17.000 millones de euros a los generadores de electricidad renovable en el año 2012 (Verón *et al*., 2015).

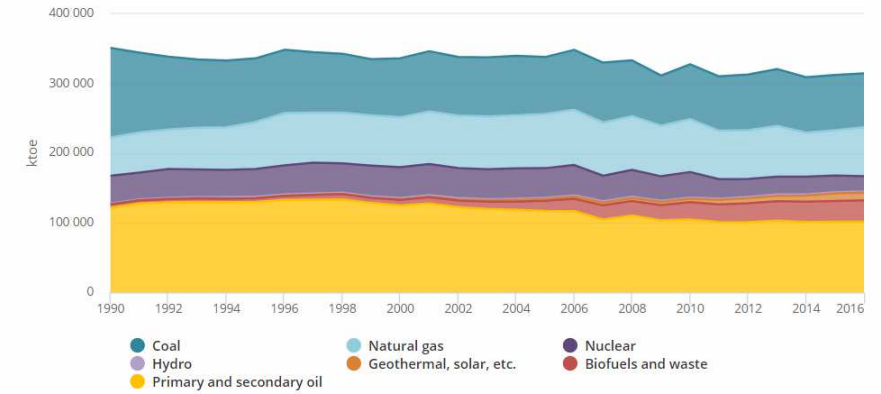


Fig. 25a. Alemania. Evolución de la energía total primaria provista por fuente, excluida la importación de electricidad y calefacción (fuente: Agencia Internacional de Energía [IEA]).

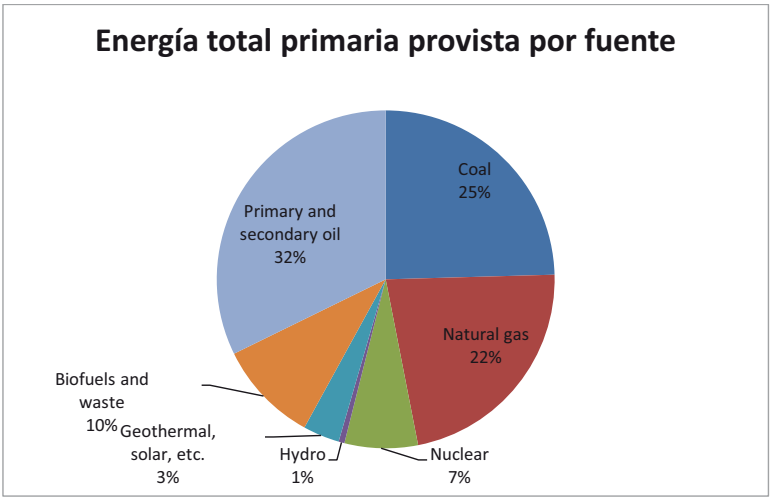


Fig. 25b. Alemania. Participación por tipo de fuente en la energía total primaria provista, 2016 (fuente: Agencia Internacional de Energía [IEA]).

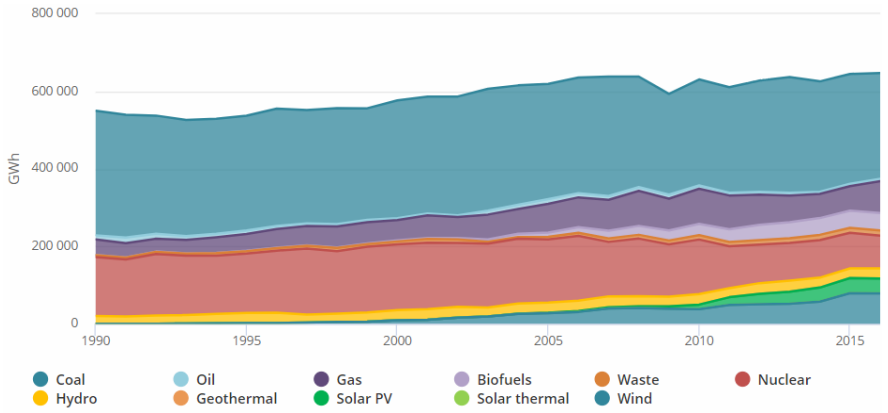


Fig. 26a. Alemania. Evolución de la generación de electricidad por tipo de fuente, GWh (fuente: Agencia Internacional de Energía [IEA]).

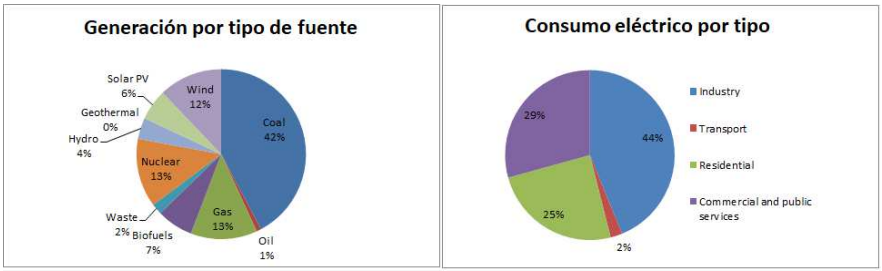
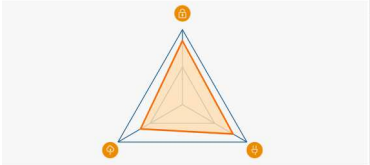


Fig. 26b. Alemania. Participación de la generación de electricidad por tipo de fuente y consumo (fuente: Agencia Internacional de Energía [IEA]).

Al caer solo una posición en el ranking internacional del trilema, Alemania mantiene un lugar en el top 10 en el número 7. Hay ajustes relativos en las dimensiones de equidad y sostenibilidad, y una nueva línea de base para este último, lo que resulta en los puntajes ajustados. En general, Alemania equilibra muy bien las dimensiones del trilema, dando una puntuación de equilibrio general de AAB (fig. 27).



	2016	2017	2018	2018 Trend	2018 Score
Index Rank	5	6	7	▶	AAB
Energy Security	7	12	12	▶	A
Energy Equity	15	17	29	▶	A
Environmental Sustainability	31	32	40	▶	B

Fig. 27. Posición de Alemania y puntaje en el trilema energético (fuente: World Energy Council [WEC]).

Con el objetivo de una transición más económica y asequible, la decisión de transformar el mercado de la electricidad de un sistema basado en tarifas a un proceso de licitación para los productores de energía renovables representó un cambio importante en 2016. Las energías renovables y su integración en el sistema existente siguen siendo un gran desafío para la política energética alemana; por lo tanto, la expansión de la red eléctrica y el desarrollo de instalaciones de almacenamiento relevantes son la columna vertebral para la

integración exitosa de las energías renovables. Los responsables políticos deben establecer el marco adecuado hacia un mercado europeo de electricidad libre y eficiente para limitar la carga.

3.3. Noruega

El caso noruego, al igual que el de Alemania, es interesante de analizar, ya que ilustra muchos de los conceptos vertidos en este informe. La energía hidráulica cubre el 95% de las necesidades del país, existen alrededor de 900 centrales hidroeléctricas, el gas y el petróleo disponible se exportan. Este recurso hidráulico puede aún convertirse en un poder energético adicional al de los combustibles fósiles, una Europa basada en renovables puede utilizar estos ríos y lagos como reservorio de energía usando el bombeo en horas convenientes y exportando nuevamente el excedente a sus vecinos. La situación energética de Noruega está graficada en las figuras 28, 29, 30a y 30b.

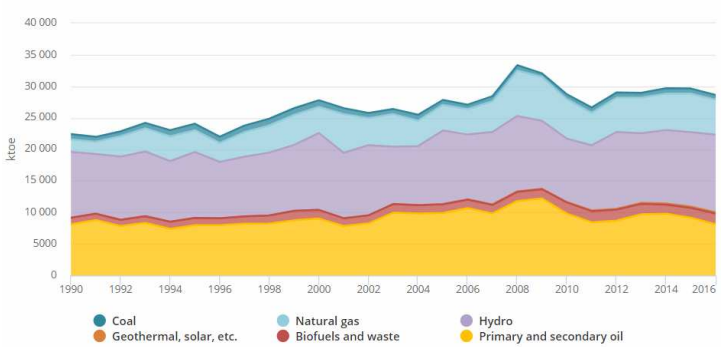


Fig. 28. Noruega. Evolución de la composición de las fuentes de energía primaria (fuente: Agencia Internacional de Energía [IEA]).

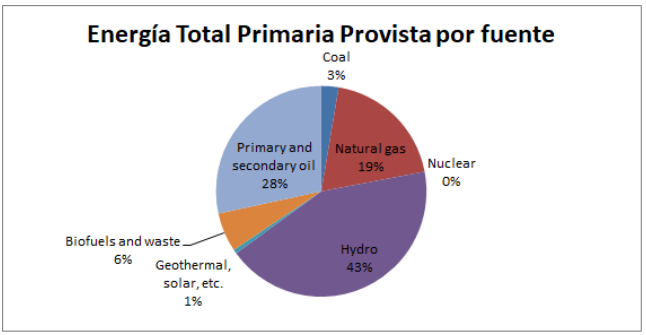


Fig. 29. Noruega. Participación por tipo de fuente en la energía total primaria provista, 2016 (fuente: Agencia Internacional de Energía [IEA]).

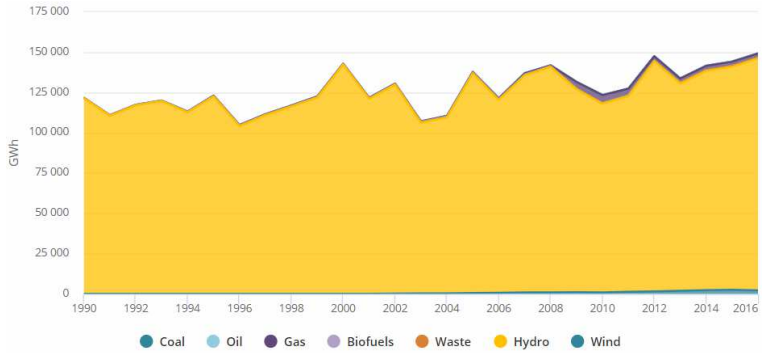


Fig. 30a. Noruega. Evolución de la generación de electricidad por tipo de fuente, GWh (fuente: Agencia Internacional de Energía [IEA]).

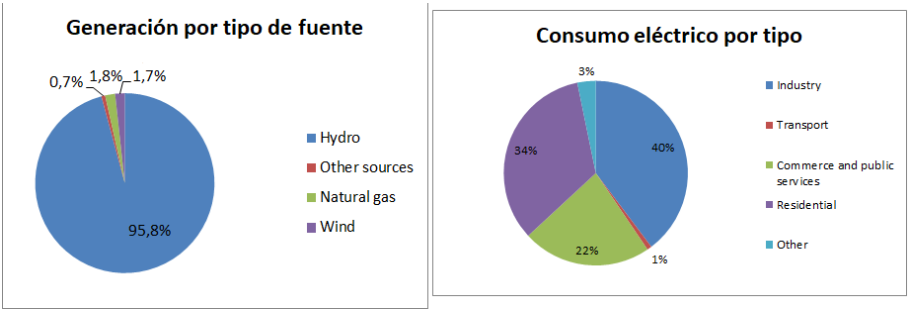
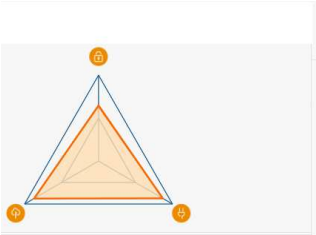


Fig. 30b. Noruega. Participación de la generación de electricidad por tipo de fuente y consumo (fuente: Agencia Internacional de Energía [IEA]).

Si se compara Alemania con Noruega, se verifica el cruce de puntaje entre seguridad energética y sustentabilidad en el trilema energético (fig. 31). Alemania puntúa mejor en la equidad energética (acceso y precio); no obstante, ambos se encuentran equilibrados en forma similar si se consideran las tres dimensiones.



	2016	2017	2018	2018 Trend	2018 Score
Index Rank	7	7	9	▶	BAA
Energy Security	29	32	45	▶	B
Energy Equity	29	23	15	▶	A
Environmental Sustainability	4	8	8	▶	A

Fig. 31. Posición de Noruega y puntaje en el trilema energético (fuente: World Energy Council [WEC]).

Noruega ya se está moviendo en ese sentido, actualmente exporta hidroelectricidad a los Países Bajos e intercambia electricidad de origen renovable con Suecia y Finlandia; tiene planificado extender estos intercambios con el Reino Unido, Alemania y Dinamarca, esta última cubre alrededor del 40% de su demanda eléctrica con energía eólica y, al carecer de fuentes convencionales, depende de Noruega para compensar la ausencia de viento; a la inversa, cuando tiene exceso de viento, exporta a Noruega energía eléctrica (Escribano, 2017).

Los intercambios planteados presentan un desafío importante a la red, tanto desde el punto de vista técnico (cables submarinos) como operativo (despacho de demanda). La actual interconexión Dinamarca-Suecia ha debido ajustarse varias veces para compensar la ausencia de generación eólica ante fuertes vientos, momento en que los generadores deben frenarse. Cuestiones de orden ecológico (redes de transporte invadiendo el territorio) y económicas (aumento de precio por exportación) deben ser consideradas también. Un tema no menor es la legislación, esta debe acompañar a la integración y converger a la complementariedad con la de los actores involucrados (Escribano, 2017).

3.4. Brasil

Independientemente de los altibajos que sufre la economía brasileña, la misma continuará siendo uno de los principales actores económicos a nivel mundial y regional. Mucho de ese éxito se debe en gran medida a los desarrollos energéticos y al aprovechamiento de su matriz energética diversa. Brasil ha creado una matriz única que satisface sus necesidades de crecimiento y exportación. Se puede observar la situación energética de Brasil en las figuras 32a, 32b, 33a y 33b.

Se aprecia una fuerte presencia de las energías renovables, particularmente los derivados de la caña de azúcar e hidráulica, esto sumado a los combustibles fósiles tradicionales. Más allá de los recientes hallazgos de petróleo off-shore, los cuales han llevado a Brasil a ocupar el segundo lugar en América del Sur con reservas probadas detrás de Venezuela, no ha renunciado al esfuerzo de disminuir su dependencia de los combustibles fósiles, invirtiendo en el desarrollo de renovables (Pardo, 2017).

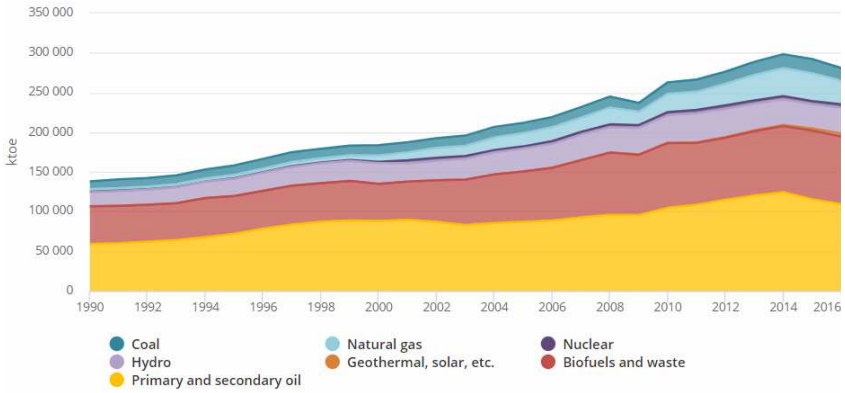


Fig. 32a. Brasil. Evolución de la composición de las fuentes de energía primaria (fuente: Agencia Internacional de Energía [IEA]).

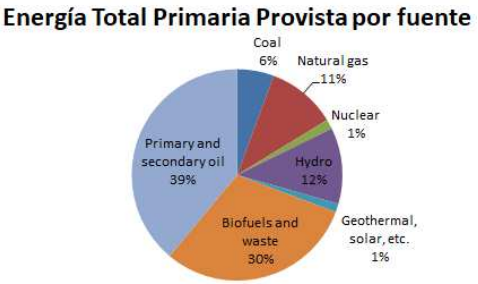


Fig. 32b. Brasil. Participación por tipo de fuente en la energía total primaria provista, 2016 (fuente: Agencia Internacional de Energía [IEA]).

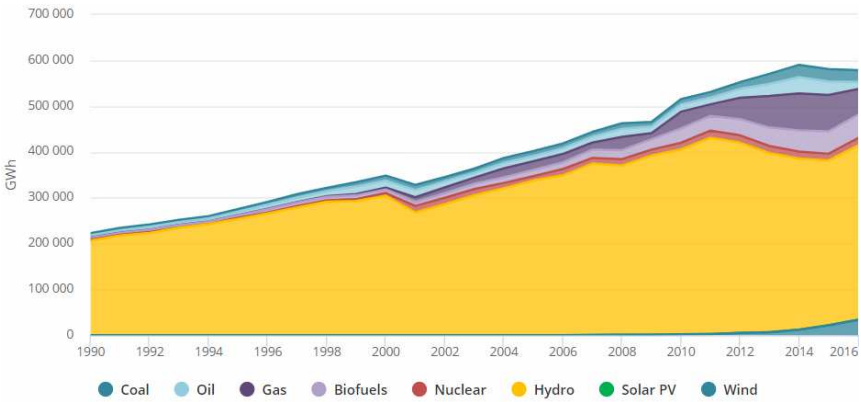


Fig. 33a. Brasil. Evolución de la generación de electricidad por tipo de fuente, GWh (fuente: Agencia Internacional de Energía [IEA]).

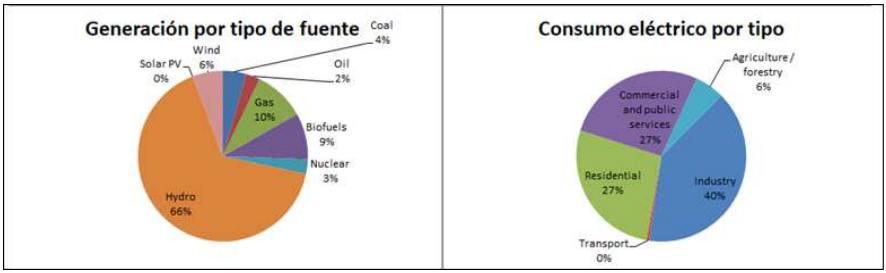
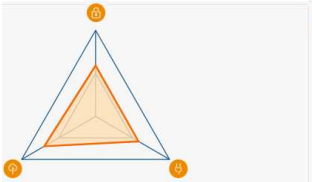


Fig. 33b. Brasil. Participación de la generación de electricidad por tipo de fuente y consumo (fuente: Agencia Internacional de Energía [IEA]).

Brasil mejora un lugar en el índice de este año (puesto 53). Una mejora en la equidad energética y la sustentabilidad ambiental da como resultado un perfil de trilema completo de BBB (fig. 34).

Continuó reduciendo la dependencia externa de la energía, disminuyendo a solo el 0,5% de sus necesidades energéticas totales (2,1% en 2016; 7,4% en 2015). La producción de petróleo aumentó en 4,2%, alcanzando 2,720 millones bbl/día. En este contexto, las exportaciones netas de petróleo y productos derivados del petróleo están aumentando gradualmente; llegaron a 534.000 bpd en 2017 (436.000 bpd en 2016 y 230.000 bpd en 2015). También hubo una expansión en la producción nacional de gas natural de 5,9% en 2017, de 103,8 (2016) a 109,9 Mm3/día; permitiendo una mayor disponibilidad de gas para satisfacer la demanda en un 6,1% en 2016 (una caída del 14,3% en 2016) y también disminuye la importación de este combustible.

La dimensión equidad energética se mantiene similar a los años anteriores, debido a fluctuaciones en los precios de la gasolina y el diésel, los cuales fueron en aumento y se mitigaron por regulaciones gubernamentales. En cuanto a la dimensión sustentabilidad ambiental, mejoró por una baja en la emisión de CO_2.



	2016	2017	2018	2018 Trend	2018 Score
Index Rank	57	54	53	▶	BBB
Energy Security	68	46	56	▶	B
Energy Equity	70	74	71	▶	B
Environmental Sustainability	46	47	36	▶	B

Fig. 34. Posición de Brasil y puntaje en el trilema energético (fuente: World Energy Council [WEC]).

Es importante notar que Brasil es el segundo productor mundial de biocombustibles a partir de la caña de azúcar y la soja, luego de Estados Unidos, que lo obtiene a partir del maíz. Es interesante destacar aquí la paradoja energía o alimentos; en este sentido, Brasil aprovecha muy bien la diversidad de recursos con los que cuenta, no renuncia ni a uno ni a otro, todos son fuente de ingreso y desarrollo. La producción a partir de la caña de azúcar se hace con los sobrantes de la materia prima (Pardo, 2017).

La importancia de la diversificación se muestra en la sequía sufrida por Brasil en el año 2014, la cual derivó en una crisis energética, causando que las plantas hidroeléctricas debieran producir a su menor capacidad. Esto llevó a diversificar la producción de electricidad, aumentando la generación a partir de los combustibles fósiles y el desarrollo de las renovables; aun así, su dependencia de la hidroelectricidad es alta si se la compara con otros países (Pardo, 2017).

3.5. Chile

Chile actualmente importa el 60% de su energía primaria total, exponiéndola a la volatilidad internacional de los precios de los productos básicos. Los mayores desafíos que se perciben son: desarrollar energías renovables a pequeña y mediana escala; establecer un marco regulatorio para el sector de distribución de electricidad y la eficiencia energética; promover la integración de la red regional, la movilidad eléctrica y las ciudades inteligentes (EIA, 2019). La situación energética de Chile está representada en las figuras 35a, 35b, 36a y 36b.

Tradicionalmente, la mayoría de las importaciones de petróleo crudo de Chile se originaron en otros países sudamericanos, particularmente Brasil, Ecuador, Colombia, Perú y Argentina. En 2015, Brasil y Ecuador exportaron la gran mayoría (98%) del suministro de petróleo crudo a Chile y suplantaron las exportaciones perdidas de Colombia, Argentina y Perú durante los últimos años. Sin embargo, Estados Unidos es la principal fuente de importaciones de productos refinados de petróleo de Chile (EIA, 2019).

Chile realizó perforaciones exploratorias en la cuenca de Magallanes, una formación de esquisto bituminoso, para aumentar su suministro nacional de petróleo. Se estima que hay 2.400 millones de barriles de petróleo de esquisto bituminoso en la cuenca de Magallanes y 48 trillones de metros cúbicos de gas shale; esta cuenca está compartida con Argentina (EIA, 2019).

También importa cantidades muy pequeñas de gas natural desde Argentina a través de varias tuberías que se construyeron a fines de la década de 1990. Las importaciones de Argentina crecieron dramáticamente en la década que siguió. Sin embargo, la disminución de la producción de gas natural en Argentina durante la última década como resultado de la subinversión del sector aguas arriba y la mayor demanda argentina llevaron a Chile a acelerar su desarrollo de las capacidades de importación de GNL. Las exportaciones de gas natural de Argentina a Chile han sido casi inexistentes desde 2011. Esta situación ha cambiado sustancialmente a partir de 2019 como consecuencia de la producción argentina en el yacimiento de “Vaca Muerta” (IEA, 2019).

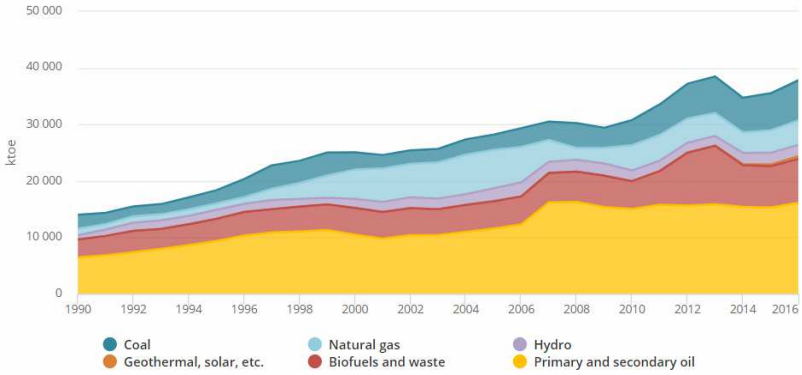


Fig. 35a. Chile. Evolución de la composición de las fuentes de energía primaria (fuente: Agencia Internacional de Energía [IEA]).

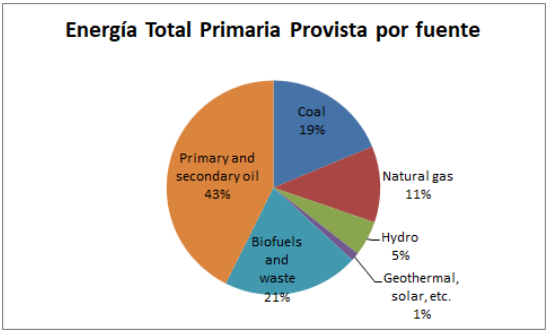


Fig. 35b. Chile. Participación por tipo de fuente en la energía total primaria provista, 2016 (fuente: Agencia Internacional de Energía [IEA]).

Chile tenía hasta el 2017 dos sistemas eléctricos principales. Los dos sistemas más grandes son el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). En 2015, el SIC tenía el 79% de la capacidad instalada y generaba el 73% de la electricidad en Chile, mientras que el SING tenía el 20% de la capacidad instalada y generaba el 26% de la electricidad en Chile; este sistema se encuentra interconectado al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) desde junio de 2015 por una línea de 345 kV que parte de la central Cobos en Salta (IEA, 2019).

Este país implementó una ley en 2010 (enmendada en 2013) para aumentar la cantidad de energía renovable, excluyendo las grandes centrales hidroeléctricas, para la mayoría de las empresas de servicios públicos al 20% de la generación para 2025. En 2015, Chile generó poco más de 6 TWh de energía de otras fuentes renovables (IEA, 2019).

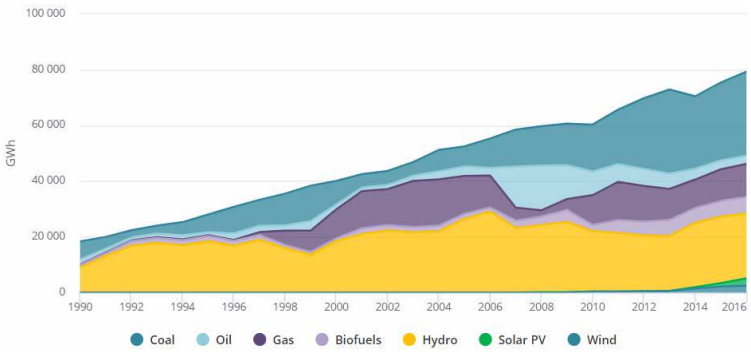


Fig. 36a. Chile. Evolución de la generación de electricidad por tipo de fuente, GWh (fuente: Agencia Internacional de Energía [IEA]).

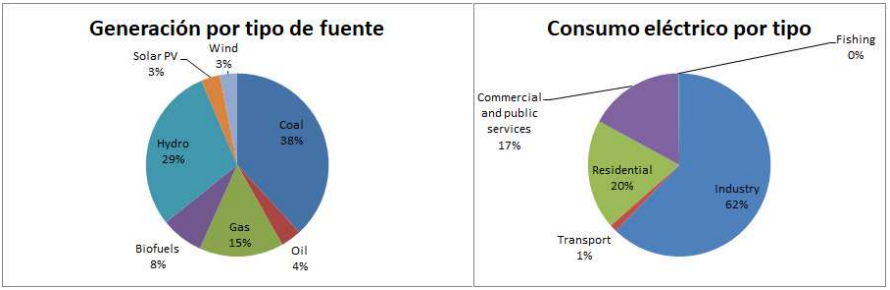
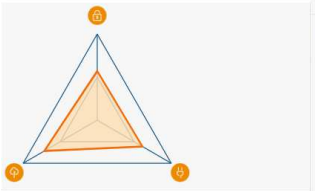


Fig. 36b. Chile. Participación de la generación de electricidad por tipo de fuente y consumo (fuente: Agencia Internacional de Energía [IEA]).

Chile continúa manteniendo un equilibrio de las tres dimensiones del trilema, con un sólido desempeño de BBB en todos los indicadores (fig. 37). En relación con otros países, cae al puesto 42, lo que se refleja principalmente en la dimensión de la equidad y está impulsado por las mejoras relativas de otros países, mientras que Chile se mantiene estable (WEC, 2019).

La interconexión de las regiones norte y centro de Chile ya está mostrando mejoras en cuanto a la asequibilidad, lo que seguirá beneficiando a los usuarios. El cierre inminente de dos plantas de carbón proporcionará más beneficios de descarbonización (WEC, 2019).



	2016	2017	2018	2018 Trend	2018 Score
Index Rank	38	36	42	▶	BBB
Energy Security	44	62	59	▶	B
Energy Equity	66	49	66	▶	B
Environmental Sustainability	48	44	35	▲	B

Fig. 37. Posición de Chile y puntaje en el trilema energético (fuente: World Energy Council [WEC]).

A largo plazo, la política energética de Chile 2050 establece cuatro pilares principales: la seguridad y la calidad del suministro de energía, la energía como motor del desarrollo, la energía compatible con el medioambiente y la eficiencia, y la educación energética. El nuevo “Mapa de ruta de la energía 2018-2022: la

transición energética centrada en nuestros ciudadanos" es la política clave para el futuro cercano. Algunos de los objetivos definidos en este documento son: construir un mapa de vulnerabilidad energética del país; modernizar las instituciones del sector energético; reducir un 25% el tiempo de los procedimientos ambientales; alcanzar cuatro veces la capacidad actual de generación distribuida; aumentar en diez veces la cantidad de vehículos eléctricos; modernizar el marco regulatorio de distribución; establecer un marco regulatorio para biocombustibles sólidos como la leña; desarrollar un marco regulatorio para la eficiencia energética; iniciar un proceso de descarbonización en la matriz energética, y capacitar a 6000 operadores, técnicos y profesionales del sector energético (WEC, 2019).

4. MATRIZ Y PROSPECTIVA DE LA ENERGÍA PRIMARIA Y ELÉCTRICA A NIVEL NACIONAL

A partir de Vaca Muerta, Argentina ha comenzado a revertir la ecuación energética, mientras que las fuentes renovables van ganando terreno (fig. 38).

Las reservas de gas no convencional son las segundas a nivel mundial, mientras que está en cuarto lugar en reservas de petróleo no convencional (fig. 38). En el año 2019 la cuenca neuquina aportó el 18% de la producción total de petróleo y el 41% del gas natural. La extracción no convencional de crudo experimentó un aumento del 53% interanual, con lo cual contrarrestó un retroceso del −2,7% que hubo en la convencional. La producción de gas no convencional subió un 33,3% interanual, mientras que la producción convencional declinó un −5.3% (Pardo, 2017).



Fig. 38. Ranking mundial de reservas no convencionales (fuente: EIA).

Es interesante notar que la Secretaría de Energía estimó para el 2019 un estado de balance energético de equilibrio. Se debe tener en cuenta que, en el período 2006-2013, de un superávit comercial de USD 6100 millones se pasó a un déficit de USD 6900 millones, lo que implica una diferencia de USD 13.000 millones. En la actualidad se dispone de una ventana de ocho meses en los que se genera saldo exportable, en el resto del año Argentina debe importar gas, básicamente para consumo domiciliario; también debe tenerse en cuenta la actividad industrial en esta ecuación (Mastronardi, 2019).

El desafío lo constituye ahora el transporte, situación que se irá agravando en la medida que la producción aumente. La primera gran obra está destinada al abastecimiento de las centrales de generación eléctrica situadas en las provincias de Buenos Aires y Santa Fe. La otra alternativa es la exportación de gas natural licuado (GNL), para ello se tiene previsto la construcción de una planta de licuefacción en la zona del puerto de Bahía Blanca (Mastronardi, 2019).

Tradicionalmente, Argentina ha mostrado baja actividad en la exploración y explotación off-shore, todo lo contrario a Brasil. En el corriente año se ha abierto un concurso público internacional y se han recibido un total de trece ofertas para la exploración de la plataforma continental.

Un detalle no menor a tener en cuenta es que la actual explotación de Vaca Muerta solo representa el 4% de su superficie posible, esto sin considerar las otras cuencas no convencionales, Paranaense, Austral y la del Golfo de San Jorge (fig. 39). Al ritmo actual de explotación, las reservas estimadas alcanzan para ciento cincuenta años, momento en que quizás no se necesiten más los hidrocarburos (Mastronardi, 2019).

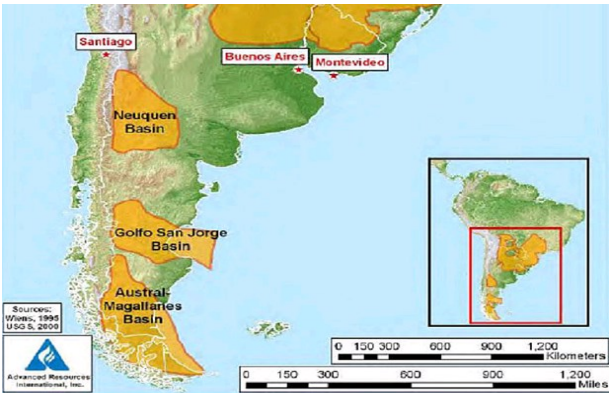


Fig. 39. Cuencas de reservas no convencionales de hidrocarburos en Argentina (fuente: EIA).

Con respecto a las energías renovables, en el 2011 representaban el 0,5% de la potencia demandada por el SADI. Al día de hoy (2021), oscila entre el 10 y el 14%, según el día y la época del año. El día 19/9/2019 a las 10:05 h se alcanzó el porcentaje previsto como objetivo para fines del 2019 (CAMMESA) (fig. 40). En el presente informe dedicaremos un punto específico al desarrollo de este tema. Al igual que con el gas, el transporte y la interconexión constituyen el mayor desafío, particularmente con la generación eólica y la solar, una desde el Sur y la otra desde el Norte.

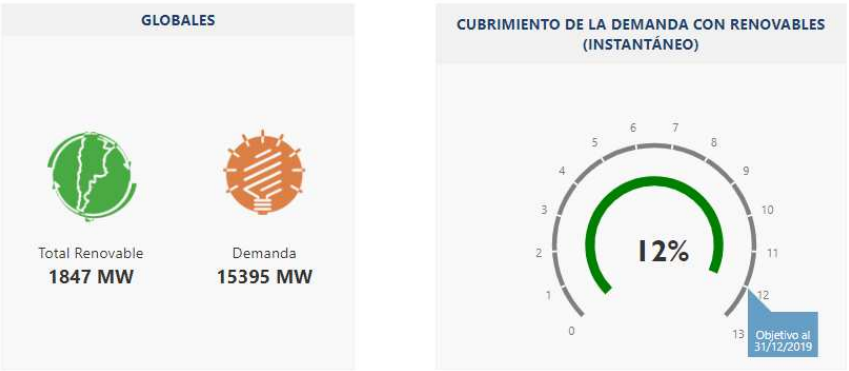


Fig. 40. Cubrimiento de la demanda con renovables, 19/9/2019, 10:05 h (fuente: CAMMESA).

La matriz energética argentina está dominada por los combustibles de origen fósil y presenta dos particularidades: la elevada contribución del gas natural (59%) y la muy baja participación del carbón mineral (<1%). A su vez, el petróleo contribuye con aproximadamente el 30%; por lo tanto, ambas fuentes constituyen el 89% del total. La participación de las otras fuentes es mucho menor. Ver situación energética de Argentina en las figuras 41a, 41b, 42a y 42b.

Si bien el aporte de los combustibles fósiles se mantuvo relativamente constante (aproximadamente el 90%), la matriz energética mostró cambios significativos durante el período 1960-2012. La actual preponderancia del gas natural estuvo precedida por períodos en los que el aporte del petróleo promediaba el 70%. El análisis temporal identifica períodos en los que hubo cambios en la relación. La crisis del petróleo en 1973 y su correlato en el aumento del crudo hicieron aumentar la oferta interna de gas natural. Este proceso se incrementó a partir de la década del ochenta con el descubrimiento de nuevos yacimientos (Loma La Lata en 1977), la construcción de nuevos gasoductos, leyes que fomentan el uso del gas natural comprimido y, últimamente, el gas shale de Vaca Muerta.

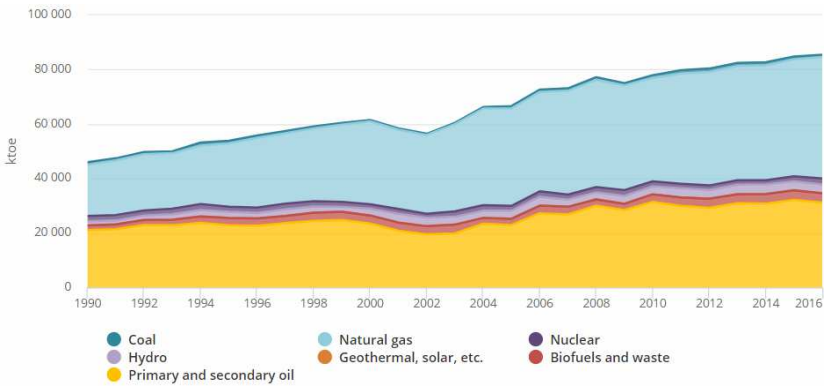


Fig. 41a. Argentina. Evolución de la composición de las fuentes de energía primaria (fuente: Agencia Internacional de Energía [IEA]).

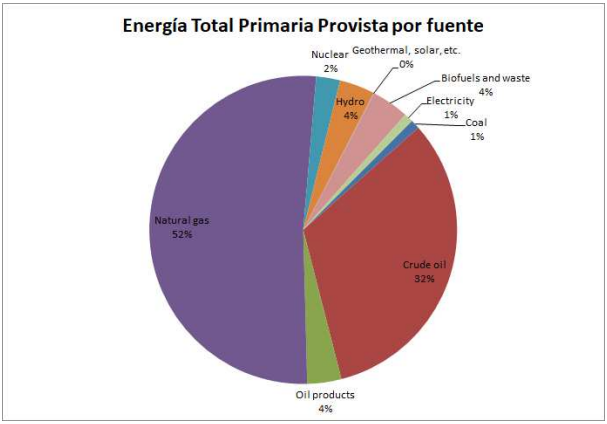


Fig. 41b. Argentina. Participación por tipo de fuente en la energía total primaria provista, 2016 (fuente: Agencia Internacional de Energía [IEA]).

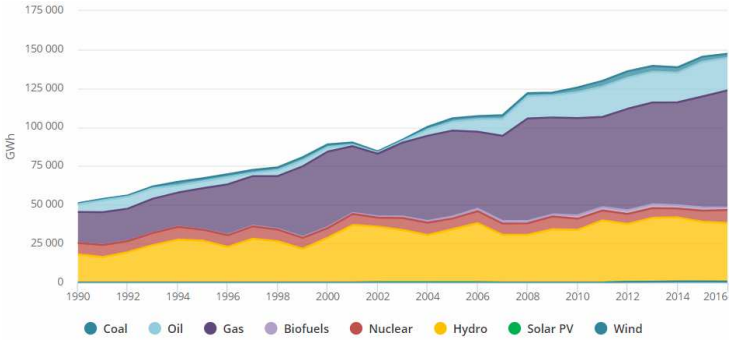


Fig. 42a. Argentina. Evolución de la generación de electricidad por tipo de fuente, GWh (fuente: Agencia Internacional de Energía [IEA]).

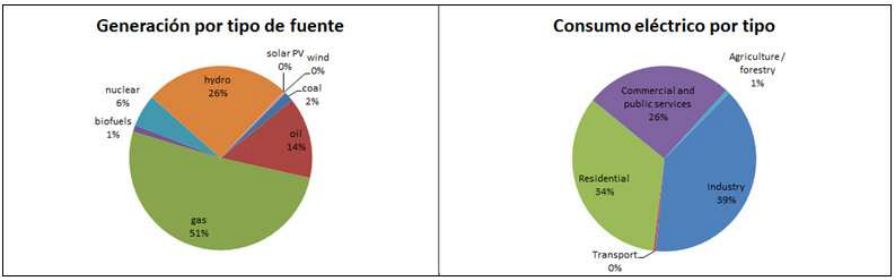
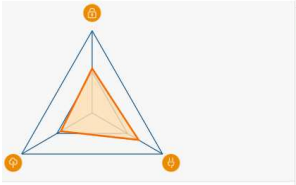


Fig. 42b. Argentina. Participación de la generación de electricidad por tipo de fuente y consumo (fuente: Agencia Internacional de Energía [IEA]).

Si se compara la posición de Argentina en el trilema (35, Balance BAB) en 2019, con respecto a los años anteriores (60, Balance BBC) (fig. 43), se puede visualizar una sustancial mejora, básicamente debido a la producción de Vaca Muerta, lo cual disminuye la dependencia de las importaciones y las energías renovables que ayudan a mejorar el índice de sostenibilidad (WEC Trilemma).



	2016	2017	2018	2018 Trend	2018 Score
Index Rank	58	58	60	▶	BBC
Energy Security	48	52	63	▶	B
Energy Equity	69	61	59	▶	B
Environmental Sustainability	69	72	78	▶	C

Fig. 43. Posición de Argentina y puntaje en el trilema energético anteriores a 2019 (fuente: World Energy Council [WEC]).

La Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación prevé para el año 2030 cuatro escenarios energéticos posibles a partir de la combinación del precio del petróleo y del crecimiento de la demanda energética (fig. 44). Para el petróleo contempla dos bandas de precios, y para la demanda, dos escenarios de crecimiento, uno siguiendo la tendencia actual y otro con crecimiento eficiente. Estas hipótesis nos conducen a dos escenarios de producción de gas natural para cada escenario de demanda (SGE, 2019).

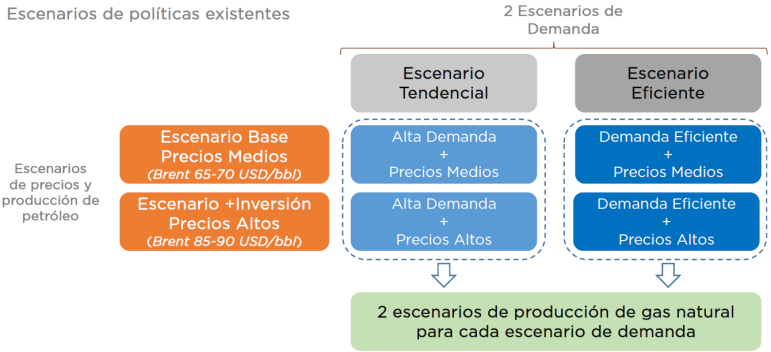


Fig. 44. Escenarios energéticos Argentina 2030 (fuente: Secretaría de Gobierno de Energía [SGE]).

Consecuentemente con estos escenarios se presenta la evolución esperada de la matriz energética primaria (fig. 45), se observa la evolución de la intensidad energética (Tep/PBI), la cual parte de un valor de 114 para el año 2018 y concluye con un valor de 100 u 88 en el año 2030, según se considere un escenario eficiente o no. El escenario tendencial contempla un incremento anual acumulado del 1,7% por año, mientras que el eficiente presenta un incremento anual acumulado del 0,6%, este último representa un ahorro en el entorno del 10% con respecto al menor eficiente (SGE, 2019).

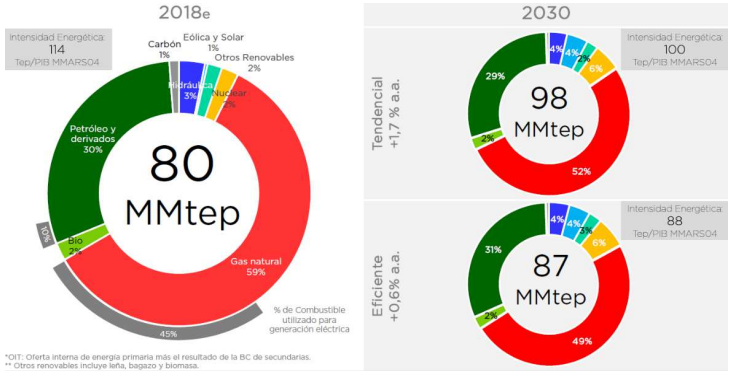


Fig. 45. Evolución de la matriz energética primaria argentina 2018-2030 (fuente: Secretaría de Gobierno de Energía [SGE]).

La matriz eléctrica experimenta una evolución consecuente con las políticas establecidas (fig. 46). Se disminuye notablemente la participación de la generación térmica en favor de las energías renovables en ambos escenarios, el índice de emisiones (tCO_2/MWh) así lo refleja, pasa de 300 toneladas equivalentes de CO_2 por MWh en 2018 a 158 en el escenario menos eficiente, y a 141 en el más eficiente (SGE, 2019).

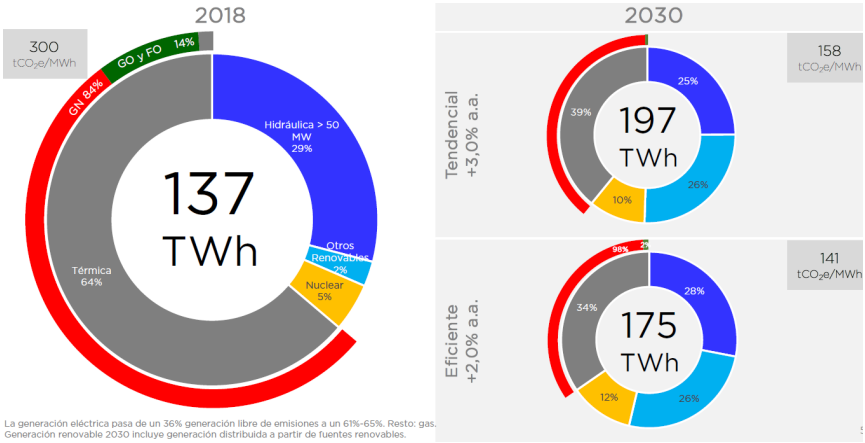
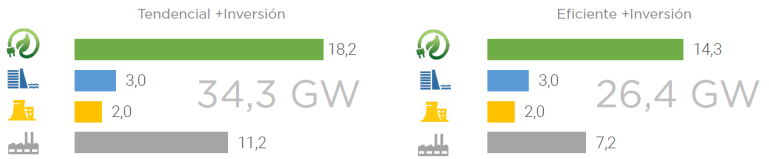


Fig. 46. Evolución de la matriz eléctrica argentina 2018-2030 (fuente: Secretaría de Gobierno de Energía [SGE]).

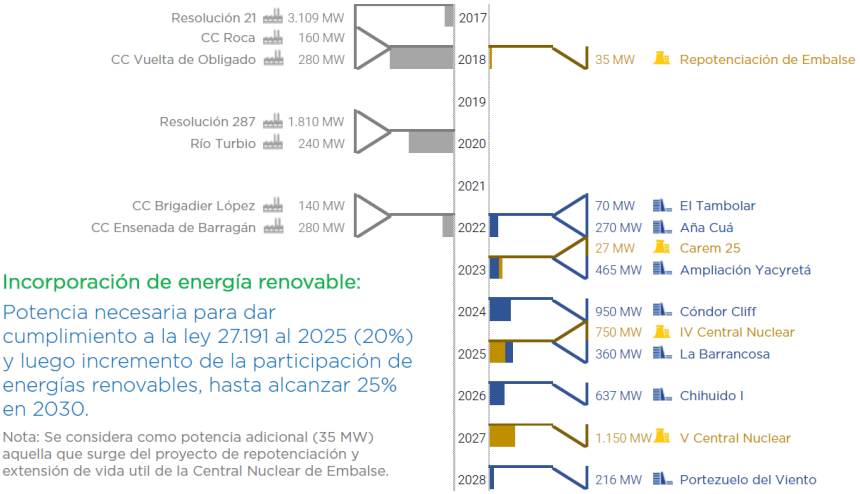
Para satisfacer la energía demandada es necesario incrementar la potencia instalada en 34,3 GW para el escenario menos eficiente y 26,4 GW en el caso del más eficiente (fig. 47). El plan de obras para el caso de la generación térmica se encuentra casi ejecutado en su totalidad y lo que resta concluir cubre la demanda en el escenario eficiente, el resto, como se dijo anteriormente, se cubre con renovables, hidráulica y nuclear (SGE, 2019) (fig. 48).



Las medidas de eficiencia energética reducen la demanda de potencia en 8 GW.

Se requerirán a 2030 entre 14 y 18 GW de potencia adicional instalada a partir de fuentes renovables no convencionales para alcanzar el 25% de generación a partir de esta fuente.

Fig. 47. Argentina. Incremento de potencia instalada para el año 2030 (fuente: Secretaría de Gobierno de Energía [SGE]).



Incorporación de energía renovable:

Potencia necesaria para dar cumplimiento a la ley 27.191 al 2025 (20%) y luego incremento de la participación de energías renovables, hasta alcanzar 25% en 2030.

Nota: Se considera como potencia adicional (35 MW) aquella que surge del proyecto de repotenciación y extensión de vida util de la Central Nuclear de Embalse.

Fig. 48. Hipótesis de generación para el año 2030 (fuente: Secretaría de Gobierno de Energía [SGE]).

5. MATRIZ Y PROSPECTIVA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE CÓRDOBA

5.1. Introducción

Para definir este punto se ha relevado la información existente y disponible en distintos organismos e instituciones, tanto estatales como privadas. Ante las dificultades para encontrar datos para la elaboración de la matriz energética primaria provincial, se ha decidido centrarse en el análisis de la matriz eléctrica de Córdoba tomando como base lo publicado por la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC), la Secretaría de Gobierno de la Energía de la Nación (SGE) y CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima), además de evaluar lo publicado por otros organismos.

Es importante destacar que lo referido a gas y a otros combustibles, que conforman la matriz energética provincial, ha sido desarrollado en el capítulo II y se considera que no agregaría valor a este informe repetir esa información. Lo mismo ocurre con otros temas energéticos, como composición de la demanda por sectores, los cuales están debidamente descriptos en el capítulo siguiente. Por lo expresado, en este documento se analizará cómo está conformada la matriz eléctrica de la Provincia de Córdoba, pudiendo identificar la participación de distintos actores del sistema eléctrico provincial. A partir del análisis de la información disponible se comentarán las posibles líneas de acción en las conclusiones de este trabajo.

5.2. La energía eléctrica en la Provincia de Córdoba

De acuerdo con lo publicado en su web oficial, la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC) agrupa los tres bloques que forman parte del negocio de la energía eléctrica, es decir, generación, transporte y distribución. El servicio es ofrecido a toda la provincia en forma directa, o bien de forma indirecta a través de las cooperativas eléctricas.

5.2.1. Generación propia de EPEC

EPEC dispone de centrales generadoras de energía eléctrica distribuidas en el territorio provincial. Las mismas alcanzan aproximadamente los 1941 MW de potencia instalada. Estas plantas generadoras provinciales forman parte de un sistema de generación y abastecimiento integrado por centrales hidráulicas, una central hidroeléctrica de bombeo y centrales térmicas.

Este detalle se puede observar en la tabla 1, la cual fue elaborada a partir de los datos obtenidos de la página web de CAMMESA (https://aplic.cammesa.com/geosadi/), de la información publicada por EPEC y por la SGE.

La energía adicional necesaria para abastecer a la provincia se obtiene interactuando (técnica y comercialmente) con el mercado eléctrico mayorista (MEM).

La Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC) produce una porción importante de la energía que los cordobeses consumen. Dicha porción no llega a cubrir las necesidades y la demanda total de la población. Como se mencionó, la electricidad adicional que necesita la provincia se obtiene de operaciones comerciales con el mercado eléctrico desde los nodos de interconexión con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), o bien recibiendo el aporte de los generadores privados que se encuentran en el territorio provincial.

En la figura 49 se puede visualizar la distribución geográfica de algunas de las centrales mencionadas anteriormente, en particular las que están relacionadas con EPEC. Dicha disposición territorial aporta una imagen de la infraestructura de generación vinculada al Estado provincial.

Centrales Térmicas	MW	Centrales Hidroeléctricas	MW
Pilar (Bicentenario)	465	Fitz Simon	10.5
Pilar (Zanichelli)	215	Cassaffousth	16.2
San Francisco	39	Reolín	33
Villa María	48	Piedras Moras	6.3
Río Cuarto	32	La Viña	16
Gral. Levalle	64.2	San Roque	24
Sudoeste	100	La Calera	5
Deán Funes	35.1	Molinos I	52
Marcos Juárez	13.1	Molinos II	4.5
La Carlota	11.2	Cruz del Eje	1.5
TOTAL INSTALADO	**1.022.6**	Río Grande	750
		TOTAL INSTALADO	**919**

Tabla 1. Centrales de generación EPEC (fuente: EPEC-CAMMESA-SGE).



Fig. 49. Distribución geográfica de algunas de las centrales vinculadas a EPEC (fuente: EPEC).

5.2.2. Generación privada

En forma complementaria existen centrales que aportan, de acuerdo con las necesidades del momento y coordinadas con los centros de operaciones correspondientes, la generación para atender a la demanda del sistema. Estas instalaciones se encuentran en el territorio provincial y, a partir de la información disponible y obtenida de las páginas web de las distintas empresas generadoras, se mencionan a continuación.

La *Central Térmica de MSU Energy* se encuentra emplazada dentro del Parque Industrial y Tecnológico en la localidad de Villa María. Cuenta con aproximadamente 200 MW de capacidad de generación nominal e inició sus operaciones en enero de 2018.

Se conecta a la subestación Villa María a través de una red de 132 kV operada por la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC), que permite despachar la energía a la red nacional. La central se abastece del gasoducto norte de Transportadora Gas del Norte SA (TGN).

La *Central Termoeléctrica Modesto Maranzana* está ubicada en la localidad de Río Cuarto y es propiedad de Generación Mediterránea SA. Inicialmente tenía instalado un ciclo combinado de 70 MW de capacidad, en dos bloques de máquinas de 35 MW cada uno. Cada bloque está formado por una turbina de gas, un generador y una turbina de vapor en un sistema de eje único.

En octubre de 2008 se completó la primera etapa del proyecto de ampliación de la Central con la instalación y puesta en marcha de dos nuevas turbinas de gas de 30 MW cada una, dispuestas de forma tal que ambas transmiten su potencia a un único generador, otorgando mayor flexibilidad en la operación.

En 2010 se instaló una tercera turbina de 60 MW, que entró en operación comercial alcanzando los 250 MW de potencia instalada de la Central.

Durante 2016 se iniciaron los trabajos para la instalación de dos turbinas de 50 MW de potencia nominal cada una (se inició la operación en julio de 2017), llevando la capacidad instalada total de la central a los 350 MW. La Central está conectada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a través de la red de alta tensión de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC).

En 2018 se comenzaron los trabajos para el cierre de ciclo con el fin de incrementar la capacidad instalada de la central en 125 MW, habiendo entrado en operación en el año 2020.

La *Central Térmica Bell Ville* cuenta con una potencia máxima de 15,6 MW y se conecta a la Estación Transformadora Bell Ville de la EPEC.

La *Central Térmica Mario Seveso* es un ciclo combinado de 30,8 MW de potencia efectiva, está compuesto por una turbina de gas de 25,08 MW y una turbina de vapor de 5,72 MW. Es propiedad de Arcor SA, que se vincula al MEM en la ET Arroyito de EPEC.

El *Parque Eólico Achiras* está ubicado en las proximidades de la localidad de Achiras en el sur de la provincia y pertenece a la empresa CP Renovables.

La primera etapa del proyecto fue desarrollada en el marco del RenovAr Ronda 1.5 y está formado por el parque eólico Achiras de quince aerogeneradores con una potencia instalada de 48 MW. La segunda etapa, en desarrollo, cuenta con los parques Manque, de 57 MW de potencia instalada, y Los Olivos, de 22,8 MW de potencia instalada. Este emprendimiento eólico está interconectado al SADI en 132 kV desde la línea existente entre la ET Río Cuarto-ET Villa Mercedes hasta la estación transformadora dentro del Parque Eólico.

La *Central Térmica de Isla Verde* pertenece al grupo empresario Aggreko Argentina SRL. Es una central térmica con generación a partir de motores diésel cuya potencia instalada es de 24,5 MW.

La *Central Termoeléctrica 13 de Julio* de Generadora Córdoba SA está instalada próxima a la localidad de Río III. La central está compuesta por dos grupos termoeléctricos que alcanzan 32 MW de potencia nominal instalada con una potencia efectiva unitaria entre 13 MW (invierno) y 12 MW (verano). Funcionan con gas natural o gasoil como combustible alternativo. Este predio está físicamente debajo de la Línea de Alta Tensión en 132 kV (propiedad de Petroquímica Río III SA) y se vincula con la ET Almafuerte de Transener SA.

La *Central Térmica Río III* de la empresa SoEnergy Argentina SA, ubicada en las cercanías de Río III, dispone de una potencia instalada de 60 MW de generación y está equipada por un turbogenerador a gas.

En la tabla 2 se muestra un listado de generadores privados que se encuentran en la Provincia de Córdoba y aportan energía al sistema provincial.

Centrales Privadas	Tipo	MW
Maranzana	Térmica	348
Seveso	Térmica	30.8
Aggreko (Isla Verde)	Térmica	24.5
MSU	Térmica	196
CP Renovable	Eólica	48
Bell Ville	Térmica	15.6
13 de Julio	Térmica	26
SoEnergy (Río III)	Térmica	60
TOTAL INSTALADO		**748.9**

Tabla 2. Centrales de generación privadas (fuente: EPEC-CAMMESA-SGE).

Región	TV	TG	CC	DI	Térmica	Hidráulica	Nuclear	Renovables	TOTAL
CUY	90	120	374	40	624	957	-	264	1,761
COM	501	-	1,487	92	2,080	4,725	-	44	6,773
NOA	991	261	1,472	394	3,117	101	-	229	3,057
CEN	815	200	534	101	1,650	802	648	215	3,075
GBA-LIT-BAS	4,536	3,870	6,867	895	16,168	945	1,107	271	16,981
NEA	33	-	-	286	319	2,745	-	0	3,081
PAT	195	-	377	-	572	516	-	438	1,222
TOTAL	7,161	4,451	11,110	1,808	24,531	10,790	1,755	1,462	38,538
% Térmicos	29%	18%	45%	7%	100%				
% TOTAL					64%	28%	5%	4%	100%

Fig. 50. Potencia instalada. Año 2018 (fuente: CAMMESA).

La potencia instalada en la Provincia de Córdoba, tomando como referencia lo mostrado en las tablas 1 y 2, alcanza los 2690,5 MW, representando aproximadamente un 7% de la potencia instalada en el país, la cual se muestra en la figura 50, y en 2018 alcanzó los 38.538 MW. Es importante resaltar que Córdoba, conjuntamente con la Provincia de San Luis, conforma la región Centro (CEN) en la información proporcionada por CAMMESA.

Otro dato relevante es que la Central Nuclear de Embalse, que pertenece a la empresa Nucleoeléctrica Argentina SA (NASA), de 648 MW de potencia, no es tenida en cuenta dentro del sistema provincial de generación en el análisis del presente informe, aunque sí se muestra en la figura 50 como aportante al SADI en la región Centro (CEN).

Analizando los registros de generación de EPEC, se alcanzó un récord histórico de demanda de potencia el martes 6 de febrero de 2018 a las 14.30 h, llegando a los 1991 MW en el SIP (Sistema Interconectado Provincial), y a los 806 MW en la zona correspondiente a la capital provincial. Los valores se pueden ver en la tabla 3.

Las figuras 51, 52 y 53 muestran la evolución de la curva de demanda y temperatura el día mencionado, tanto para la provincia como para la capital.

Día - Hora	Año	Temperatura Máxima (°C)	Potencia Máxima (MW)			
			Capital	EPEC	SIP	SIR
06/02/2018 14:30	2018	36.4	806	1935	1991	2116

Tabla 3. Registros máximos históricos. EPEC. Año 2018 (fuente: EPEC).

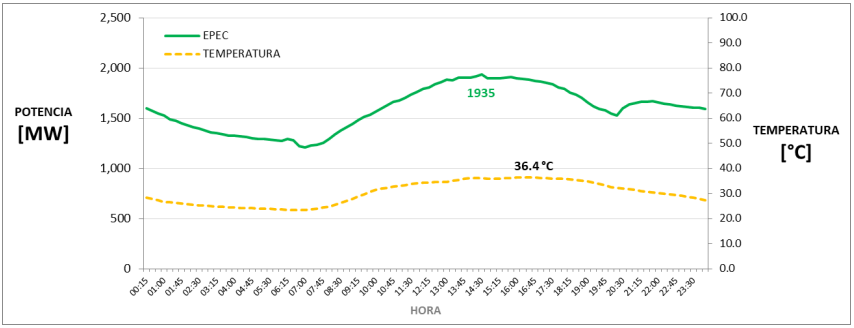


Fig. 51. Potencia Máxima Provincia. EPEC. Año 2018 (fuente: EPEC).

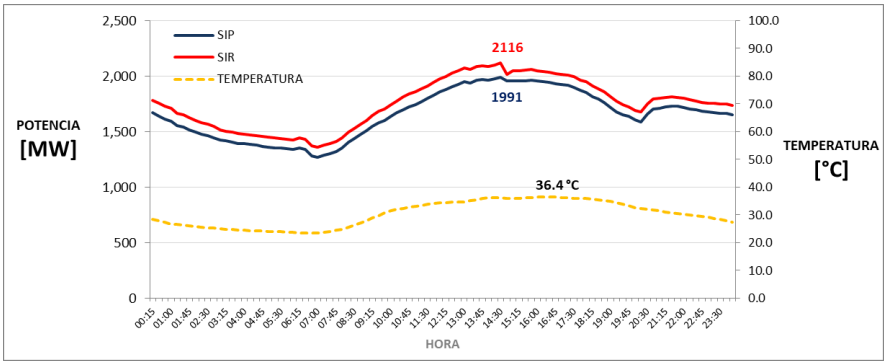


Fig. 52. Potencia máxima SIP-SIR. Año 2018 (fuente: EPEC).

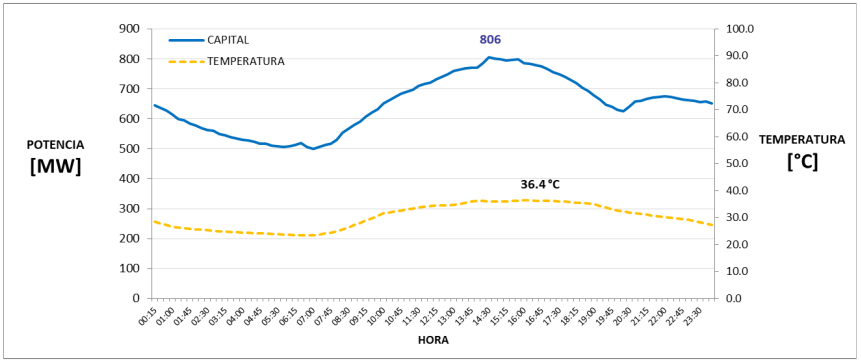


Fig. 53. Potencia máxima Ciudad. EPEC. Año 2018 (fuente: EPEC).

Partiendo de los datos de generación obtenidos de EPEC, se elaboraron las tablas y los gráficos de generación de energía correspondientes al año 2018.

5.3. Energía eléctrica en la Provincia de Córdoba (MWh)

En el año 2018 la energía utilizada en Córdoba alcanzó los 9.429.830 MWh; este valor se obtiene de lo siguiente:

1. Generación de EPEC.
2. Generación privada.
3. Transener (Intercambio con el SADI).
4. Renovable (generación específicamente eólica, ya que la hidráulica está dentro de 1).
5. Suministros (intercambio con el SIR-San Luis-La Pampa).
6. GUMAS (grandes usuarios mayores del mercado).
7. GUMES (grandes usuarios menores del mercado).
8. Uso propio (consumo propio de la infraestructura eléctrica provincial).

El signo de los valores de energía se debe al sentido del flujo, es decir, positivo para lo que alimenta al sistema energético provincial y negativo para lo que sale del mismo. En el caso de GUMAS y GUMES, si bien es un consumo local, se toma como una salida del sistema, ya que tienen un tratamiento particular en el régimen de comercialización de CAMMESA.

Desde el punto de vista porcentual, EPEC, con su infraestructura de generación, aportó aproximadamente un 30% de la energía consumida en la provincia a lo largo de 2018. La generación privada representó el 11%, siendo preponderante la necesidad de incorporar energía del SADI (cerca del 50%) para satisfacer las necesidades provinciales.

La presencia de energías renovables en la matriz es baja, siendo el 0,6 % de energía eólica (privada). El aporte hidráulico renovable (<50 MW) está incluido en la generación EPEC, aunque no es relevante. Lo mencionado precedentemente se muestra en las figuras 54 y 55.

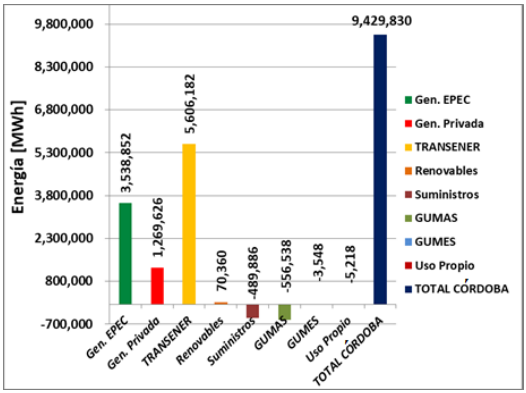


Fig. 54. Energía en la Provincia de Córdoba (MWh). Año 2018 (fuente: elaboración propia con datos de EPEC).

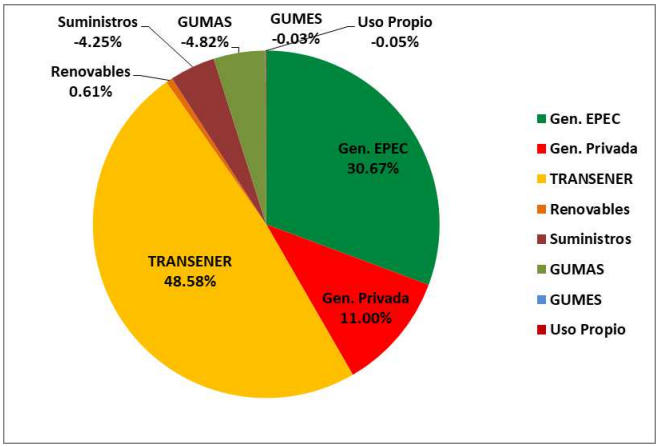


Fig. 55. Energía en la Provincia de Córdoba (%). Año 2018 (fuente: elaboración propia con datos de EPEC).

De lo mostrado en las figuras 54 y 55, la energía necesaria que se intercambia con el SADI, incluido bajo la denominación Transener (48,58%), y con el SIR, bajo la denominación Suministros (−4,25%), tiene una distribución porcentual para cada estación transformadora que interviene en la operación, la cual se refleja en la figura 56 y en la tabla 4.

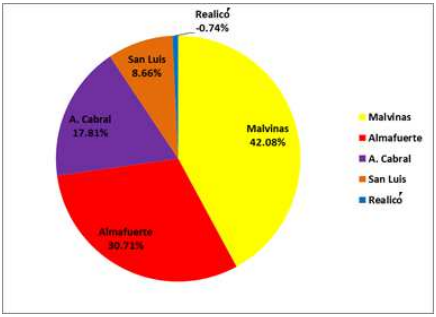


Fig. 56. Intercambio Área Centro (%). Año 2018 (fuente: elaboración propia con datos de EPEC).

TRANSENER	Malvinas	Almafuerte	A. Cabral	SUMINISTROS	San Luis	Realicó
5,606,182	2,603,613	1,900,255	1,102,314	489,886	535,840	-45,954

Tabla 4. Intercambio Área Centro (MWh). Año 2018 (fuente: elaboración propia con datos de EPEC).

Analizando lo referido a generación de energía en el ámbito provincial, se puede visualizar en la figura 55 que el 41,67% de energía consumida en la provincia durante 2018 provino de la generación propia de EPEC (30,67%), sumada a la generación privada (11%). La proporción porcentual de la totalidad de generación local en la Provincia de Córdoba durante el año 2018 se distribuye según se ve en la figura 57.

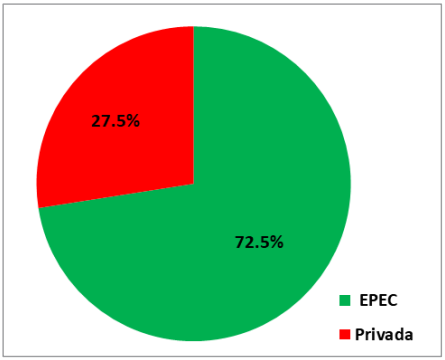


Fig. 57. Participación en la generación local (EPEC-privada) (%). Año 2018 (fuente: elaboración propia con datos de EPEC).

Continuando con la evaluación de la composición de la generación provincial, se puede observar que el 72,5% que corresponde a EPEC (fig. 57) está conformado por centrales hidráulicas que aportan el 9,73% de la generación; dicha energía no puede ser considerada completamente renovable, ya que proviene de centrales de más de 50 MW (Río Grande y Los Molinos I), las cuales representan más del 85% de la potencia hidráulica instalada. El 2,8% corresponde a generación diésel; el 40,45%, a turbinas de gas (TG), y el 19,56%, a turbinas de vapor (TV).

La porción del 27,5% correspondiente a la generación privada está compuesta por centrales térmicas (CT) y generación eólica. La CT 1 y la CT 4 corresponden a TG (turbinas de gas); la CT 2, a un ciclo combinado (CC); la CT 3 y la CT 5, a generación diésel.

Si se analiza la composición por tecnologías, sin clasificar por tipo de generador (EPEC o privada), la generación provincial está conformada por un 9,73% de energía proveniente de centrales hidráulicas (por lo mencionado anteriormente, en su mayoría no renovable), un 88,82% de energía de centrales térmicas y un 1,44% proveniente de centrales eólicas.

Claramente se puede deducir que existen posibilidades de evaluar con seriedad la necesidad de promover una diversificación de la matriz de energía eléctrica, aumentando la participación de renovables con base en la potencialidad de la existencia de recursos (biomásicos, solares, eólicos e hidráulicos) en el ámbito provincial.

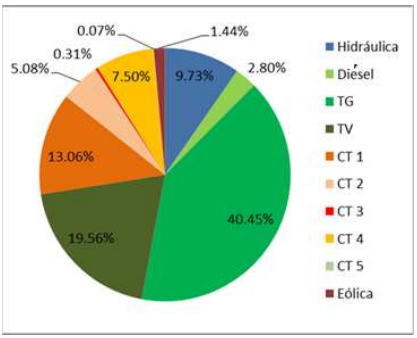


Fig. 58. Participación por tecnologías en la generación local (EPEC-privada) (%). Año 2018 (fuente: elaboración propia sobre la base de datos de EPEC).

Principales Variables MEM	Unidades	ENE-DIC 2018	% PARTICIPACIÓN
DEMANDA TOTAL	**GWh**	**133,008**	**100%**
BUENOS AIRES	GWh	15,167	11.4%
CENTRO	GWh	11,555	8.7%
COMAHUE	GWh	5,037	3.8%
CUYO	GWh	8,132	6.1%
GRAN BS.AS.	GWh	50,187	37.7%
LITORAL	GWh	16,364	12.3%
NORESTE	GWh	9,746	7.3%
NOROESTE	GWh	11,173	8.4%
PATAGONICA	GWh	5,647	4.2%

Fig. 59. Demanda total. Año 2018 (fuente: CAMMESA).

Teniendo en cuenta el año 2018, la demanda total de la Provincia de Córdoba (9429,8 GWh) representa un 7% de la demanda total del país (133.008 GWh). Es importante destacar que la demanda de Córdoba está representada en la Zona Centro (CEN), a la que se suma la Provincia de San Luis, dato que se muestra en la figura 59. Lo registrado para la Zona Centro (CEN) alcanza el 8,7%.

5.4. Transporte

Para realizar el transporte de la energía eléctrica, EPEC se conecta por medio de tres nodos con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Estos tres puntos de interconexión son: las estaciones transformadoras de 500/132 kV de Malvinas Argentinas (en Montecristo), Almafuerte y Arroyo Cabral.

El Sistema Interconectado Regional (SIR) es monitoreado (operación y control) “en tiempo real” desde el Centro de Control Provincial, el cual coordina las operaciones con los centros de control de CAMMESA, Transener, Edesal (San Luis) y La Pampa. El Centro de Control Provincial cuenta con los Centros de Telecontrol Zonal (CTZ) de Capital, Villa María, San Francisco, Reolín y Río Cuarto, y con el Centro de Telecontrol SEA (CTS).

El Sistema Interconectado Regional (SIR) está conformado por la demanda del Área Centro, incluyendo las demandas de las provincias de Córdoba y San Luis, y se vincula con el SADI mediante los tres nodos de interconexión mencionados en el párrafo anterior.

A continuación, se muestran en la figura 60 las líneas en 500 kV (en rojo) y los diferentes nodos de interconexión.

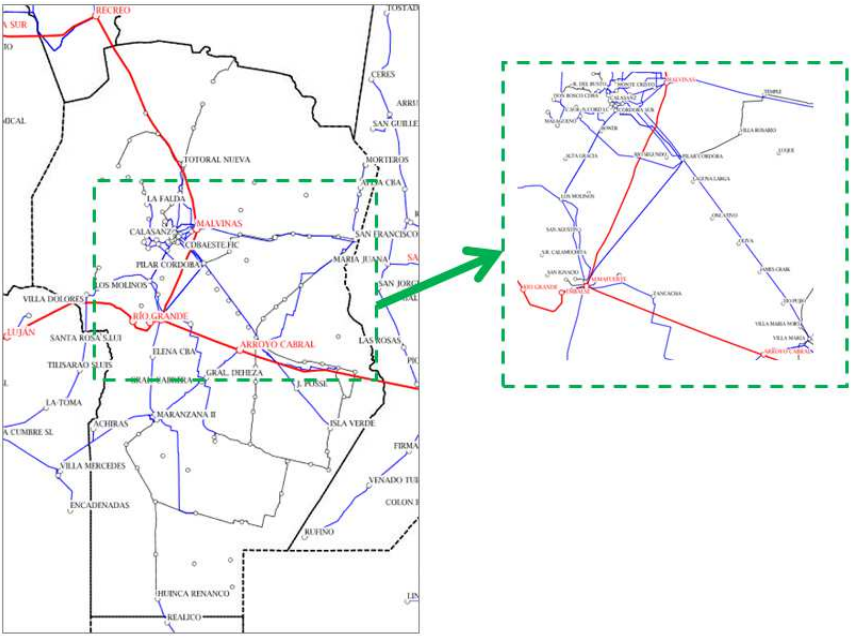


Fig. 60. Detalle de la interconexión Córdoba-SADI (500 kV) (fuente: CAMMESA).

El Sistema Interconectado Provincial (SIP, red de 132 kV) transporta energía dentro del territorio provincial y hacia las provincias de San Luis, La Pampa, Santiago del Estero y Santa Fe. El SIP está compuesto por todas las redes y estaciones transformadoras diseminadas en el territorio de la Provincia de Córdoba. La demanda total es la suma de la potencia consumida por los grandes usuarios mayores (GUMA), los grandes usuarios menores (GUME) y los usuarios particulares conectados a este sistema, teniendo en cuenta el flujo de potencia que existe con las provincias vecinas.

La interconexión con las provincias limítrofes se realiza en diferentes nodos:

- Nivel de 132 kV:

  - Interconexión con San Luis mediante dos líneas, una de ellas conecta la ET Villa Dolores (Córdoba) y la ET Santa Rosa de Conlara (San Luis), y la restante desde la ET Río Cuarto (Córdoba) hasta la ET Villa Mercedes (San Luis).
  - Interconexión con La Pampa a través de una sola línea que vincula la ET Huinca Renancó (Córdoba) con la ET Realicó (La Pampa).

- Nivel de 66 kV:

  - Se dispone de una línea entre la ET Villa de María (Córdoba) y la ET Sol de Julio (Santiago del Estero).

- Nivel de 33 kV:

  - La interconexión con Santa Fe se realiza mediante una línea, la cual vincula la ET Morteros (Córdoba) con la ET Suardi (Santa Fe).

Para ilustrar lo descripto se pueden ver en la figura 61 las interconexiones de Córdoba con las provincias vecinas, las líneas de transmisión en 132 kV (azul) y las de 500 kV (rojo) que recorren la provincia (Báez, E. A. y González, V. J., 2018).

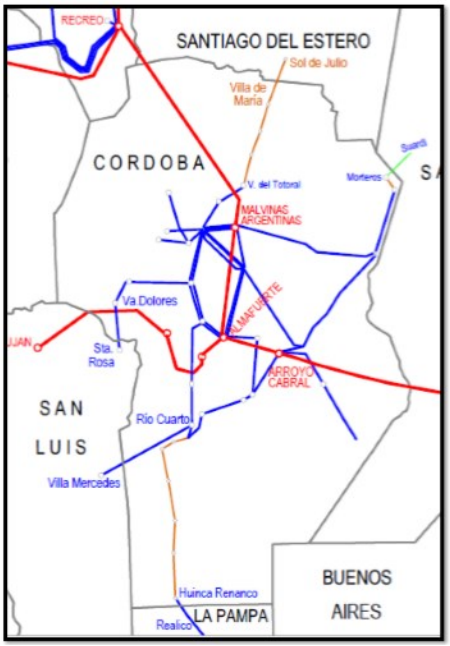


Fig. 61. Detalle interconexión SIP
(fuente: Báez, E. A. y González, V. J., 2018).

La energía que se abastece desde los tres puntos de conexión con el SADI y la generada en la Provincia (EPEC + generadoras privadas) se transporta mediante redes de alta tensión de 132/66/33 kV.

5.5. Distribución

EPEC distribuye energía eléctrica en forma directa al 70% (cantidad de usuarios) de la población provincial, la cual está concentrada dentro de aproximadamente un tercio del territorio provincial. El 30% restante es abastecido por las 204 cooperativas eléctricas existentes en la provincia. Las cooperativas son clientes mayoristas de EPEC.

5.6. Energías renovables

La energía hidroeléctrica tiene una participación cercana al 10% en la matriz de generación provincial, pero la misma no debería ser considerada completamente renovable, ya que proviene en su mayoría de centrales de más de 50 MW de potencia instalada.

En el marco de las licitaciones del Programa RenovAr, se han desarrollado proyectos que están en proceso de ejecución, los cuales, a mediano plazo, estarán generando. El listado se puede ver en la figura 63. Dentro de los proyectos de energías renovables que están operativos en la provincia se pueden mencionar:

- Energía eólica: Achiras (48 MW), el cual ya está aportando al sistema desde el segundo semestre de 2018.
- Biomasa: Prodeman Bioenergía (RenovAr), 9 MW. Consume biomasa (cáscara de maní).
- Biomasa: Generación Ticino Biomasa SA (RenovAr), potencia máxima de 4 MW. Consume biomasa (cáscara de maní y eventualmente chip de madera), 2018.
- Biogás: CT Río Cuarto 1 (RenovAr), 2,00 MW.

Es importante destacar que, de acuerdo con la Ley Provincial 10.604, en agosto de 2019, EPEC ha firmado los primeros contratos de generación distribuida, de los cuales tres han sido suscriptos por empresas

(Electroingeniería ICS SA, Conectar SRL y Estación Punto Panorámico SA) y cuatro por usuarios residenciales.

Teniendo en cuenta el potencial renovable de la región, mostrado en la figura 62, se entiende que existen grandes posibilidades de desarrollar proyectos de generación basados en recursos de biomasa, biocombustibles, energía solar y eólica.

En las figuras 63 y 64 se muestran los proyectos que están emplazados en la Provincia de Córdoba, así como su estado de desarrollo, a partir de los datos de la Secretaría de Gobierno de la Energía.



Fig. 62. Potencial de recursos renovables (fuente: SGE).

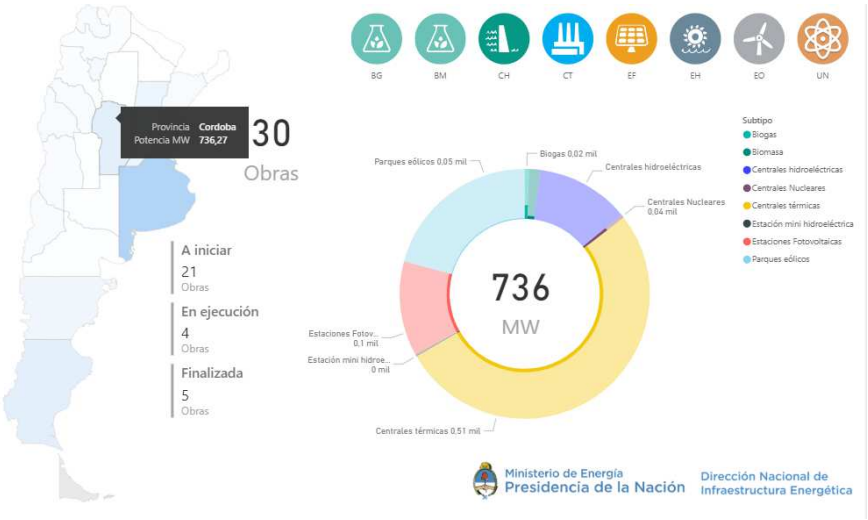


Fig. 63. Obras de generación eléctrica de la Provincia de Córdoba (fuente: SGE).

Del análisis de los datos de la figura 64 se puede expresar lo siguiente:

- Biogás: a las instalaciones que ya están generando se le sumarian 19,42 MW. Algunos proyectos tienen algún grado de avance en la ejecución.
- Biomasa: a las instalaciones de Prodeman y Ticino se le sumaría una tercera de 0,5 MW.
- Solar fotovoltaica: existen 103,85 MW con distinto grado de desarrollo.
- Eólica: al Parque de Achiras, de acuerdo con lo que menciona la propietaria del parque, la empresa CP Renovables, se le sumarían las ampliaciones del mismo, aún en desarrollo, sumando 57 MW y 22,8 MW.
- Hidráulica: se proyectan 1,5 MW adicionales.

Según estas previsiones se proyectaría la ejecución de 205 MW adicionales, lo cual representaría un 7,6% de aumento de la potencia instalada en la provincia que, de acuerdo con las tablas 1 y 2, alcanza los 2690,5 MW actualmente.

ObraID	Nombre	Subtipo	Estado	Provincia	Regimen	Potencia MW	Avance %
7	Central térmica Río Tercero II	CT	Finalizada	Cordoba	Resolución N° 21/2016	60,00	100
17	Central térmica a biogás Río Cuarto I	BG	Finalizada	Cordoba	RENOVAR	2,00	100
24	Central térmica Villa María II	CT	Finalizada	Cordoba	Resolución N° 21/2016	142,00	100
340	Central térmica Modesto Maranzana	CT	Finalizada	Cordoba	Resolución N° 220	100,00	100
397	Central térmica de biomasa Prodeman Bioenergía	BM	Finalizada	Cordoba	RENOVAR	9,00	100
35	Central térmica a biogás Río Cuarto II	BG	En ejecución	Cordoba	RENOVAR	1,20	85
36	Central térmica a biogás Huinca Renancó	BG	En ejecución	Cordoba	RENOVAR	1,62	10
62	Parque eólico Achiras	EO	En ejecución	Cordoba	RENOVAR	48,00	75
347	Central Nuclear Embalse - Revamping/Ampliación	UN	En ejecución	Cordoba	Nuclear	35,00	83
358	Parque solar Villa Dolores	EF	A iniciar	Cordoba	RENOVAR	26,85	0
367	Parque solar Arroyo del Cabral	EF	A iniciar	Cordoba	RENOVAR	40,00	0
370	Parque solar Villa María del Río Seco	EF	A iniciar	Cordoba	RENOVAR	20,00	0
371	Parque solar Cura Brochero	EF	A iniciar	Cordoba	RENOVAR	17,00	0
375	Pequeño aprovechamiento hídrico Cruz del Eje	EH	A iniciar	Cordoba	RENOVAR	0,50	0
376	Pequeño aprovechamiento hídrico Boca del Río	EH	A iniciar	Cordoba	RENOVAR	0,50	0
377	Pequeño aprovechamiento hídrico Pichanas	EH	A iniciar	Cordoba	RENOVAR	0,50	0
399	Central térmica de biomasa Ticino Biomasa SA	BM	A iniciar	Cordoba	RENOVAR	3,00	0
405	Central térmica a biomasa Generación Las Junturas	BM	A iniciar	Cordoba	RENOVAR	0,50	0
414	Central térmica a biogás Pollos San Mateo	BG	A iniciar	Cordoba	RENOVAR	2,40	0
416	Central térmica a biogás San Francisco	BG	A iniciar	Cordoba	RENOVAR	2,40	0
423	BG Ampliación Segunda Central Bioeléctrica	BG	A iniciar	Cordoba	RENOVAR	1,20	0
424	BG Ampliación Bioeléctrica 2	BG	A iniciar	Cordoba	RENOVAR	1,20	0
426	Central térmica a biogás Santa Catalina	BG	A iniciar	Cordoba	RENOVAR	2,00	0
428	Central térmica a biogás El alegre Bio	BG	A iniciar	Cordoba	RENOVAR	1,00	0
437	Central térmica a biogás Jigena I	BG	A iniciar	Cordoba	RENOVAR	1,00	0
438	Central térmica a biogás Villa del Rosario	BG	A iniciar	Cordoba	RENOVAR	1,00	0
456	CC Villa María	CT	A iniciar	Cordoba	Resolución N° 287	99,00	0
459	CC Maranzana	CT	A iniciar	Cordoba	Resolución N° 287	113,00	0
462	Central térmica a biogás James Craik	BG	A iniciar	Cordoba	RENOVAR	2,40	0
463	Central térmica a biogás Enreco	BG	A iniciar	Cordoba	RENOVAR	2,00	0

Fig. 64. Obras de generación eléctrica programadas de la Provincia de Córdoba (fuente: SGE).

5.7. Biocombustibles en Córdoba

Con respecto a los biocombustibles, se muestra lo publicado en el Informe Estadístico Anual 2018 de la Dirección Nacional de Información Energética dependiente de la Subsecretaría de Planeamiento Energético (Secretaría de Gobierno de la Energía). En la figura 65 se muestra la evolución de la producción de bioetanol y la participación por provincia en el período 2010-2018. Es de destacar la importancia de la participación de Córdoba (la mayor), la cual alcanzó, en 2018, el 38,6%.

Año	Córdoba	Jujuy	Salta	San Luis	Santa Fé	Tucumán	Total
2010	0	13.038	43.734	0	0	68.158	124.930
2011	0	55.802	39.178	0	0	78.643	173.623
2012	18.589	60.610	58.358	0	1.911	111.021	250.489
2013	114.581	78.836	69.516	0	53.013	156.434	472.380
2014	283.925	72.068	58.393	30.884	56.449	169.404	671.123
2015	347.386	73.272	70.422	73.570	58.308	192.449	815.407
2016	344.763	96.713	57.534	86.849	58.225	245.861	889.945
2017	390.425	123.927	122.849	95.406	66.132	306.367	1.105.106
2018	430.053	106.405	140.779	91.381	64.185	280.978	1.113.781
Var. % 2017-2018	10,1%	-14,1%	14,6%	-4,2%	-2,9%	-8,3%	0,8%
Participación % 2018	38,6%	9,6%	12,6%	8,2%	5,8%	25,2%	100,0%

Fig. 65. Producción de bioetanol por provincia en m^3 (2010-2018) (fuente: SGE).

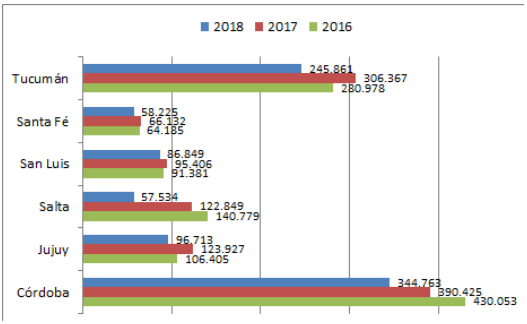


Fig. 66. Evolución de la producción de bioetanol por provincia en m^3 (2016-2017-2018) (fuente: SGE).

Si se toma como base el mismo Informe, respecto al biodiésel, la realidad es algo diferente. Analizando lo mostrado en las figuras 67 y 68, es evidente que la Provincia de Córdoba no tiene participación en la producción nacional de biodiésel. Esta situación es particularmente llamativa, dado que Córdoba es uno de los principales productores de materias primas para la elaboración de biodiésel y un potencial consumidor debido al parque automotor del transporte con el que cuenta, tanto de pasajeros como de carga.

Año	Buenos Aires	Entre Ríos	La Pampa	Neuquén	San Luis	Santa Fé	Santiago del Estero	Total
2009	647	0	0	0	500	1.177.956	0	1.179.103
2010	28.234	3.600	0	6.133	41.633	1.740.784	0	1.820.384
2011	93.711	10.990	4.768	27.929	92.775	2.113.348	116.443	2.459.964
2012	142.734	8.757	43.648	28.874	49.054	2.094.185	89.325	2.456.577
2013	189.190	54.262	73.701	26.503	53.273	1.540.226	60.653	1.997.808
2014	206.189	60.186	94.133	27.876	58.975	2.071.402	65.529	2.584.290
2015	280.165	61.853	92.408	379	52.770	1.248.428	74.655	1.810.658
2016	276.313	60.960	91.729	0	65.159	2.092.488	72.239	2.658.888
2017	393.336	69.241	98.514	0	64.151	2.177.760	68.433	2.871.435
2018	427.820	59.474	96.786	0	46.387	1.753.388	45.142	2.428.997
Var. % 2017-2018	8,8%	-14,1%	-1,8%	0,0%	-27,7%	-19,5%	-34,0%	-15,4%
Participación % 2018	17,6%	2,4%	4,0%	0,0%	1,9%	72,2%	1,9%	100,0%

Fig. 67. Producción de biodiésel por provincia en toneladas (2009-2018) (fuente: SGE).

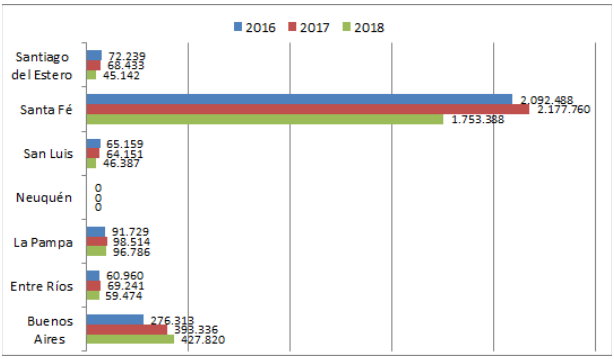


Fig. 68. Evolución de la producción de biodiésel por provincia en toneladas (2016-2017-2018) (fuente: SGE).

De acuerdo con lo publicado el 30 de junio de 2019 en el sitio web oficial del Gobierno de la Provincia de Córdoba, existían hasta esa fecha 465 ómnibus de transporte interurbanos que funcionan con biodiésel. Córdoba es una de las provincias que emplean biodiésel en el transporte público de pasajeros. Esta decisión implica un importante ahorro en uno de los principales insumos del servicio. Como consecuencia, permite reducir la emisión de los gases del efecto invernadero con el consiguiente beneficio ambiental.

Según se informa en el mencionado sitio web, "Córdoba y Santa Fe integran junto a Salta, Tucumán, Santiago del Estero, Buenos Aires y la Capital Federal la denominada Liga Bioenergética de Provincias, donde se estableció como objetivo general la regionalización en el desarrollo de las energías renovables. Los estudios realizados en Santa Fe, la jurisdicción pionera en el empleo de biodiésel, arrojaron que si la totalidad del transporte público del país usara un corte de biodiesel a 25%, se sustituirían aproximadamente unos 153,5 millones de litros de gasoil".

"Cinco empresas de transporte interurbano de la provincia cuentan hoy con 465 unidades que circulan con combustible biodiésel. Hay 200 unidades que funcionan con Bio 100, es decir, el ciento por ciento de biodiésel y 265 unidades que operan con Bio 50, la mitad biodiésel y la otra mitad de combustibles fósiles".

Por los datos revelados, el sistema de transporte consume en Córdoba aproximadamente 80 millones de litros al año. Si se tienen en cuenta estos valores, la reducción de costos representa cifras muy significativas. Además, el uso del biocombustible implica nuevas oportunidades de desarrollo económico, para los productores, los consumidores (empresas de transporte) y el ambiente, mejorando la calidad de vida a los ciudadanos.

6. EFICIENCIA ENERGÉTICA

Las medidas de eficiencia energética son un componente importante de la transición energética en el sector eléctrico (fig. 69). Los estudios realizados por la Comisión Europea muestran que, por cada ahorro de energía adicional del 1% para 2030, las importaciones de gas de la UE, y, por lo tanto, la dependencia, muestran una caída del 4%, las emisiones de gases de efecto invernadero disminuyen en 0,7% y se crean más de 300.000 puestos de trabajo. Los avances en eficiencia energética son también importantes para la electrificación del transporte, la calefacción y la refrigeración, ya que menos demanda global significa menos emisiones y capacidad de generación (Jones *et al*., 2018).

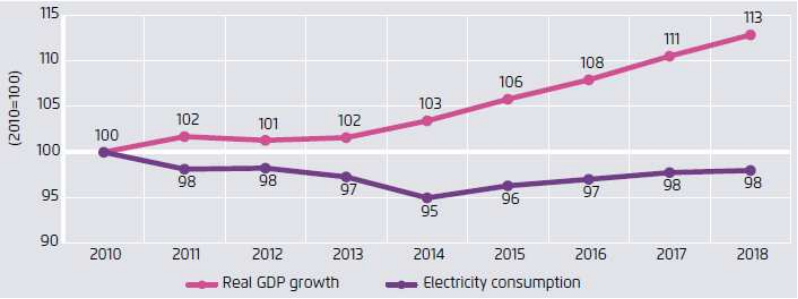


Fig. 69. Evolución del PBI (GDP) y del consumo eléctrico en la UE (fuente: Agora Energiewende and Sandbag, 2019).

La propuesta de eficiencia energética en la Unión Europea oscila entre el 30 y el 35% para el año 2030, tomando como base el año 2007, según se trate de Estados miembros o la Comisión. Debido a la flexibilidad que la Comisión ha otorgado a los Estados miembros en la implementación, se han creado enormes lagunas en la propuesta. El Parlamento Europeo apoya una reducción por eficiencia del 35% e incluye el uso de la energía eléctrica en el transporte para el año 2020 (Jones *et al*., 2018).

No obstante todo lo dicho anteriormente, en la actualidad existe un estancamiento en lo que a eficiencia energética se refiere; en este sentido, Francia y Alemania emitieron una declaración que indica su voluntad de elevar el nivel de eficiencia alcanzado por ambos países (Jones *et al*., 2018).

La tecnología y la política pueden ayudar a minimizar algunas de las pérdidas de energía. Por ejemplo, una lámpara de bajo consumo utiliza aproximadamente 25-80% menos energía que una incandescente y puede durar 3-25 veces más. Algunas plantas de energía (en un proceso conocido como cogeneración o calor y energía combinados) capturan el calor que de otra forma se desperdiciaría y lo usan para proporcionar calefacción urbana y servicios de enfriamiento a comunidades locales, también pueden generar electricidad a partir del sobrante de vapor generado para uso industrial. Asimismo, modernizar edificios antiguos con aislamiento moderno puede reducir el consumo de energía (EEA Report n.º 11, 2017).

Capturar energía solar durante los meses de verano y almacenarlo en forma de agua tibia en depósitos subterráneos para usar en los meses de invierno podría proporcionar suficiente calor para comunidades enteras. Además, con baterías más eficientes que puedan almacenar más potencia y una amplia infraestructura de recarga, el transporte por carretera de larga distancia podría, en teoría, ser completamente eléctrico (EEA Report n.º 11, 2017).

Un proyecto de investigación financiado por la Unión Europea (Fluidglass) tiene como objetivo convertir ventanas en colectores invisibles de energía solar. El proyecto implica insertar una capa delgada de agua enriquecida con nanopartículas entre capas de vidrio. Las nanopartículas capturarían la energía solar y la convertirían en electricidad que podría usarse en el edificio. Las nanopartículas también filtrarían la luz, lo cual permitiría mantener agradable la temperatura ambiente cuando hace calor. El ahorro potencial de energía podría ascender al 50-70% para edificios modernizados y al 30% para nuevas construcciones ya diseñadas para usar menos energía (EEA Report n.º 11, 2017).

Se deberían priorizar medidas para adoptar sistemas de gestión energética. Alternativamente, el uso de códigos de construcción y certificación que alienten el desarrollo de edificios de energía neta cero. En una zona urbana que lucha con la congestión, las autoridades podrían priorizar inversiones en soluciones de transporte público, tales como los sistemas de tránsito rápido de autobuses. Actualmente, alrededor de 35 millones de pasajeros en 206 ciudades en todo el mundo están utilizando sistemas de transporte masivos de alta capacidad y bajo costo, los cuales mejoran la movilidad urbana y reducen la contaminación ambiental (EEA Report n.º 11, 2017).

El precio es un incentivo muy fuerte para que los consumidores reduzcan el uso de energía y tiendan hacia una mayor eficiencia energética. Cuando los precios de la energía están subsidiados, la eficiencia energética fracasa porque los bajos precios de la energía influyen en el retorno económico que la eficiencia otorga. Estamos viendo un creciente número de países que se comprometen a reformar estos subsidios, y algunos están explorando opciones para cambiar el sentido de los subsidios desde los proveedores de energía hacia los usuarios finales; la generación distribuida pasa así a jugar un rol destacado (EEA Report n.º 11, 2017).

Muchas soluciones técnicas están actualmente disponibles para permitir acciones inmediatas acelerando la eficiencia energética (fig. 70). El uso de medidores inteligentes es un buen ejemplo. Muchos consumidores pagan sus facturas de energía cada tres meses y no son conscientes de las oportunidades para lograr mayor eficiencia y ahorro en su conducta de consumo. Algunos países proporcionan información en tiempo real a través de teléfonos inteligentes o dispositivos localizados en el hogar, que da a los dueños

de casa la oportunidad de modificar acciones y comportamientos antes de que se facturen; las grillas inteligentes forman parte de este proceso (EEA Report n.º 11, 2017).

Sector	Oportunidad eficiente	Acción política
Transporte	• La demanda de energía podría mantenerse estable, a pesar de duplicar los niveles de actividad. • Los autos y camiones ofrecen dos tercios de los ahorros potenciales.	• Mejorar la cobertura y la solidez de las políticas de transporte para automóviles y camiones y modos no viales. • Ofrecer incentivos para apoyar la adopción y el uso sostenible de vehículos eficientes.
Edificios	• El espacio del edificio podría aumentar en un 60% sin uso adicional de energía. • La calefacción de espacios, la refrigeración y el calentamiento de agua ofrecen un 60% de ahorro potencial.	• Poner en práctica políticas de eficiencia integrales, dirigidas tanto al inventario de edificios nuevos como a los existentes. • Incentivos para alentar a los consumidores a adoptar aparatos de alta eficiencia y emprender modificaciones de energía profunda.
Industria	• El valor agregado por unidad de energía podría duplicarse. • La industria menos intensiva en energía ofrece el 70% de los ahorros potenciales.	• Estándares ampliados y reforzados para equipos industriales claves, incluidas bombas de calor eléctricas y motores. • Incentivos para fomentar la adopción de sistemas de gestión energética.
Inversiones	• La inversión debe duplicarse inmediatamente y duplicarse nuevamente después de 2025. • El sector del transporte presenta la mayor oportunidad de inversión.	• Desarrollar escala e impulso en el financiamiento utilizando programas e incentivos para aumentar la actividad. • Instrumentos basados en el mercado para fomentar la inversión y la innovación del modelo de negocio.

Fig. 70. Marco estratégico para el desarrollo de la eficiencia energética (fuente: IEA, Energy Efficiency 2018).

Argentina visualiza para el año 2030 dos escenarios energéticos, uno tendencial y otro eficiente (fig. 71). En función de ello, la demanda primaria de energía oscilaría entre los 82 millones de toneladas equivalentes de petróleo (82 MMtep) y 74 MMtep, esto implica un ahorro de 8 MMtep (10,2%) en el escenario eficiente. Para lograr ese objetivo, es necesario reducir el consumo eléctrico en un 16,8%, y el uso de combustibles fósiles en el resto de las actividades en un 19,5% (SGE, 2019).

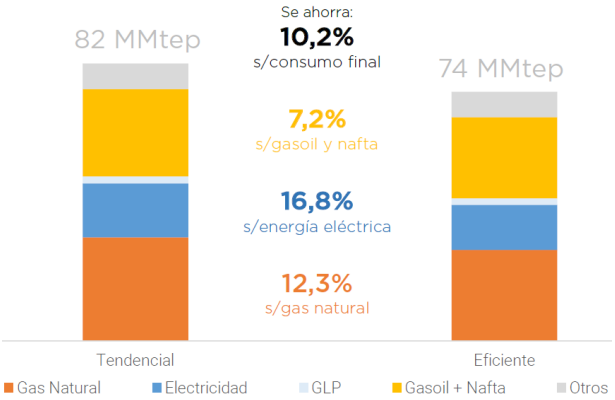


Fig. 71. Escenarios tendencial y eficiente de la matriz energética primaria argentina (fuente: SGE, Escenarios Energéticos 2030).

Para lograr el objetivo propuesto en el escenario eficiente es necesario mantener un perfil de ahorro en el tiempo en distintos sectores, estos coinciden con los desarrollados en el transcurso del presente punto (SEG, 2019) (fig. 72):

- Eficiencia en electrodomésticos: incorporar tecnologías sobre la base de políticas de etiquetado y establecimiento de estándares. Aplicación de incentivos puntuales que generen aumentos de ventas de equipos eficientes; se espera una penetración del orden del 10 al 15%.

- Incremento de LED en el parque de iluminación: se agrega al etiquetado y al empleo de estándares la prohibición de tecnología ineficiente. Se espera para el año 2030 una penetración del 98% en el uso de lámparas LED.
- Bombas de calor: se fomenta el desplazamiento de calefactores por el uso de bombas de calor, considerando una potencia promedio de 2700 W; la sustitución esperada es del orden del 74%. Se debe tener en cuenta que las bombas de calor aumentan el consumo eléctrico y disminuyen el consumo del gas natural.
- Alumbrado público: recambio completo de luminarias, las cuales permiten un ahorro del orden del 35% para igual grado de iluminación. Para lograr este porcentaje de penetración es necesario mantener una tasa de cambio del orden del 10% anual.
- Optimización de energía en la industria: mediante la implementación de distintas medidas, se fomenta la utilización de sistemas de gestión de la energía. El universo de aplicación comienza con las industrias electrointensivas y las pymes.
- Cogeneración: se fomenta la incorporación de centrales de generación en industrias que utilizan el vapor como producto primario para permitir un uso más eficiente del residuo. En todos los casos, esta medida se complementa con un cuidadoso estudio de la localización, a fin de no aumentar los costos del transporte y, por ende, el de la energía producida.
- Calefones y termotanques: como en los casos de aparatos domésticos, se recurrió al etiquetado y al empleo de estándares, y de normativa que elimine el uso de dispositivos con piloto, fomentando el empleo de termotanques antes que el de calefones.
- Transporte urbano e interurbano: la política base en este sentido consiste en la recuperación del transporte ferroviario y del transporte urbano sustentable alineado con el Plan Nacional del Transporte.
- Educación y comunicación: se comenzaron a aplicar políticas de concientización y sensibilización. El plan contempla una difusión transversal y horizontal en todos los ámbitos de la vida pública, abarcando el país a lo largo y a lo ancho.
- Promoción de nuevas tecnologías y resto de acciones: involucra la aplicación de un compendio de políticas a diversos sectores de consumo. Se fomenta el uso de variadores de velocidad en la industria; el empleo de economizadores de agua en el sector residencial, lo cual morigera el consumo de energía para el calentamiento de la misma; los adelantos en el aislamiento residencial y el uso de materiales innovadores que mejoran la envolvente térmica, y el empleo de la tecnología "inverter" en la calefacción y refrigeración.

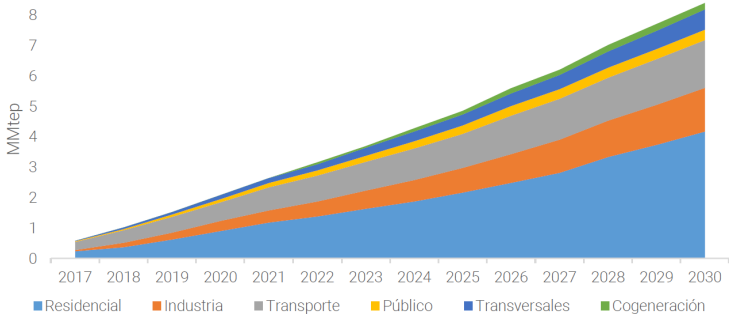


Fig. 72. Argentina. Evolución por sector de la eficiencia energética en MMtep (fuente: SGE, Escenarios Energéticos 2030).

Una de las maneras que existen para medir el grado de éxito alcanzado en la eficiencia consiste en comparar y analizar la evolución de la intensidad energética de un país, esta relaciona la energía primaria total empleada, expresada en TEP (toneladas equivalentes de petróleo), con el PBI (producto bruto interno) (IEA, 2018) (fig. 73). En caso de necesitarse una visión más amplia, sostenibilidad, equidad y seguridad, se puede recurrir al empleo del trilema energético (WEC, 2018). El índice de sostenibilidad incluye, además de la intensidad energética, el índice de emisión de CO_2 (fig. 74).

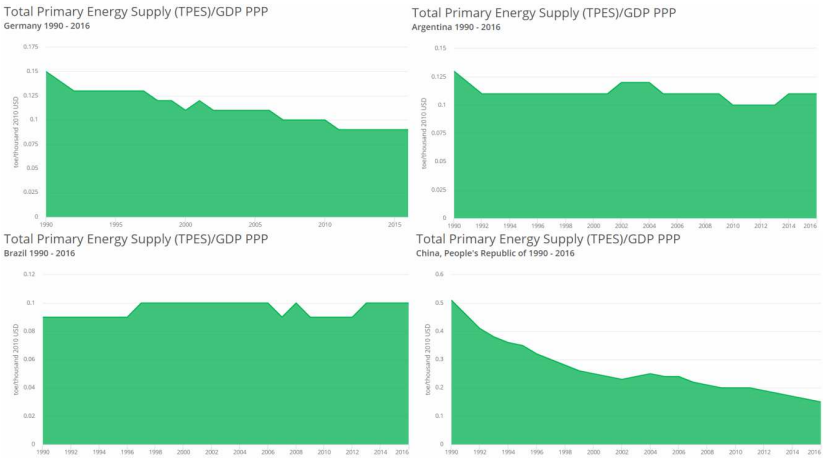


Fig. 73. Evolución de la intensidad energética para diferentes países (fuente: IEA 2019).

Index rank	Country name	Balance grade	Trilemma score	Energy security rank	Energy equity rank	Environmental sustainability rank
1	Switzerland	AAA	85.8	11	11	1
3	Denmark	AAA	84.7	2	28	2
2	Sweden	AAA	85.2	1	40	3
6	France	AAA	80.8	27	29	4
11	Norway	CAA	79.3	73	20	5
4	United Kingdom	AAA	81.5	28	19	6
38	Costa Rica	CBA	71.6	86	59	7
8	Luxembourg	BAA	80.4	56	1	8
90	Namibia	CDA	59.1	98	106	9
23	Slovakia	ABA	75.6	26	56	10

Fig. 74. Top ten de países ordenados por el índice de sostenibilidad según el trilema (fuente: WEC 2019).

7. RENOVABLES Y BIOMASA

7.1. Introducción

Podemos valorar la importancia de las energías renovables analizando el caso europeo. En primer lugar, las energías renovables han jugado un papel importante en la *seguridad energética*. Su contribución estimada al ahorro de importación de combustibles fósiles en 2015 fue de EUR 16.000 millones y se proyecta que será de EUR 58.000 millones en 2032. En segundo lugar, gracias a la rápida disminución de los costos debido al avance tecnológico, especialmente en el sector de la energía, las renovables también pueden *integrarse gradualmente en el mercado*. La redefinición de la directiva de energías renovables para el período posterior a 2020, junto con las propuestas de diseño de mercado como parte del paquete energía limpia para todos los europeos, permitirá una mayor participación de las energías renovables en pie de igualdad con otras fuentes de energía. En tercer lugar, las energías renovables también caminan de la mano con la *eficiencia energética*. En el sector eléctrico, el cambio de combustibles fósiles a energías renovables reduce el consumo de energía primaria. En el sector de la construcción, las soluciones de energías renovables pueden mejorar el rendimiento energético de la construcción de una manera rentable. En cuarto lugar, las energías renovables también son un motor crucial para la *descarbonización* del sistema energético de la Unión. En 2015, las energías renovables contribuyeron a emisiones brutas evitadas de gases de efecto invernadero (GEI) equivalentes a las emisiones de Italia. Por último, pero no menos importante, las energías renovables

desempeñan un papel relevante en hacer de la UE un líder mundial en innovación. Con el 30% de las patentes mundiales en energías renovables, la UE ha sido pionera en este campo y se compromete a priorizar la investigación y la innovación para impulsar aún más la transición energética (EC, 2019).

Además, los beneficios de las energías renovables se expanden mucho más allá de lo anterior. Las energías renovables son fuente de crecimiento económico y empleo para los europeos. También contribuyen a reducir la contaminación del aire y a ayudar a los países en desarrollo a acceder a energía limpia y asequible (EC, 2019).

7.2. Europa

Según Bloomberg New Energy Finance (BNEF), se invirtieron menos euros en energías renovables en 2017, principalmente por la caída en el costo de implementación de la instalación renovable y no debido a la cantidad de instalaciones. Europa en su conjunto invirtió 57.400 millones de dólares en tecnologías de energía limpia, lo que equivale a una disminución del 26% en comparación con 2016. Mientras que el Reino Unido y las inversiones alemanas disminuyeron, en España, Suecia y Holanda es donde se produjeron los mayores incrementos. Mientras tanto, la actividad de inversión en energía limpia se intensificó en China (hasta 24%), Estados Unidos (hasta 1%), Australia (hasta 150% debido a grandes proyectos eólicos y solares) y México (hasta 516%) (Jones, 2017).

A pesar del objetivo propuesto en la disminución de gases de efecto invernadero, Europa ha previsto por el momento un cambio nulo en este rubro, esto es consecuencia de que Europa del Este continúa con la utilización del carbón como fuente primaria, mientras que Europa del Oeste evoluciona hacia las renovables.

La energía eólica tiene una participación del orden del 12%, las dos terceras partes provienen de Alemania y el Reino Unido. A pesar de la disminución de costos, la solar representa casi un tercio menos que la eólica (fig. 75). Es interesante notar que la biomasa representa casi el doble de la solar, y se prevé un crecimiento futuro (fig. 75). La importancia de la eólica se resalta si se la compara con la hidráulica (11% contra 9%), si bien es necesario aclarar que, a la fecha de la figura, Europa sufrió importantes sequías (fig. 75).

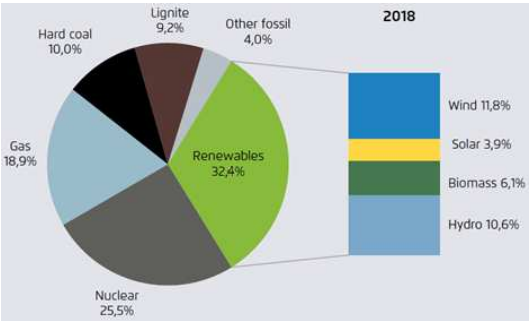


Fig. 75. Contribución de las renovables a la matriz eléctrica (fuente: Eurostat).

Si el crecimiento observado de 1,7% anual continúa, está previsto que para el año 2030 el 50% de la energía consumida provenga de las fuentes renovables (fig. 76). La fuerza que lidera este crecimiento es la eólica, tanto *onshore* como *offshore*. Lideradas por el viento, por primera vez en 2017 las energías renovables superaron como fuentes de generación al carbón. La dimensión de este avance se puede visualizar si se tiene en cuenta que cinco años atrás la generación con carbón duplicaba a las renovables.

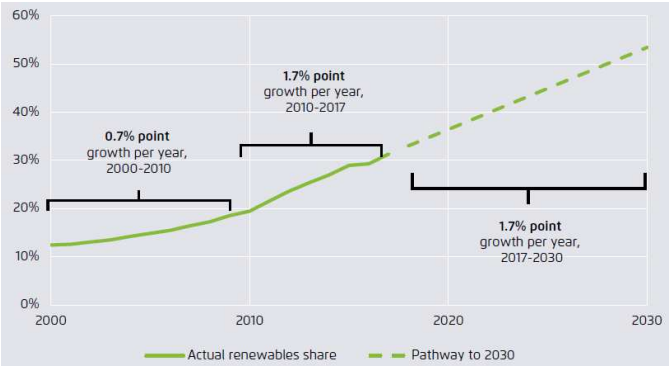


Fig. 76. Evolución prevista de la participación de las energías renovables en la matriz eléctrica de la UE (fuente: Eurostat).

Tecnológicamente, la energía solar viene rezagada, presentó un incremento del 14% para el período 2014-2017 contra uno del 32% en el período 2011-2014, siendo la eólica la predominante (fig. 77). Por problemas de sostenibilidad, afortunadamente el crecimiento de la biomasa en Europa se ha detenido, presentando solo un incremento del 15% desde el 2014 al 2017, mucho menor que el 32% en el período 2011-2014 y contra el 72% de incremento de la eólica para el período 2014-2017 (fig. 77).

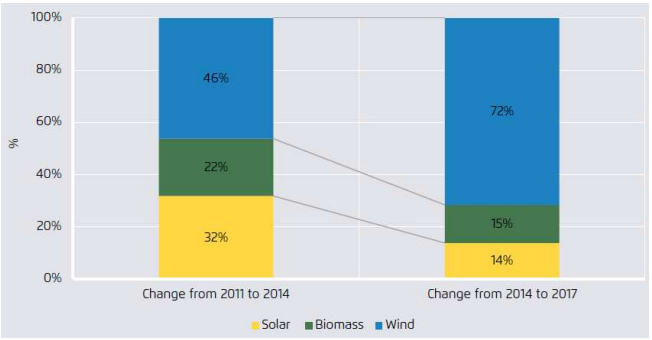


Fig. 77. Incremento porcentual en el período por tecnología (fuente: Eurostat).

Con respecto a la solar fotovoltaica, las últimas subastas han mostrado una importante reducción de costos para el usuario en el precio de la energía eléctrica. Con precios como estos, ya es hora de que los gobiernos establezcan el marco regulatorio adecuado para permitir el despliegue solar y acelerar así la reducción del costo de la electricidad para los consumidores. Además de las subastas, otro mecanismo para ampliar el desarrollo solar puede ser una mejor articulación de los derechos de los prosumidores (hogares y comunidades energéticas) para la autogeneración, el autoconsumo y volcar el excedente en la red (fig. 78).

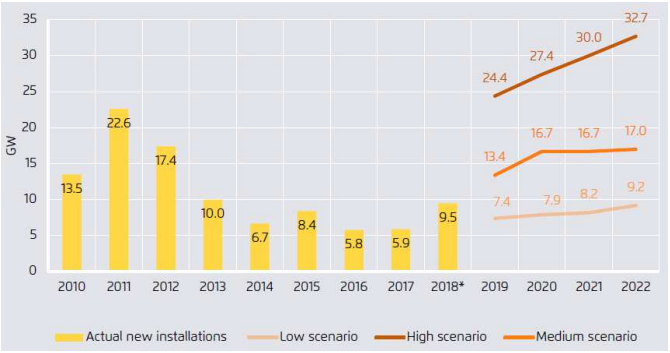


Fig. 78. Potencia solar instalada y escenarios de proyección en la UE (fuente: Eurostat).

Es interesante observar la participación de las fuentes renovables en la generación de electricidad en toda Europa. Presentan disparidad, sus extremos son Dinamarca y Eslovenia (fig. 79). Algunos países han disminuido esta participación (punto negro), notoriamente Portugal y España (fig. 79). Argentina actualmente oscila entre el 3% y el 8%, con una meta del 20% para el 2025. Puede, imaginariamente, ser ubicada en el gráfico a la altura de Hungría (fig. 79).

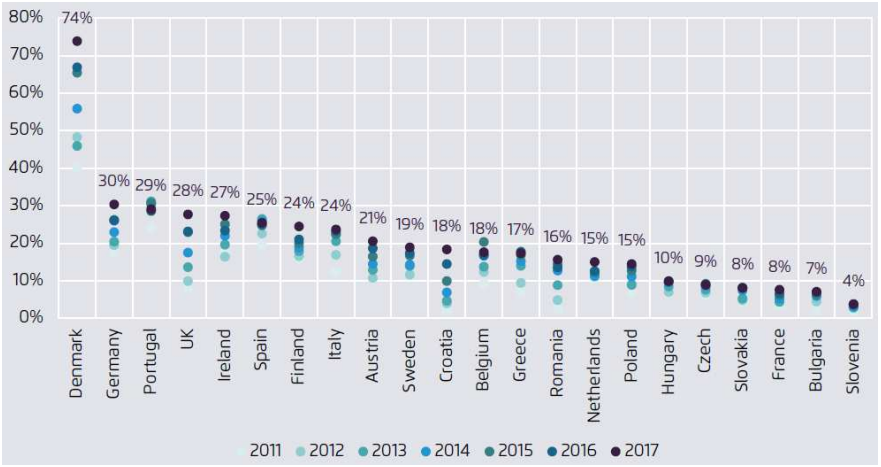


Fig. 79. Participación de las renovables en la generación de electricidad por país en la UE (fuente: Eurostat).

El resultado de las subastas de energía eólica y solar en Alemania arrojaron costos de la energía más bajos incluso que los costos a corto plazo para las plantas de carbón y gas a finales de 2018 (fig. 80). Los costos a corto plazo de carbón y gas superaron los 50 EUR/MWh. En comparación, las subastas solares alemanas en octubre mostraron un precio medio de 47 EUR/MWh (fig. 80). El coste medio de la energía eólica en tierra se incrementó en 2018, y se situó un poco por encima del carbón y el gas a corto plazo con precios de 63 EUR/MWh en la subasta de octubre, aunque el proyecto más barato se despejó por debajo del carbón y el gas costes, a 50 EUR/MWh.

La figura 81 presenta la banda de costos en Argentina por tecnología y por ronda RenovAr; es interesante la comparación de costos en solar y eólica con los presentados en la figura 80 para Alemania, seguramente los costos financieros y las incertidumbres en los contratos explican la diferencia en más de estos valores. Para la eólica, la banda más favorable presenta un 12% de diferencia, mientras que, en la más desfavorable, la diferencia es del 20%, siempre más caro en Argentina.

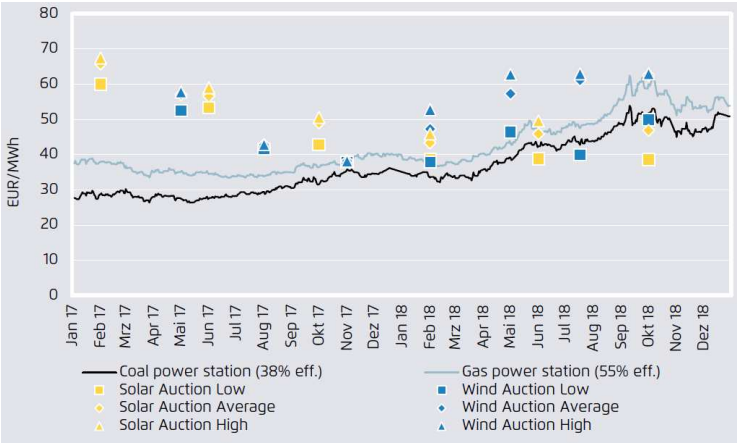


Fig. 80. Precio (*year-ahead*) de la energía en euros por MWh comparados con las subastas alemanas (fuente: Eurostat).

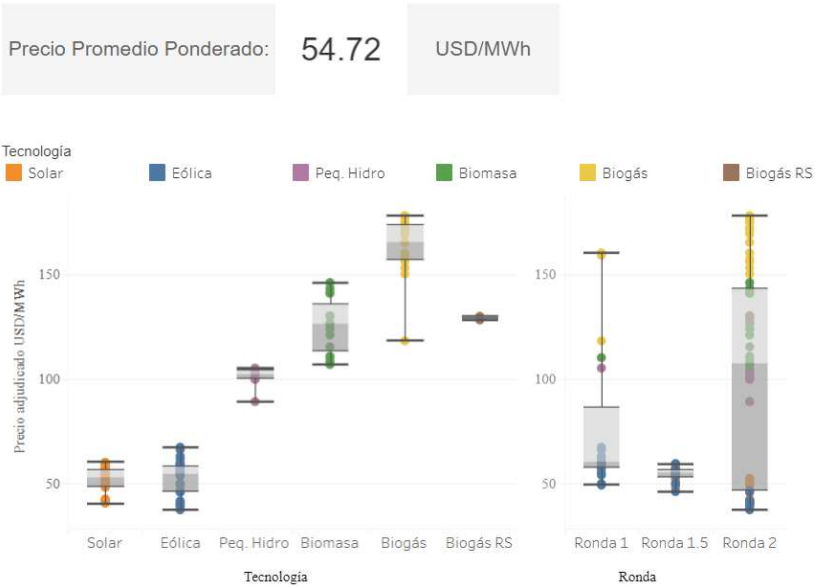


Fig. 81. Argentina. Precio de la energía en dólares por MWh en las subastas del RenovAr (fuente: SGE).

Al momento del presente informe (2021), la potencia renovable provista en relación con la demandada representa un 20% (fig. 82).

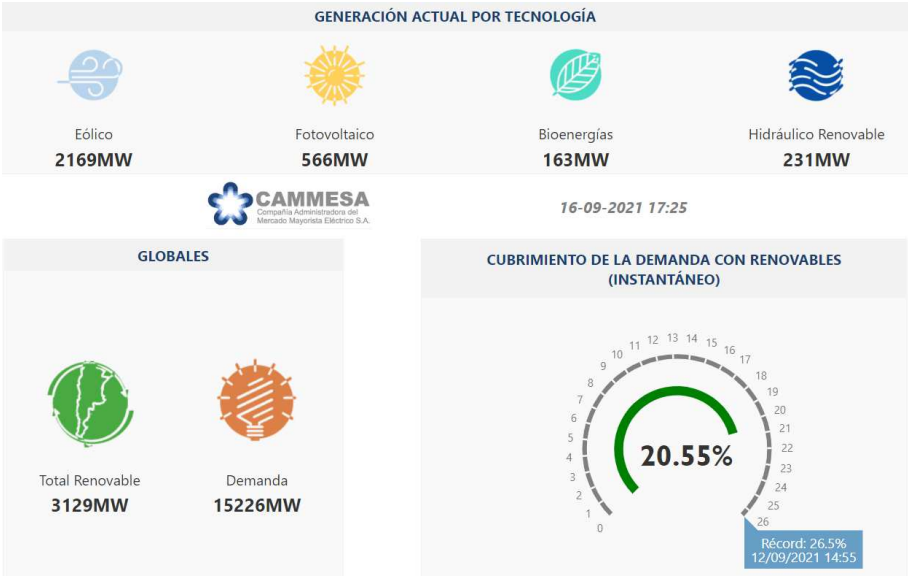


Fig. 82. Cubrimiento de la demanda en el SADI con renovables, 16/9/2021, 17.25 h (fuente: CAMMESA).

La experiencia de Austria, Dinamarca o Alemania también muestra cómo proyectos de energía renovable a menor escala llevados por hogares individuales o comunidades energéticas pueden contribuir activamente a la transición energética. La articulación propuesta de derechos para prosumidores en la reformulación de la Directiva de Energía Renovable de la UE puede ayudar a poner en marcha la energía solar fotovoltaica en Europa.

Los conceptos aquí vertidos, si bien están centrados en Europa, no difieren sustancialmente del resto de los países que componen la comunidad global; si bien cada uno tiene realidades particulares, son igualmente aplicables los criterios expuestos en el presente Informe.

7.3. Biomasa

7.3.1. Introducción y consideraciones generales

Con respecto a la producción de biocombustibles, existen distintas posiciones que evalúan efectos negativos que podrían ser consecuencia de una excesiva producción. Entre ellos se pueden mencionar:

- Una posible disminución de la producción agrícola relacionada con alimentos para el consumo humano significaría escasez de los mismos, comprometiendo la seguridad alimentaria en una proyección futura, especialmente en los países pobres de economías agrícolo-ganaderas.
- La producción de energía a partir de biomasa se ha extendido en algunos países. A partir de esta situación, algunos productores agrícolas han visto como una actividad de mayor rentabilidad el cultivo de especies que puedan ser utilizadas como combustible. Por tal motivo, se disminuye la producción de productos alimenticios para abastecer a la industria de la biomasa.
- Expansión de la frontera agrícola sin control con impacto negativo directo en el medioambiente (deforestación, desertificación, erosión y degradación del suelo, entre los más relevantes).
- El abuso de los monocultivos provoca la pérdida de la biodiversidad, la disminución de la fertilidad y de nutrientes.
- Potencial aumento del precio de los alimentos.
- Incidencia en la distribución del ingreso en aquellos países (generalmente los más pobres) cuya actividad económica principal está estrechamente ligada con la producción agrícola de alimentos.
- La obtención de algunos combustibles (biogás, biodiésel) es un proceso relativamente complejo. En caso de accidente, si este gas es liberado a la atmósfera, significaría grandes niveles de

contaminación, ya que el metano (CH_4) contenido es un gas de efecto invernadero 21 veces más poderoso que el CO_2.
- Tanto la biomasa como sus derivados tienen una densidad energética más baja que la de los combustibles fósiles. Esto hace que se necesite mayor superficie de almacenamiento para la misma cantidad de energía.
- Una mala utilización de la biomasa podría promover la deforestación de los bosques y la destrucción de los hábitats naturales, entre algunas consecuencias.
- Para el caso particular del biogás, el almacenamiento de grandes cantidades de este elemento necesita de sistemas complejos y costosos, aunque la evolución de la tecnología hace que estos costos vayan en baja.
- La utilización de biomasa genera emisiones de CO_2.

Como contrapartida, se pueden mencionar argumentos que alienten a la producción de biocombustibles:

- Diversificación de la matriz energética, aportando mayor flexibilidad y eficiencia.
- Promoción del desarrollo rural. La creación de plantas de biocombustibles para el autoconsumo de las explotaciones agrícolas locales.
- Si bien el aprovechamiento energético de esta fuente renovable es a partir de una combustión (resultando CO_2), la cantidad de este gas, causante del efecto invernadero, se puede considerar que es la misma cantidad que fue captada por las plantas (fotosíntesis) durante su ciclo de vida. Por lo tanto, no se supondría un incremento de este gas a la atmósfera, considerándose una actividad de emisiones neutras.
- Reducción de los GEI (gases de efecto invernadero).
- Aumento del valor agregado al producto agrícola. Se producen nuevas oportunidades de mercado y surgen nuevos agentes económicos que potenciarían el desarrollo agroindustrial a niveles regionales. La actividad genera nuevos puestos de trabajo y fortalece el crecimiento de las economías rurales.
- Permite eliminar residuos orgánicos dándoles una utilidad. Disminución de residuos reconvirtiendo los excedentes agrícolas alimentarios.
- Al sustituir a los de origen fósil, disminuye la dependencia externa del abastecimiento de este tipo de combustibles, mejorando la balanza comercial.
- Permite la introducción de cultivos con valor rotacional frente a monocultivos tradicionales.
- La utilización de este recurso (con las tecnologías adecuadas) podría mejorar la situación económica de muchos países que carecen de otros recursos, así como la calidad de vida de muchos millones de personas.
- El biogás funciona como un sustituto del gas natural; puede ser utilizado para generar energía eléctrica, cocinar o como aditivo a combustibles fósiles.
- El proceso de producción de biogás deja como subproductos fertilizantes.

Al analizar la producción de biocombustibles, se podría plantear un problema de asignación de tierras, el cual podría considerarse un factor productivo limitado a repartir entre dos usos posibles: producir para consumo humano (alimentación) o elaborar biocombustibles (energía).

Es notorio que, actualmente, el mayor porcentaje de tierra disponible para cultivo está destinado a la producción para el consumo alimenticio. Un aumento de la producción de biocombustibles generaría una necesidad de mayor asignación de tierras, lo que impactaría en una disminución en la producción de granos para alimentos.

Lo que se describe en el párrafo anterior se podría llevar adelante en forma equilibrada, ya que las materias primas que se utilizan en la producción de biocombustibles pueden ser usadas conjuntamente como insumos para la producción de alimentos. Se pueden mencionar como ejemplos el maíz y la soja.

El proceso (fermentación indirecta) de la materia prima que proporciona el alcohol de maíz da como resultado el etanol, del cual se origina el bioetanol. El residuo es un subproducto que se destina a la nutrición animal. Para la soja, del prensado se obtiene el aceite y por un proceso adicional (transesterificación) se obtiene el biodiésel. Los subproductos resultantes (harinas y expeller de soja), por tener un alto valor proteico, se destinan para alimentos para el ganado.

Se puede entender que, al existir una transformación de proteína vegetal en animal, contribuiría positivamente para la seguridad alimentaria y energética.

7.3.2. Mercados de la bioenergía

De acuerdo con lo revelado en el Informe Global del Estado de Renovables 2019 de REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century), la bioenergía realiza el mayor aporte renovable al

suministro mundial de energía. Incluyendo el uso tradicional de biomasa, la bioenergía contribuyó con un 12,4% estimado al consumo final de energía a fines de 2017.

El uso tradicional de la biomasa para el calor implica la quema de biomasa leñosa o carbón vegetal, así como el estiércol y otros residuos agrícolas en dispositivos simples e ineficientes en economías en desarrollo y emergentes.

La bioenergía moderna sostenible (excluyendo el uso tradicional de biomasa) proporciona alrededor de la mitad de toda la energía renovable en consumo final de energía. La bioenergía se considera sostenible cuando su uso reduce las emisiones de gases de efecto invernadero comparándose con el uso de combustibles fósiles y su aplicación evita impactos ambientales, sociales o económicos negativos significativos, aportando positivamente en el logro de Objetivos de Desarrollo Sostenible.

En el año 2017, la bioenergía moderna contribuyó con un estimado de 5% al consumo total de energía final (total final energy consumption [TFEC]). Contribuyó con un estimado del 5% al suministro global de calor, un 3% del total del transporte y un 2,1% al suministro global de electricidad (fig. 83). El uso moderno de bioenergía está creciendo con mayor rapidez en el sector eléctrico (alrededor del 9% por año), en comparación con alrededor del 7% en el sector del transporte. Su utilización para calentar está creciendo más lentamente, alrededor del 1,8%.

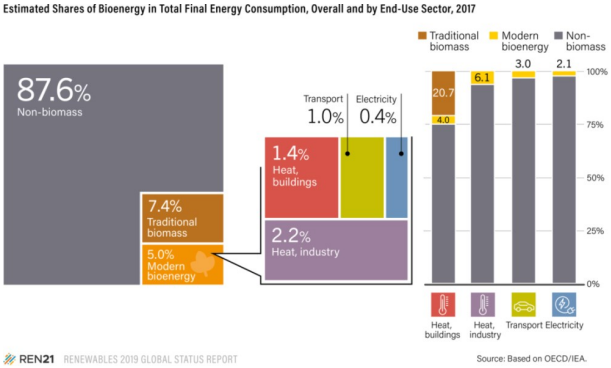


Fig. 83. Participación de bioenergías en el consumo total de energía final, 2017 (fuente: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century [REN 21]).

7.3.2.1. Mercados de biocalor

La bioenergía (biomasa-sólido, biocombustibles-líquido, biogás-gaseoso) se puede utilizar para producir calor para cocinar y para calentar espacios residenciales y agua, tanto en estufas tradicionales como en calderas de calefacción central más eficientes alimentadas con pellets.

Puede proporcionar calor para edificios públicos y comerciales, así como para la industria. Se puede utilizar para cogenerar electricidad y calor a través de sistemas combinados de calefacción y energía en forma local o distribuidos, desde instalaciones de producción más grandes a través de sistemas de calefacción regionales.

El uso tradicional de la biomasa para suministrar energía (cocción y calefacción) en dispositivos simples (generalmente ineficientes) se produce principalmente en economías en desarrollo y emergentes, siendo el mayor uso de bioenergía.

Se está trabajando para reducir el uso de biomasa tradicional para acceder a combustibles limpios, dados los graves impactos negativos para la salud, los efectos sobre la calidad del aire local y la naturaleza insostenible de gran parte del suministro de este tipo de biomasa.

La cantidad de biomasa utilizada en aplicaciones tradicionales ha sido estable en los últimos años, aunque, por ser informal, es difícil obtener datos precisos sobre este uso. Sin embargo, la proporción de la biomasa tradicional en TFEC (Total Final Energy Consumption) ha estado disminuyendo gradualmente, del 8,8% del consumo global en 2006 al 7,6% en 2017 (fig. 84).

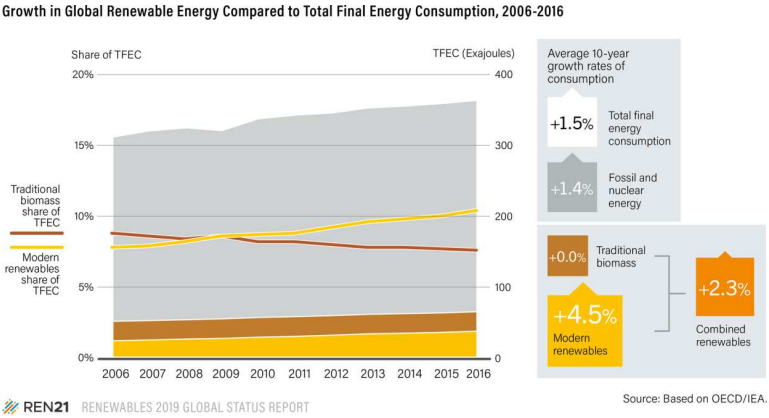


Fig. 84. Evolución de la energía renovable global en el consumo total de energía final, 2006-2016 (fuente: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century [REN 21]).

Europa es el mayor consumidor de biocalor moderno por región. Los Estados miembros de la Unión Europea (UE) han promovido el uso de calor renovable tanto en edificios como en la industria con el fin de cumplir con los objetivos nacionales obligatorios bajo la Directiva de Energía Renovable de la UE. Entre 2012 y 2017, el uso de bioenergía para la producción de calor en la región aumentó a una tasa promedio de alrededor del 2,2% anual.

Otros usuarios importantes de bioenergía para el calor incluyen a Estados Unidos, Brasil e India. China también está expandiendo su uso para calefacción tanto en la industria como en los edificios.

A nivel mundial, la bioenergía moderna proporcionó alrededor del 4,0% de la energía utilizada para calentar edificios en 2017. En 2016, en Europa, alrededor del 46% de toda la bioenergía fue utilizada para la generación de calor en edificios. Italia, Francia y Alemania representaron el 44% del total mundial.

El mercado de pellets (calefacción de edificios residenciales y comerciales) tiene base principalmente en Italia, Alemania y Suecia. El uso de pellets de madera en estufas para calefacción residencial (en lugar de sistemas de calderas) ha crecido rápidamente en Francia e Italia en los últimos años. Suecia y Finlandia lideran a nivel mundial en el uso de bioenergía en los sistemas de calefacción urbana.

En 2017, más de 2 millones de hogares de los EE. UU. (2% del total) utilizaron madera o pellets de madera como combustible primario para calefacción. En el sector industrial, el calor suministrado de la bioenergía alcanzó alrededor del 6,1% de todo el consumo de calor.

En general, el uso de la bioenergía se ha concentrado en industrias donde se crean residuos de biomasa como parte del proceso de producción, como la pulpa y el papel (donde la bioenergía proporciona el 30% de las necesidades energéticas), alimentos, tabaco, y madera y productos de madera.

La bioenergía puede proporcionar calor a baja temperatura (calentamiento, secado, calor de proceso), ya sea mediante el uso directo del combustible o gasificando la biomasa y utilizando el gas combustible resultante. Sin embargo, se usa muy poca bioenergía en los sectores industriales con mayor consumo de energía (calor a temperaturas muy altas), como el hierro, el acero y los productos químicos. En estos sectores, en general, se utilizan combustibles fósiles de menor costo y mayor densidad de energía.

Una excepción es la industria del cemento. En este sector, los desechos y la biomasa pueden sustituir al carbón, muy utilizado en la producción. La sustitución varía según la región. La industria del cemento de la UE es el mayor usuario de desechos y biomasa, especialmente en Alemania y el Reino Unido. El nivel de sustitución en el sector cementero de la región europea alcanzó el 25% en 2018, en comparación con el 15% en Brasil. En India y China, los dos mayores fabricantes mundiales de cemento, los niveles de sustitución logrados son bajos.

7.3.2.2. Mercados de bioelectricidad

La capacidad mundial de bioenergía aumentó un 6,5% estimado en 2018 en comparación con 2017. La generación total de bioelectricidad aumentó un 9%, de 532 teravatios-hora (TWh) en 2017 a 581 TWh en 2018 (fig. 85). La UE se mantuvo como el mayor productor por región, con una generación que creció un 6% en 2018. La generación creció más rápidamente en China, un 14% en 2018, y en el resto de Asia (16%), mientras que en América del Norte se mantuvo estable (fig. 85).

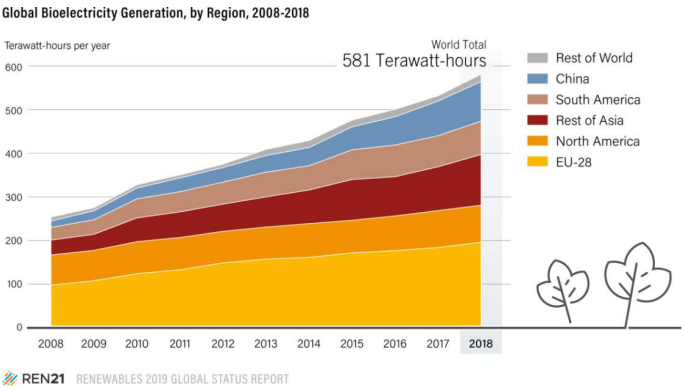


Fig. 85. Generación global de bioelectricidad por región, 2008-2018 (fuente: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century [REN 21]).

Europa continuó liderando regionalmente en la producción de bioelectricidad, con una capacidad que aumentó de 39 GW a 42 GW durante 2018, y la generación aumentó un 6%, a 196 TWh. Sin embargo, en Alemania, el mayor productor de bioelectricidad de Europa (principalmente biogás), la generación aumentó menos de 1%, a 51 TWh. Esta tendencia de disminución en el crecimiento en Alemania comenzó en 2014, cuando las tasas de incentivo (Feed in Tariff [FIT]) para la generación de bioelectricidad se volvieron menos favorables. En el Reino Unido, la capacidad de bioenergía aumentó un 30%, a 7,7 GW, debido principalmente al reemplazo del carbón para utilizar combustibles de biomasa importados. Esto produjo un aumento de la generación en un 11% en 2018. Esta también aumentó fuertemente en los Países Bajos (8%) y en Francia (5%).

En China, la capacidad de bioenergía aumentó un 21%, a 17,8 GW, en 2018, creciendo en línea con las disposiciones del 13.er Plan Quinquenal del país (2016-2020). La generación también continuó creciendo fuertemente, aumentando un 14%, a 91 TWh. La capacidad de bioenergía de la India aumentó un 16%, a 10,2 GW, y la generación aumentó un 4%, a 50 TWh. La capacidad y el crecimiento de la generación también se mantuvieron fuertes en Japón, donde la capacidad de las plantas dedicadas a biomasa aumentó un 11% para alcanzar 4 GW, y la generación alcanzó unos 29 TWh en 2018 (un crecimiento del 25% desde 2017), estimulados por un incentivo tarifario. La generación de biomasa aumentó un 50% en la República de Corea (a 11,2 TWh) y un 39% en Tailandia (a 14 TWh), y se duplicó en Vietnam (a 0,5 TWh).

Estados Unidos tuvo uno de los más altos niveles de capacidad de bioenergía (16 GW) y generación (69 TWh) en 2018. Sin embargo, la generación no aumentó durante el año y no ha crecido significativamente en la última década, debido a la falta de políticas de fomento y para aumentar la competencia de otras fuentes de generación renovables. En algunos casos, las plantas de generación de biomasa se cerraron cuando no se renovaron los contratos de suministro.

Brasil es el tercer mayor productor de bioelectricidad a nivel mundial y el mayor productor de América del Sur. En 2018, la capacidad del país alcanzó los 14,7 GW y la generación aumentó un 9%, a 54 TWh. La mayor parte de la generación de bioelectricidad proviene del bagazo de caña de azúcar (desechos fibrosos de la caña).

7.3.2.3. Mercados de biocombustibles. Transporte

En 2018, la producción mundial de biocombustibles aumentó casi un 7% en comparación con 2017, alcanzando 153.000 millones de litros (equivalente a 3,8 EJ) (fig. 86). Estados Unidos y Brasil produjeron el 69% de todos los biocombustibles en 2018, seguidos por China (3,4%), Alemania (2,9%) e Indonesia (2,7%) (fig. 86).

Country	Ethanol	Biodiesel (FAME)	Biodiesel (HVO)	Change Relative to 2017
	Billion litres			
United States	60.9	6.9	2.2	1.9
Brazil	33.0	5.4		5.5
China	4.1	1.0		1.0
Germany	1.0	3.5		0.1
Indonesia	0.1	4.0		0.9
Argentina	1.2	2.8		-0.4
France	0.9	2.2		-0.3
Thailand	1.5	1.6		0.4
Canada	1.9	0.4		0.1
Netherlands	0.3	0.7	1.1	-0.1
Spain	0.5	2.0	0.5	0.4
India	1.4	0.2		0.6
Italy	–	1.4		0.6
Poland	0.2	1.0		0.1
United Kingdom	0.5	0.5		-0.1
EU-28	**4.4**	**4.4**	**3.5**	**-0.8**
World Total	**111.9**	**34.3**	**7.0**	**9.0**

Fig. 86. Producción mundial de biocombustibles. Países (Top 15) y EU-28, 2018 (fuente: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century [REN 21]).

Los principales biocombustibles producidos son el etanol (generado principalmente a partir de maíz y caña de azúcar) y el biodiésel (éster metílico de ácido graso o FAME, combustibles producidos a partir de aceites y grasas vegetales, incluidos los desechos, como el aceite de cocina usado). Además, la producción y el uso de combustibles sustitutos diésel generados mediante el tratamiento de aceites, grasas animales y vegetales con hidrógeno (aceite vegetal hidrotratado [HVO]), ésteres y ácidos grasos hidrotratados [HEFA]) está creciendo (fig. 87). En 2018, el etanol representó aproximadamente el 63% de la producción de biocombustibles (en términos de energía); el biodiésel FAME, el 31%, y el HVO/HEFA, el 6%.

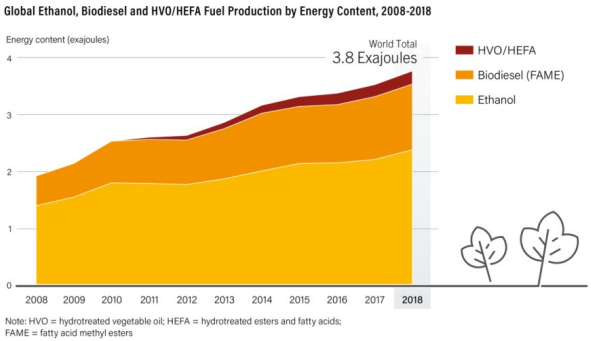


Fig. 87. Producción mundial de etanol, biodiésel y HVO/HEFA por contenido energético, 2008-2018 (fuente: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century [REN 21]).

La contribución del biometano también está aumentando rápidamente en algunos países, aunque representaba menos del 1% del total de biocombustibles en 2018.

La producción, el consumo y el comercio de biocombustibles se ven afectados por numerosos factores, incluidas las condiciones de crecimiento de la biomasa (como el clima), la demanda de biocombustibles en los países productores y los mercados de importación, que están influenciados por el desarrollo de políticas. La modificación de los aranceles de importación y otras medidas también afectan el comercio internacional de biocombustibles.

El mercado de los biocombustibles está fuertemente impulsado por los regímenes políticos y regulatorios dentro de las regiones y países. En los Estados Unidos, por ejemplo, el Renewable Fuel Standard Program (RFS) ha impulsado el mercado al establecer una obligación general a nivel federal de usar combustibles bajos en carbono, que incentiva el desarrollo y el uso de combustibles que pueden proporcionar niveles más bajos de emisiones de gases de efecto invernadero. En Brasil, la iniciativa RenovaBio ha desempeñado un papel importante en el aumento del uso doméstico de biocombustibles.

En Europa, la revisada Directiva de Energía Renovable para 2020-2030 (aprobada en diciembre de 2018) establece un objetivo para una participación del 14% de las energías renovables en el sector del

transporte para 2030, con un objetivo secundario de, al menos, un 3,5% de uso de biocombustibles avanzados y biometano. La Directiva también establece un límite del 7% en la parte del objetivo general que pueden cumplir los biocombustibles convencionales basados en materias primas que también podrían usarse como alimento, lo que refleja las preocupaciones de la UE sobre la competencia entre alimentos y combustible, y sobre el potencial impacto indirecto del cambio de uso del suelo.

En la India, los biocombustibles reciben mayor prioridad a mediano plazo, en los biocombustibles avanzados pueden utilizar como materia prima los residuos agrícolas del país.

En China, el uso de etanol en la gasolina se está ampliando al propiciar porcentajes de mezcla en cada provincia. Se espera que las tecnologías avanzadas de biocombustibles y la producción a gran escala de etanol celulósico desempeñen un papel importante para 2025.

La producción mundial anual de etanol aumentó más del 7% durante 2018, de 104.000 millones de litros a 112.000 millones de litros.

La producción de etanol sigue concentrada en los Estados Unidos y Brasil, que en conjunto representaron el 83% del total mundial ese año (una participación similar a la de 2017). Los siguientes productores más grandes fueron China, Canadá, Tailandia e India.

La producción de etanol en los Estados Unidos aumentó 1,7%, a un récord de 61.000 millones de litros durante 2018, a partir de una buena cosecha de maíz. Mientras que la demanda de etanol en los Estados Unidos se estancó a medida que se acercaban los límites de mezcla, un volumen récord del combustible (10,6% de la producción total) se exportó. Los cinco principales importadores de etanol estadounidense fueron Brasil, Canadá, India, la República de Corea y los Países Bajos, seguidos por otros 75 países importadores. La producción de etanol en Canadá, que ocupó el cuarto lugar a nivel mundial en 2018, aumentó un 7%, a 1900 millones de litros.

En Brasil, la producción de etanol aumentó un 15%, a un récord de 33.000 millones de litros. No solo los bajos precios mundiales del azúcar favorecieron la producción del combustible, sino que el etanol también se benefició de los impuestos federales más bajos y el aumento de los precios mundiales del petróleo, lo que le dio una ventaja de precio y un aumento de la demanda interna. Aunque la mayor parte del etanol producido en Brasil se usó en el país, otra parte se exportó.

La producción de etanol creció un 25% en China durante 2018, a un estimado de 4,1 mil millones de litros. Para reducir las importaciones de petróleo y hacer uso del exceso de existencias de granos, se introdujo una mezcla de etanol al 10% en otras provincias, lo que ayudó a aumentar la demanda. La producción de etanol de China se basó en gran medida en el uso de maíz en el noreste del país, aunque el combustible también se produjo a partir de yuca en el sur.

En Tailandia, el quinto productor más grande, la producción aumentó un 23% a 1,5 mil millones de litros. La producción de etanol también creció fuertemente en India (70%), el sexto productor más grande, alcanzando 1,4 mil millones de litros en 2018. El crecimiento fue estimulado por cambios en las regulaciones que rodean las materias primas que se pueden utilizar para la producción de etanol en la India, particularmente al permitir un mayor uso de melaza, como parte de un esfuerzo nacional para impulsar la producción de biocombustibles como un medio para reducir las importaciones de petróleo.

La producción mundial de biodiésel también aumentó en 2018, hasta alrededor del 5%, a 41,3 mil millones de litros. La producción de biodiésel es más diversa geográficamente que la producción de etanol (debido a las prioridades políticas) y se extiende entre muchos países. Los cinco principales países en 2018 representaron el 53% de la producción mundial. Europa, como región, fue el mayor productor de biodiésel, y los principales países productores fueron Estados Unidos (17%), Brasil (13%), Indonesia (10%), Alemania (8%) y Argentina (5%).

Europa produjo unos 15.000 millones de litros de biodiésel en 2018. Aunque el mercado no se contrajo, la producción bajó un 6% con respecto a 2017, ya que los productores se enfrentaron a una mayor competencia del biodiésel menos costoso importado de Argentina e Indonesia. Alemania nuevamente fue el mayor productor en Europa, pero la producción del país cayó un 3%, a 3500 millones de litros. La producción también disminuyó en otros grandes productores europeos: Francia (que produjo un total de 2200 millones de litros) y los Países Bajos (1900 millones de litros).

El aumento global en la producción de biodiésel se debió principalmente al crecimiento en los Estados Unidos, donde la producción aumentó un 14%, a un récord de 6900 millones de litros. Los factores detrás de este crecimiento incluyeron una buena cosecha de soja, mayores oportunidades para el biodiésel y el impacto de los derechos *antidumping* de los Estados Unidos, que restringieron las importaciones de Argentina e Indonesia.

La producción de biodiésel en Brasil aumentó un 13% en 2018, una tasa de crecimiento similar a la de 2017, a un récord de 5300 millones de litros. Los factores contribuyentes incluyeron una buena cosecha de soja y un aumento en el nivel de mezcla de biodiésel en diésel de 8% a 10% en marzo de 2018.

En Argentina, la producción de biodiésel cayó un 15%, a 2800 millones de litros, debido en parte a los derechos *antidumping* de los Estados Unidos sobre las importaciones de biodiésel (el mercado más grande de Argentina) y a las incertidumbres sobre si la UE volvería a aplicar derechos similares a sus importaciones de ese combustible.

En Indonesia, la producción aumentó un 30%, a 4100 millones de litros en 2018. Esto se debió al mayor uso doméstico luego de un aumento en los niveles de mezcla para utilizar la producción excedente de aceite de palma. El mandato de mezclar biodiésel con diésel fósil se incrementó al 20% tanto para el sector de transporte como para el de electricidad. Además, se introdujeron nuevos mandatos que requieren el 5% de mezcla en el diésel fósil utilizado en el sector ferroviario y el 10% en el sector minero.

Después del etanol y el biodiésel, el HVO/HEFA representa la mayoría de los biocombustibles restantes consumidos en el sector del transporte. El uso de HVO/HEFA se concentra en Finlandia, los Países Bajos, Singapur y los Estados Unidos. La producción mundial de HVO creció un 12% estimado durante 2018, de 6200 millones de litros a 7000 millones de litros.

El biometano se usa para el transporte principalmente en los Estados Unidos y en Europa. Estados Unidos es el mayor productor y usuario de biometano para el transporte, y la producción nacional del combustible ha aumentado desde 2015, cuando el biometano se incluyó por primera vez en la categoría avanzada de biocombustibles celulósicos de la RFS (Renewable Fuel Standard). El consumo de biometano en los EE. UU. creció más de siete veces entre 2014 y 2017, y luego aumentó otro 13% en 2018, a unos 22 petajoules (PJ).

En Europa, el otro mercado mundialmente significativo para el biometano para el transporte, el consumo aumentó un 13% en 2017, a 7,8 PJ (según los últimos datos disponibles). La producción y el uso se concentraron en Suecia (5,2 PJ), donde se fomenta la producción de metano a partir de desechos de alimentos como parte de una política sostenible de reducción de desechos y el uso de biometano en el combustible de transporte tiene prioridad sobre su uso para la producción de electricidad o para la inyección en redes de gas. Los siguientes usuarios europeos más grandes de biometano de transporte en 2017 fueron Alemania (1,6 PJ), Noruega (0,42 PJ) y los Países Bajos (0,23 PJ).

Los biocombustibles de todo tipo se han utilizado principalmente para el transporte por carretera. La cantidad total de biocombustibles usados en aviación y transporte marítimo ha sido muy pequeña (solo el 0,1% de todo el combustible de las aerolíneas en 2018), aunque estas aplicaciones son vistas como una prioridad a largo plazo tanto por los responsables de la generación de políticas como por la industria de las aerolíneas.

7.3.3. Industria de bioenergía

La bioenergía requiere una cadena de suministro más compleja que otras tecnologías renovables, dada la gran cantidad de materias primas y procesos de conversión potenciales y la necesidad de recolectar, procesar y convertir las materias primas de biomasa en combustibles. Con el apoyo de las universidades, las instituciones de investigación y los gobiernos, la industria está desarrollando y comercializando nuevas tecnologías y combustibles, especialmente biocombustibles avanzados para su uso en el transporte.

7.3.3.1. Industria de biomasa sólida

Los proyectos de bioenergía que producen electricidad y/o calor a menudo dependen de combustibles sólidos que se obtienen localmente, como residuos sólidos municipales, de procesos agrícolas y forestales, y cultivos energéticos para fines específicos. Los combustibles también se pueden procesar y transportar para su uso donde los mercados son más rentables. Por ejemplo, el comercio internacional de pellets de biomasa está creciendo para cumplir con los requisitos de combustibles para la generación de calor y energía a gran escala y para proporcionar calefacción residencial en mercados donde se apoya el uso de pellets, especialmente en Europa, pero también, cada vez más, en Japón y la República de Corea.

La producción y el comercio mundial de pellets de madera continuaron expandiéndose en 2018, con una producción que alcanzó un estimado de 35 millones de toneladas métricas.

Los pellets de madera se usan en la industria (principalmente en centrales eléctricas) y para calefaccionar edificios residenciales y comerciales. Estados Unidos fue el mayor productor y exportador de pellets de madera en 2018, con capacidad para producir 10,6 millones de toneladas anualmente en ochenta y tres plantas operativas a finales de año. La producción real de Estados Unidos en 2018 fue de 7,3 millones de toneladas.

Las exportaciones estadounidenses de pellets de madera aumentaron un 16% en 2018, a 5,4 millones de toneladas. La mayoría de las exportaciones fueron a Europa, principalmente al Reino Unido, aunque aumentaron significativamente a Dinamarca, Italia y los Países Bajos.

Canadá exportó unos 2,7 millones de toneladas de pellets, un aumento del 60% desde 2015, principalmente al Reino Unido (1,6 millones de toneladas, que representan el 60% de las exportaciones canadienses), pero también a Japón (0,6 millones de toneladas, o el 24% de las exportaciones).

La Federación Rusa también fue un importante productor y exportador de pellets de madera. La capacidad de producción anual alcanzó los 3,6 millones de toneladas en 2018, aunque las plantas rusas operaban con solo un factor de carga del 50%. Las exportaciones rusas aumentaron un 30% por segundo año consecutivo y totalizaron 1,5 millones de toneladas.

En Europa, una serie de plantas de cogeneración alimentadas con biomasa se pusieron en servicio o en construcción durante 2018, estimuladas por medidas diseñadas para ayudar a alcanzar los objetivos de la Directiva de Energía Renovable de la UE para 2020 y 2030. Por ejemplo, en el Reino Unido, una planta con 27 megavatios (MW) de capacidad, alimentada con madera de origen local, se puso en marcha en Sandwich y comenzó a suministrar calor y energía renovable a un parque empresarial y científico cercano, y a unas 50.000 viviendas.

En los Países Bajos, se estaba construyendo una planta de biomasa de 15 MW en Duiven. Cuando se complete, funcionará con los desechos de madera de la ciudad y proporcionará calor, electricidad y vapor a una fábrica de alimentos para animales, además de suministrar electricidad excedente a la red.

El bagazo y otros residuos agrícolas, comúnmente utilizados para producir calor y energía en Brasil, están atrayendo cada vez más atención en otros lugares.

Por ejemplo, una nueva planta de biomasa en México se puso en marcha en 2018 y está alimentada por desechos de caña de azúcar, que suministra 50 MW de electricidad y vapor a un ingenio azucarero y a plantas de embotellado cercanas, con la energía excedente entregada a la red.

En Argentina, como parte del Programa RenovAr, el principal productor de maní comenzó la operación comercial de su instalación de bioenergía de 10 MW, la cual usa desechos de cáscara de maní para generar energía.

Los productos forestales también se utilizan cada vez más como fuente de energía. En 2018, se anunciaron planes para una nueva planta de energía de biomasa de 50 MW en La Coruña, España, alimentada por desechos forestales de origen local.

En la India, el mayor productor de energía del país, NTPC (National Thermal Power Corporation Limited, empresa india del sector público), anunció su intención de iniciar la combustión conjunta de biomasa en todas sus estaciones de energía térmica a base de carbón, utilizando pellets de biomasa y briquetas hechas de madera de desecho, residuos de cultivos, desechos forestales, estiércol y algunos tipos de residuos. Uno de los objetivos de NTPC es reducir la contaminación del aire causada por la quema de residuos agrícolas excedentes en los campos.

En Japón, donde el apoyo de un incentivo tarifario (FIT) ha estimulado el creciente interés en la bioelectricidad, se está estableciendo una gran cartera de proyectos, utilizando como combustible tanto los recursos autóctonos como los pellets importados. Entre los desarrollos en 2018, Nippon Paper Industries comenzó a operar una bioplanta de energía en su fábrica de papel, que utilizará residuos de madera de los bosques locales, así como pellets de madera de Asia y América del Norte.

7.3.3.2. Industria de biocombustibles líquidos

En Brasil, la producción de etanol se basa principalmente en la fermentación de la caña de azúcar, la materia prima tradicional de etanol del país. Sin embargo, la capacidad de producción no se utiliza por completo. En 2018 algunos ingenios azucareros operaban por debajo de su capacidad, lo que dejaba espacio para aumentar la producción en respuesta al aumento de la demanda y cuando los precios del azúcar son bajos. La tendencia a producir etanol a partir del maíz también continuó en 2018.

En Europa, por el contrario, los cambios en la Directiva de Energía Renovable de la UE que limitan el papel de los “biocombustibles basados en alimentos” han generado incertidumbres sobre los mercados futuros para la industria de etanol de la región. Esto ha provocado el cierre temporal o permanente de algunas plantas. Por ejemplo, las dos plantas de producción de etanol más grandes del Reino Unido se cerraron en 2018.

La capacidad de producción de etanol se está expandiendo rápidamente en China para satisfacer la creciente demanda. Totalizó unos 3,5 millones de litros a fines de 2017.

La capacidad global de producción de biodiésel se ha expandido para cumplir con los mandatos de mezcla cada vez más ambiciosos en todo el mundo, especialmente en América del Norte.

Algunos biocombustibles avanzados pueden reemplazar a los combustibles fósiles directamente en los sistemas de transporte, incluso en la aviación, y para mezclar en altas proporciones con combustibles convencionales en el transporte por carretera (como el HVO en vehículos a diésel).

Se están desarrollando varias vías diferentes para producir biocombustibles avanzados e incluyen combustibles de origen biológico (de una variedad de materias primas) en la forma de etanol, butanol, combustible diésel jet, gasolina y biometanol.

La producción de combustibles HVO/HEFA (basados en materias primas como el aceite de cocina usado y otros) continuaron aumentando para satisfacer la creciente demanda tanto de transporte por carretera (especialmente para vehículos pesados) como de aviación. Por ejemplo, el “diésel renovable” basado en HVO/HEFA suministró el 10% de todo el diésel utilizado para el transporte en el estado estadounidense de California en 2018.

También en 2018, una empresa con sede en Estados Unidos, adquirió una instalación de biorrefinería en California que puede producir 151 millones de litros por año de combustible biojet y diésel renovable. La compañía anunció una inversión de USD 350 millones durante dos años para aumentar la capacidad de producción total a 1150 millones de litros por año.

En Europa, ENI (Italia) aumentó la producción de HVO en su refinería de Venecia a 320 millones de litros en 2018 y apunta a expandir la capacidad de la instalación a 770 millones de litros.

Hay un mayor énfasis en el uso de materias primas no alimentarias para producir combustibles HVO. Por ejemplo, Neste (Finlandia) ahora produce su HVO a partir de un 80% de residuos de aceites vegetales y materiales residuales en lugar de materias primas vírgenes.

En 2018, UPM (Finlandia) emprendió una evaluación de impacto para una segunda biorrefinería propuesta, que produciría unas 500.000 toneladas (640 millones de litros) de biocombustibles avanzados para el transporte utilizando una base de materia prima y tecnología diferente al aceite de pino usado en la biorrefinería. Las materias primas renovables y sostenibles que se están considerando incluyen el aceite de *Brassica carinata*, un cultivo que UPM ha estado evaluando en ensayos a gran escala en Uruguay y que puede cultivarse entre cosechas, complementando en lugar de competir con la producción de alimentos.

La emergente industria del etanol celulósico también experimentó avances en 2018, superando algunas de las dificultades técnicas y comerciales de los últimos años y aumentando la producción a gran escala.

En Brasil, la producción se reanudó a principios de 2019 en la planta de etanol celulósico Bioflex 1 (GranBio) de 82 millones de litros por año.

En India, la construcción de la primera de las doce plantas programadas de etanol celulósico comenzó en 2018. Se espera que la instalación produzca 30 millones de litros de etanol anualmente, utilizando 200.000 toneladas de paja de arroz como materia prima.

La producción de etanol celulósico a partir de residuos de maíz se expandió en 2018. La comercialización de procesos térmicos avanzados de biocombustibles, como la pirólisis y la gasificación, también se desarrolló durante el año. En Canadá, se continuó trabajando en una serie de proyectos potenciales basados en tecnología de gasificación de residuos.

En Estados Unidos se comenzó la construcción de una biorrefinería en Oregón que planea convertir unas 123.000 toneladas de biomasa de desechos de madera en más de 57 millones de litros de combustible renovable diésel y de combustible mixto de gasolina utilizando avanzada tecnología.

Los desarrollos continuaron en el uso de biocombustibles en la aviación, aunque estos combustibles reemplazaron solo una pequeña fracción del combustible en 2018. Al final de ese año, más de 150.000 vuelos habían usado biocombustibles, cinco aeropuertos tenían sistemas de distribución de biocombustibles y las aerolíneas de todo el mundo se habían comprometido a comprar un total de 6000 millones de litros de biocombustible en el futuro a través de acuerdos de compra a largo plazo.

Entre los hitos de 2018, United Airlines realizó el viaje transatlántico de biocombustibles sin escalas más largo hasta la fecha, cuando una mezcla de biojet de 30% de semillas oleaginosas de carinata y 70% de combustible para aviones convencionales impulsó un vuelo Boeing 787 de San Francisco a Zúrich. Gulfstream Aerospace anunció que su jet G280 voló una distancia récord de más de 4000 kilómetros con biocombustibles, viajando desde Savannah, Georgia, a Van Nuys, California. La Fuerza Aérea India (IAF) voló un avión militar con biocombustible mezclado por primera vez cuando un avión de transporte AN-32 fue probado en vuelo con un 10% de combustible biojet utilizando aceite de jatropha (arbusto). Si las pruebas de vuelo adicionales tienen éxito, la IAF (Fuerza Aérea India) espera comenzar a usar el biocombustible en sus aviones de combate.

En sociedad con la aerolínea japonesa ANA, la compañía Euglena (Japón) comenzó la producción en masa de biojet y biodiésel a partir de algas y aceite de cocina residual en su planta de Yokohama, con una inversión de USD 54 millones. Esta es la primera producción de este tipo en Japón.

La aerolínea sueca SAS (Scandinavian Airlines System) tiene como objetivo reemplazar todo su combustible de avión utilizado en vuelos nacionales con biocombustible para 2030. En 2018 firmó un acuerdo con la compañía petrolera más grande de Suecia, Preem, para suministrar a la aerolínea combustibles de aviación renovables a partir de residuos forestales y otros materiales de desecho.

En los Estados Unidos, el Puerto de Seattle anunció que trece aerolíneas (entre ellas, Alaska Airlines, Delta Air Lines, Horizon Airlines y Spirit Airlines) colaborarán en un plan para proporcionar acceso a combustible biojet a todas las aerolíneas que operan en el Aeropuerto Internacional de Seattle-Tacoma.

7.3.3.3. Industria de biomasa gaseosa

El enfoque en el sector de la biomasa gaseosa era producir biogás para su uso en la generación de electricidad, generalmente en plantas de cogeneración. El crecimiento de la industria fue respaldado por incentivos y promociones favorables junto con otros mecanismos de apoyo. Dichas tecnologías ahora están debidamente desarrolladas y ampliamente implementadas. Los responsables de las políticas de desarrollo se están centrando en la producción y refinación de biogás para producir biometano, el cual puede inyectarse en tuberías de gas y usarse como combustible de calefacción o transporte.

El uso de biogás para generar electricidad y calor es una práctica cada vez más difundida. En 2018 más de 10.000 digestores en Europa y 2200 sitios en los EE. UU. producían biogás, aunque se está expandiendo a los demás países.

En 2018, una compañía de tratamiento de aguas residuales de Estados Unidos se adjudicó un contrato de 1,7 millones de euros (USD 1,9 millones) para desarrollar un proyecto de digestión de residuos para un destacado productor de carne en Argentina. El sistema producirá biogás para la conversión a electricidad y calor, que la empresa mencionada usará en sus propias operaciones para ayudar a reducir los costos, y el excedente de electricidad se inyectará a la red eléctrica en Buenos Aires.

En Japón, se espera que comience a operar en 2019 una nueva instalación de producción que convertirá los desechos agrícolas y alimentarios en energía renovable. El biogás se convertirá en unos 1,4 megavatios-hora (MWh) de electricidad por año y el calor residual será utilizado por un invernadero cercano.

Se construirán cuatro plantas de biogás en Omán a un costo de USD 130 millones para que produzcan electricidad a partir de más de 500.000 toneladas de desperdicio de alimentos anualmente, ayudando a reducir los costos estimados de eliminación de desechos.

El biogás se convierte en biometano al eliminar el dióxido de carbono e impurezas, facilitando su inyección en las tuberías de gas natural. Esto se analiza como una ruta importante para descarbonizar los sectores de calor y transporte. En Europa, más de 500 instalaciones de biometano estaban en funcionamiento a finales de 2018.

En Dinamarca, una planta de biogás utilizará 300.000 toneladas de desechos de las compañías farmacéuticas cercanas anualmente para producir 8 millones de metros cúbicos de biogás que se convertirán en biometano.

En una ciudad de Bélgica, se agregó un sistema de mejoramiento de gas a un digestor existente que utiliza desechos de jardines y vegetales de los hogares locales como materia prima. El objetivo es aprovechar el 25% del gas que se produce y utilizar el resto en una planta de cogeneración.

En Canadá, una instalación de conversión de desechos orgánicos en energía tiene como objetivo procesar diariamente 700 toneladas de alimentos y 300 toneladas de biosólidos para producir biometano y electricidad.

En Hawái, la empresa de servicios públicos de gas comenzó a operar en una instalación de biometano en la planta de tratamiento de aguas residuales de la capital; que convierte el biogás derivado de los desechos de aguas residuales en biometano de calidad para tubería.

En China, donde las plantas de biometano se han desarrollado rápidamente en los últimos años, unas 140 plantas estaban en operación en todo el país a fines de 2018. En Asia, 200 autobuses de Pakistán serán impulsados por biometano producido a partir de 3200 toneladas de estiércol de vaca.

Se espera que la Iniciativa de Alternativa Sostenible para el Transporte Asequible de la India apoye la apertura de 5000 plantas de biometano para 2023, que utilizarían desechos agrícolas, desechos sólidos municipales y estiércol de ganado como materia prima para producir 15 millones de toneladas de biometano al año, ayudando a desplazar la mitad de las importaciones de gas natural de la India.

El biometano también se está utilizando como combustible para el transporte marítimo. En Noruega, una empresa ha suministrado biometano desde su instalación de biogás para su uso en un buque cisterna. Durante 2018, una compañía naviera sueca estaba construyendo cinco buques más que pueden ser alimentados por biometano (cuando el combustible está disponible) o por gas natural licuado.

Un operador de cruceros con sede en Noruega anunció en 2018 que planea invertir EUR 742 millones (USD 849 millones) para alimentar sus barcos con biometano a partir de 2021.

7.3.4. La bioenergía en la Argentina

Analizando la evolución en la Argentina, el creciente interés por los biocombustibles puede asociarse a lo siguiente:

- Diversificar la producción y aumentar el valor agregado a las exportaciones de productos agropecuarios.
- Contribuir a la reducción de la participación de hidrocarburos en la matriz energética y reducir la caída de reservas de los mismos.
- La implementación de la ley del corte obligatorio podría generar una reducción de emisiones atmosféricas.
- Estos beneficios ambientales y económicos se generarían, especialmente, por el elevado consumo de gasoil en el país.

El negocio más atractivo en lo referido a biocombustibles, dadas las condiciones actuales, es el asociado a la producción de biodiésel para la exportación. Argentina es uno de los mayores exportadores a nivel mundial de aceite de soja. En este mercado, las aceiteras, teniendo excedentes en la capacidad instalada, estarían interesadas en esta creciente oportunidad de negocio de biodiésel.

Es para tener en cuenta que un desarrollo descontrolado del mercado del biodiésel (avance de la soja) podría generar numerosos problemas (sociales, ambientales y económicos) del monocultivo y la extensión de la frontera agropecuaria, amenazando la biodiversidad, favoreciendo el desmonte y la

concentración de la tenencia de la tierra, y el desplazamiento de pequeños productores y cultivos regionales, además de generar el deterioro de los suelos, impactando negativamente en el empleo.

Considerando la relación energía vs. alimentos, la soja es el principal cultivo utilizado para la producción de biocombustibles; es el cultivo principal de la agricultura argentina y su producción se destina a la exportación (casi en su totalidad). En caso de que el insumo utilizado para la obtención del biocombustible ocupara un lugar de importancia en la dieta de los habitantes (como el maíz), la situación debería ser analizada con mayor detenimiento.

Es importante considerar que, si aumenta considerablemente la escala de producción de biodiésel (según se podría prever en un futuro), al abastecerse de materias primas locales, el desarrollo de este tipo de producción podría acarrear impactos negativos sobre los precios de los alimentos (desplazamiento de cultivos alimenticios para sembrar soja). Además, generaría presión para la extensión de la frontera agropecuaria, induciendo a la deforestación. Estos efectos conllevan la imperiosa necesidad de fijar las regulaciones necesarias para el desarrollo controlado de esta industria con el fin de limitar los potenciales efectos ambientales y sociales negativos.

La Argentina cuenta con un gran potencial para el desarrollo de biocombustibles, no solo el biodiésel (soja). La variedad de cultivos que pueden producirse, la disponibilidad de tierras agrícolas, el grado de productividad y competitividad del mercado agroindustrial del país favorecen el crecimiento de este sector energético.

Cabe destacar que el exitoso desarrollo sustentable debe basarse en un marco regulatorio que considere una política de ordenamiento territorial y uso del suelo, que limite los impactos negativos, acompañado de un sistema de políticas de incentivo y promoción (sociales y tecnológicas) que garanticen la sustentabilidad ambiental, social y económica de los biocombustibles. Lo mencionado aún no está totalmente definido en la actualidad.

Uno de los indicadores que es usado para evaluar el impacto de los biocombustibles es el balance energético, el cual expresa en términos del ratio de las unidades de energía obtenidas (en el biocombustible) sobre las unidades de energía que fueron utilizadas para su producción. Un ratio menor a uno indica que sería poco eficiente. Cuanto mayor sea el indicador, más eficiente es el producto analizado. Es importante destacar que este indicador varía según la materia prima, pero está ligado a la productividad del suelo, el clima y los tipos de prácticas agroindustriales utilizadas, las cuales determinarán los niveles de emisión de cada proceso.

Para medir adecuadamente el balance energético, se debería hacer un análisis de ciclo de vida, considerando el lugar de implantación, el cultivo energético definido y las tecnologías agroindustriales destinadas a la elaboración, entre los factores más relevantes. Muchas veces, por simplicidad, el balance energético se mide en términos de la energía generada versus el consumo de combustible fósil.

Como referencia se muestra en la figura 88 una tabla comparativa publicada en el informe “Tablero de comando para la promoción de los biocombustibles en Argentina”, publicado por la CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) y German Agency for Technical Cooperation (febrero de 2009).

ORIGEN Y BALANCE ENERGÉTICO DE DIVERSOS COMBUSTIBLES

(Ratio entre unidades de energía obtenidas y aquéllas empleadas en la producción)

Tipo de combustible	Origen – materia prima	Balance energético
Biodiesel	Aceite de palma	~9
Etanol	Caña de azúcar	~8
Biodiesel	Aceite usado	5-6
Biodiesel	Soja	~3
Biodiesel	Colza – UE	~2,5
Etanol	Trigo ó remolacha	~2
Etanol	Maíz	~1,5
Diesel	Petróleo	0,8-0,9
Nafta	Petróleo	0,8

Fuente: Greenpeace (2007).

Fig. 88. Tabla de origen y balance energético de diversos combustibles (fuente: CEPAL [Comisión Económica para América Latina y el Caribe], febrero 2009).

Otro indicador de impacto ambiental que se utiliza está relacionado con las emisiones netas de gases de efecto invernadero. En algunos casos, este indicador se mide para todo el ciclo de vida (incluyendo el consumo) y, en otros, solo se analiza la fase agroindustrial.

Para el caso de que los biocombustibles sean exportados a países desarrollados, puede existir un riesgo de “doble conteo” en la reducción de emisiones. Por tal motivo, se debe analizar cada caso particularmente. En el siguiente gráfico (fig. 89) publicado en el informe de la CEPAL (mencionado anteriormente) se muestra la reducción porcentual de emisiones para algunos biocombustibles.

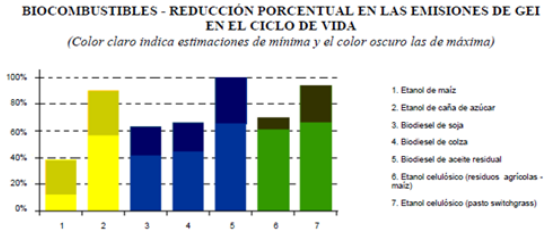


Fig. 89. Porcentual de las emisiones GEI en el ciclo de vida de un biocombustible (fuente: CEPAL [Comisión Económica para América Latina y el Caribe], febrero de 2009).

7.3.5. El sector de la bioenergía en la Argentina

De acuerdo con el análisis realizado por la Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER) en su Anuario 2018, sobre el desarrollo de las bioenergías, se manifiesta un crecimiento de proyectos ejecutados y en ejecución. Se deduce que esta situación se debe a la evolución del conocimiento y la experiencia del sector, consolidando recursos humanos y tecnológicos a la altura de los mejores mercados del mundo.

Si se consideran los proyectos de biogás y de biomasa seca (aquella que se obtiene naturalmente con un tenor de humedad menor al 60%, como la leña, el residuo agrícola de cosecha y otros), se puede visualizar una mayor participación entre la Ronda 1 y la Ronda 2 del Programa RenovAr. Esto evidencia un mayor interés del sector para invertir en este tipo de tecnologías: de seis proyectos de biogás y dos de biomasa adjudicados en la Ronda 1, se pasó a treinta y dos y dieciséis, respectivamente, en la Ronda 2 (además de tres de biogás de rellenos sanitarios).

Los proyectos de biogás que se encuentran en operación comercial son:

- Río Cuarto I, de 2,00 MW, Córdoba.
- Río Cuarto II, de 1,20 MW, Córdoba.
- Yanquetruz, de 1,20 MW, San Luis.
- San Pedro Verde, de 1,42 MW, Santa Fe.

Los proyectos operativos de biomasa son:

- Pindó Eco-Energía, de 2,00 MW, Misiones.
- Prodeman, de 9 MW, Córdoba.

La implementación de este tipo de soluciones, que convierten residuos en recursos energéticos para generar energía primaria firme y distribuida, genera inversiones a nivel regional, agregando valor en origen y creando nuevos negocios y oportunidades para el sector productivo. A nivel de empleo, los proyectos de biomasa y, sobre todo, los de biogás se encuentran dentro de los que producen mayor cantidad de puestos de trabajo por MW de potencia, tanto en la etapa de construcción (estimada en tres años), donde la demanda está enfocada en los sectores de montaje electromecánico y obra civil, como en la de operación y mantenimiento (estimada en dos décadas).

Según lo mencionado en el Anuario 2018 (CADER), la Subsecretaría de Energías Renovables ha informado que los proyectos de biogás y biomasa del Programa RenoVar (fig. 90) han generado 497 nuevos empleos en construcción y 45 en operación y mantenimiento hasta agosto de 2018.

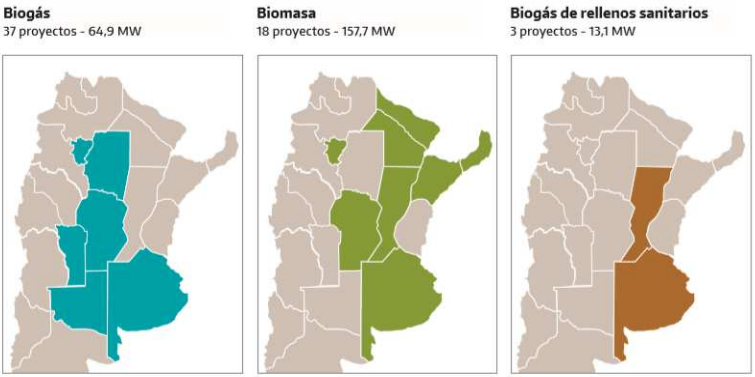


Fig. 90. Argentina. Ubicación de los proyectos de bioenergía adjudicados en RenovAr 1, 1.5 y 2 (fuente: Cámara Argentina de Energías Renovables [CADER], 2018).

7.3.5.1. Biogás

Los proyectos de biogás, tal como ha sido demostrado, actúan generando valor agregado en las regiones y comunidades donde se implantan. Sumado a ello, se combina su contribución ambiental (reducción de CO_2) y el beneficio que aportan los biofertilizantes obtenidos de la biodigestión.

Con la producción local (empresas metalmecánicas, constructoras y de proceso) de algunos equipos y componentes, la industria nacional podrá especializarse para competir o complementarse con la internacional. Por lo que se ha venido desarrollando, la principal dificultad puede encontrarse en el financiamiento de estos proyectos. El conocimiento por parte del sector financiero y bancario ha evolucionado; se han capacitado en el análisis de proyectos de biogás y biomasa, que tienen particularidades.

El biogás no solamente produce un importante aporte a la balanza comercial durante el ciclo de los proyectos, sino que contribuye con la mitigación ambiental de las emisiones de CO_2, favoreciendo el cumplimiento de los objetivos planteados por la Argentina en lo referido al cambio climático.

Se deben evaluar, desarrollar y mejorar herramientas (Estado nacional, provincias y las empresas distribuidoras) que implementen los mecanismos de incentivo que permitan consolidar los logros alcanzados y que promuevan nuevos proyectos en el sector del biogás. Es uno de los desafíos del sector.

7.3.5.2. Biomasa seca

En la Ronda 1 del Programa RenovAr, fueron presentados cinco proyectos por 44,5 MW. En la Ronda 2, fueron veinte por 187 MW. Solo tres de los veinte proyectos presentados no calificaron técnicamente. De los restantes, dieciséis proyectos obtuvieron la adjudicación y solo uno no pasó el corte de precios al ofertar un precio mayor al máximo indicado. El total de potencia adjudicado fue de 143,22 MW.

De acuerdo con el Informe Mensual de agosto 2021 provisto por CAMMESA, del total adjudicado se encuentran en operación 64 MW, el resto de los proyectos presentan distintas dificultades, mayormente de financiación.

Estos proyectos cuentan con mayor complejidad que otras tecnologías debido a que participan otras variables, principalmente el abastecimiento de la biomasa. Esto dificulta el acceso a financiamiento.

La mayor parte de los proyectos de biomasa se desarrollan sobre la base de biomasas residuales de procesos productivos propios. Esto significa que los inversores son dueños de la materia prima por ser dueños del proceso que las originó. Esta particularidad es una consecuencia lógica, ya que los inversores detectan una oportunidad y valorizan lo que hoy es un residuo, o bien un subproducto sin mercado.

Este tipo de negocios combina beneficios locales y reales. A partir de la generación de energía y la entrega de potencia firme, se crean puestos de trabajo reales durante toda la vida del proyecto. Esta realidad permite el desarrollo de las economías locales y regionales específicamente alrededor de la biomasa como combustible, generando un interés adicional en inversiones locales, como, por ejemplo, aumentar la producción de la cantidad de biomasa a través de forestaciones. Es para resaltar que los proyectos de biomasa seca tienen mayor integración de componente local (hasta aproximadamente el 70%), lo que, sumado a la obra civil, produce mayor movimiento en la industria local.

Por lo que se menciona, el sector de la biomasa seca debe ser considerado un tema de fundamental trascendencia en un futuro próximo y debe continuarse con el desarrollo del mercado, optimizando los niveles

de producción, logística y abastecimiento, haciendo especial énfasis en la mejora de las condiciones de acceso a un financiamiento más conveniente.

7.3.5.3. Bioetanol

Según datos recopilados en el Anuario 2018 de la CADER, en 2017, la producción mundial de bioetanol alcanzó los 102,4 millones de metros cúbicos. Dicha producción está concentrada principalmente en Estados Unidos (a partir de maíz) y en Brasil (a partir de la caña de azúcar). Entre ambos países constituyen el 85% de la producción mundial. La UE ocupa el tercer puesto con un porcentaje muy inferior.

La Argentina alcanza el séptimo lugar como productor mundial, con el 1,1% del total. El 83% de esta producción tiene como destino su uso como combustible. La Ley 26.093 (2006), "Régimen de regulación y promoción para el uso sustentable de biocombustibles", y su Decreto reglamentario 109/2007 dispusieron un corte obligatorio de los combustibles líquidos con biocombustibles para los siguientes quince años, estableciendo un marco para el desarrollo del sector.

El Decreto 543/2016 aumentó el contenido obligatorio de bioetanol en las naftas al 12% (E12). Además, promovió una oferta equivalente entre etanol derivado de caña de azúcar y de maíz. Este aumento de los volúmenes requeridos para atender el cupo vinculado al corte obligatorio derivó en grandes inversiones para la producción de bioetanol de maíz. De acuerdo con el Anuario 2018 de la CADER, esa demanda es abastecida por doce empresas que lo producen a partir de caña de azúcar y aportan alrededor de 525 millones de metros cúbicos (48%), y cinco empresas de maíz que aportan aproximadamente 550 millones de metros cúbicos (52%).

La Argentina exporta casi el 70% del maíz que produce sin transformar. Esta situación ofrece la posibilidad de elaborar bioetanol, lo cual permitiría incrementar la oferta de combustibles líquidos en el país, favorecer la oportunidad del desarrollo de economías regionales y generar inversiones y empleo, agregando valor y sostenibilidad a este sistema productivo.

7.3.5.4. Biodiésel

La capacidad de producción de la industria del biodiesel alcanzó, de acuerdo con datos oficiales, 4,5 millones de toneladas anuales, debido a las inversiones generadas por la sanción e implementación de la Ley 26.093. El corte de gasoil con biodiésel en el mercado interno, determinado por el artículo 7 de esa ley, es de un 10%. Para cumplir con dicho corte obligatorio, el abastecimiento de biodiésel a las compañías refinadoras de hidrocarburos es realizado actualmente aproximadamente por treinta empresas.

Técnicamente sería posible utilizar mezclas de gasoil que alcancen un 20% de biodiésel para el transporte automotor de pasajeros y de cargas, el agro y la generación eléctrica. Por tal motivo, resulta de vital importancia que el Estado nacional priorice este tema, generando los mecanismos de promoción e incentivos que creen oportunidades de desarrollo de este tipo de procesos, dado que los biocombustibles agregan valor en la cadena agroindustrial. En las figuras que siguen se aprecia la participación de los biocombustibles en la generación de electricidad. Claramente en la figura 93 se puede visualizar el aumento en la participación que han tenido las renovables, en particular la biomasa y el biogás.

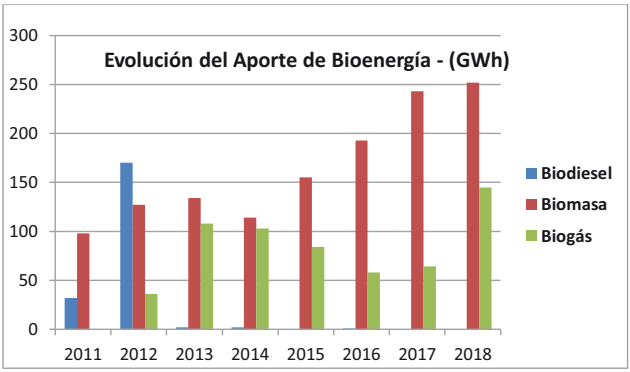


Fig. 91. Aporte de la bioenergía a la generación eléctrica (fuente: elaboración propia a partir de datos de CAMMESA 2018).

(GWh)	Medio Año Móvil	may-19	may-18	may-17
Ciclos Combinados	5 141	4 667	5 285	5 212
Turbovapor	532	267	645	872
Turbina a gas	1 070	957	1 052	1 155
Motor Diesel	168	177	163	147
Total Térmico Conve	6 910	6 067	7 144	7 387
Hidráulica	3 241	3 021	2 923	3 199
Nuclear	493	837	753	194
Eólica	219	328	63	42
Solar	27	42	1	1
Hidráulica Renovable	123	105	85	142
Biomasa	22	20	20	9
Biogas	16	23	13	4
TOTAL	11 051	10 443	11 001	10 978

Fig. 92. Variación anual para un mes en la generación eléctrica por tecnología (fuente: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA [CAMMESA, mayo de 2019]).

	Variación % may 19 Vs may 18	Variación % Año Móvil	
Ciclos Combinados	-11.7%	-0.8%	TÉRMICO
Turbovapor	-58.6%	-37.3%	
Turbina a gas	-9.0%	-3.7%	
Motor Diesel	8.2%	-33.8%	
Hidráulica	3.4%	-2.8%	
Nuclear	11.2%	-9.6%	
Eólica	422.9%	298.3%	RENOVABLE
Solar	3253.2%	1716.0%	
Hidráulica Renovable	22.4%	-6.1%	
Biomasa	-0.7%	18.8%	
Biogas	83.9%	101.3%	
TOTAL	-5.1%	-3.8%	

Fig. 93. Variación mensual año contra año en la generación eléctrica por tecnología (fuente: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA [CAMMESA], mayo de 2019).

8. INFLUENCIA DE LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS EN LA MATRIZ ENERGÉTICA, GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y LA GRILLA INTELIGENTE

8.1. Introducción

La incorporación de las nuevas tecnologías de telecomunicaciones permitirá administrar de forma más eficiente los recursos energéticos disponibles. Los usuarios podrán, a través de redes inteligentes (Smart Grids), gestionar en forma remota sus consumos y su generación. De esta forma, el usuario que tenga una instalación de generación renovable distribuida (solar, eólica) tendrá acceso a disponer de su generación, ya sea para autoconsumirla, venderla y/o acumularla (según corresponda), de acuerdo con lo establecido por la regulación vigente, tal como se viene realizando en muchos países del mundo.

Las redes eléctricas son cada vez más complejas. En los últimos años se le ha agregado un nuevo elemento, que son los usuarios generadores. Este tipo de generación de energía, por provenir de fuentes renovables como el sol o el viento, en general, son intermitentes. Por tal motivo, la utilización de sistemas que permitan el monitoreo y la telegestión pueden darle mayor previsibilidad.

Para enfrentar los desafíos ya presentes, y los que existen en el futuro, se plantea la necesidad de administrar de la mejor manera los recursos energéticos disponibles, favoreciendo la protección del ambiente y atendiendo a los requerimientos de calidad de servicio y producto, que serán cada vez más exigentes.

La herramienta que mejor se adapta para resolver estos desafíos son las denominadas redes eléctricas inteligentes (Smart Grids). Estas redes combinan tecnologías de información y comunicación, y de automatización y control en todo el proceso energético (generación, transporte, distribución, almacenamiento y consumo). El objetivo de este tipo de redes es obtener un suministro eléctrico de mayor fiabilidad y calidad, más eficiente, seguro y sostenible. Este aporte tecnológico en la red permite un intercambio de información entre las distribuidoras de electricidad y los usuarios finales, brindando nuevas funcionalidades en la red, como equilibrar la oferta y la demanda entre productores y consumidores.

El uso de las tecnologías de la información y la comunicación (TIC) se ha visto impulsado por la reducción en los costos de los sensores y el almacenamiento de datos, por las mejoras en la transmisión (más rápida y barata) y por los avances que se han producido en inteligencia artificial.

Si bien las tecnologías digitales no son nuevas en el sector energético, en los últimos años su aplicación se ha extendido muy rápidamente. Estas soluciones y su continua evolución aportan más flexibilidad, eficiencia y coordinación en la gestión de todo el sistema energético, permitiendo avanzar con la integración y la mayor penetración de las fuentes de generación de energías renovables.

Se está transformando la filosofía con la que se produce y consume energía. Considerando la oferta, la utilización de equipamiento de medición y sensores, y el consecuente análisis de los datos obtenidos, ayudan a reducir los costos de operación y mantenimiento, y las interrupciones de suministro, mejorando la eficiencia de las prestaciones del sistema energético.

Teniendo en cuenta la demanda, los vehículos son cada vez más sofisticados y están cada vez más integrados y conectados, la eficiencia energética en los edificios está desarrollándose de manera acelerada y los controles de procesos (sensores inteligentes y análisis de datos) están contribuyendo a la reducción de consumo de energía en la industria. La digitalización posibilita la integración de los sectores energéticos involucrados en la oferta y en la demanda (acoplamiento sectorial), haciendo más flexible al sistema en general.

Como se ha mencionado anteriormente, la red eléctrica es una de las infraestructuras más complejas que existen. Un dato que grafica esta situación es su longitud, la cual se estima en más de 50 millones de kilómetros de líneas eléctricas funcionando en todo el mundo.

Los flujos de energía en la red, típicamente, se han gestionado de forma unidireccional, mediante la generación de electricidad desde las centrales de producción a gran escala, con una participación acotada del lado de la demanda.

La digitalización, con su constante evolución, está colaborando fuertemente para el cambio de este paradigma. La inversión en tecnologías inteligentes y digitales está creciendo, y se destina a modernizar, actualizar y ampliar las redes. Se han definido nuevos modelos comerciales digitales que están configurados para modificar la relación de los consumidores de energía con los proveedores de esta, redefiniendo su interacción.

Los servicios públicos tradicionales y los operadores de red están desarrollando plataformas conjuntas para energía distribuida que incluyen instalaciones de generación descentralizadas (energía solar fotovoltaica en los techos, por ejemplo) y acumulación (baterías) detrás del medidor, operándolas como “plantas de energía virtual”.

Ha crecido en los últimos años el número de proyectos que están probando *blockchain* en el sector de la energía. Estos desarrollos se centran en los mercados de clientes y permiten el *microtrading* entre los prosumidores de energía solar.

El comercio de energía entre pares (*peer-to-peer energy trading* [P2P]) o los mercados virtuales se han puesto a prueba en algunos proyectos piloto a diferentes escalas (Australia, Dinamarca, Francia, Japón, la República de Corea y los Estados Unidos).

En los Estados Unidos (Nueva York) se está utilizando *blockchain* y una microrred para permitir a una comunidad de Brooklyn comprar y vender electricidad renovable generada localmente en un pequeño vecindario.

A medida que crece la digitalización de los sistemas de energía, se van presentando una serie de riesgos relacionados con la seguridad, la privacidad y la propiedad de la gran cantidad de datos generados. A partir de lo mencionado, surgen algunos interrogantes: ¿qué datos serán críticos y prioritarios, y para qué partes interesadas o sectores? ¿Quién será el propietario de los datos de los medidores y sensores, y quién debe tener acceso a estos datos? ¿Cuál es la mejor manera de equilibrar estos riesgos y preocupaciones con los beneficios derivados de los nuevos modelos de negocio?

Está avanzando un sistema energético digitalizado más inteligente. Maximizar su potencial, acelerar la transición y mitigar los riesgos de la misma requiere una mayor conciencia, responsabilidad y acción de todos los sectores involucrados.

Los sistemas energéticos inteligentes dependen del desarrollo de nueva infraestructura y requieren de interconexión a través de redes de comunicaciones de alta velocidad que utilizan protocolos estandarizados para integrar eficazmente las TIC con los sistemas energéticos del mundo. Surgirán desafíos culturales e institucionales para la transición a medida que las empresas de servicios públicos tradicionales, los reguladores y los consumidores se esfuercen por mantenerse al tanto de las nuevas TIC. Las políticas públicas desempeñarán un papel clave en la organización y planificación de los desarrollos que estén orientados a lograr un futuro energético más seguro, sostenible e inteligente.

Los desafíos de la integración de sistemas varían según las necesidades y condiciones locales, nacionales y regionales, pero todos se refieren a cómo los mercados de energía renovable pueden continuar expandiéndose de manera ordenada.

Las altas penetraciones de electricidad renovable variable (Variable Renewable Electricity [VRE]) pueden verse obstaculizadas por restricciones físicas, técnicas, regulatorias y de mercado. La falta de flexibilidad en la operación de los recursos del sistema (oferta o demanda), combinada con cuellos de botella

en la distribución y/o transmisión e información inadecuada del sistema, puede forzar una reducción de VRE y aumentar los costos generales del sistema, así como impedir el avance de las energías renovables.

Para el caso de la generación térmica, los esfuerzos se han centrado en mantener la confiabilidad del sistema; es decir, pocos generadores con grandes centrales despachables diseñados para operación continua, con tiempos de arranque y parada relativamente largos. La energía eólica y solar requiere estrategias diferentes, mayor flexibilidad tanto de generación como de demanda en distintos períodos de tiempo. El sistema puede necesitar cambios técnicos, regulatorios o de mercado para permitir que las VRE puedan mantener la seguridad de suministro. Probablemente sea necesario el almacenamiento adicional o la interconexión entre los sistemas de la red (cuando sea técnicamente posible) en algunas etapas del desarrollo para evitar la escasez de energía, aunque los estudios actuales han indicado que tales requisitos surgen a niveles relativamente altos de penetración.

El acoplamiento sectorial se refiere a la integración de la oferta y la demanda de energía a través de la coproducción, uso combinado, conversión o sustitución. El acoplamiento del sector eléctrico con el transporte eficiente y los consumos (refrigeración y calefacción) en edificios e industria puede ayudar a integrar las crecientes acciones de VRE.

En la actualidad, las bombas de calor son una tecnología plenamente desarrollada que permite la penetración eficiente de la energía eléctrica en los mercados térmicos, tanto en edificios individuales, para sistemas de calefacción y refrigeración, como para fines industriales. Los mercados de vehículos eléctricos (EV) se están expandiendo rápidamente, aunque desde una base pequeña. El desafío se plantea para coordinar los dos objetivos: mercados de energía renovable expandidos e integración efectiva de VRE. Esto necesita de un flujo de información oportuno y las tecnologías de mercado apropiadas para una gestión óptima de la demanda y el suministro.

El uso de energía térmica renovable (solar, geotérmica, biomasa), así como electricidad renovable, son un sustituto de las fuentes de combustibles fósiles.

8.2. Beneficios que justifican la implementación de redes inteligentes

8.2.1. Económicos

- Ampliar la penetración de energías renovables permitiendo la diversificación y optimización de la matriz energética, disminuyendo el consumo de recursos no renovables.
- Optimización de la infraestructura eléctrica existente, permitiendo diferir las inversiones por ampliación de los sistemas de generación, transmisión y distribución.
- Disminución de pérdidas tanto técnicas como no técnicas.
- Obteniendo los datos en tiempo real, se optimiza la gestión de las reservas del sistema.
- Reducción de los picos de demanda en función de la distribución, evitando el ingreso de generadores de menor eficiencia.
- Optimización de los costos de operación y mantenimiento.
- La disponibilidad de energías renovables de forma gestionable y segura permite un crecimiento sustentable de una región o de un país.

8.2.2. Socio-productivos

- Reducir el efecto de las probables fallas de las redes de distribución, circunscribiendo el área afectada y el tiempo necesario para la reposición del suministro normal del servicio.
- Flexibilidad para adaptarse a nuevos requerimientos en la calidad de servicio.
- Proveer al usuario final de herramientas de gestión para un consumo más eficiente.
- Establecer un sistema tarifario adecuado (bandas horarias en todas las tarifas) que permita la comercialización (compra y venta) de energía por parte del usuario, incentivando la instalación de equipos de generación eficientes.
- Estimular la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías.
- Incentivos para atraer inversiones y creación de empresas relacionadas.
- Mayores condiciones de seguridad. Evitar la continuidad del servicio en instalaciones inseguras (averías o daños severos) que pudieran poner en riesgo la vida de quienes estén cerca de ellas, ya sean operarios o usuarios.

8.2.3. Ambientales

- Reducción de la emisión de gases de efecto invernadero al utilizar energías renovables.
- Disminución del impacto ambiental debido al tendido de redes y construcción de otras obras de infraestructuras eléctricas.
- Diversificación en la matriz energética, aumentando la participación de energías renovables, particularmente impulsando la implementación de la generación distribuida.

El desarrollo de las redes inteligentes en el país generará la necesidad de crear nuevos conocimientos y desarrollos tecnológicos a nivel local. Es fundamental la participación de las universidades en colaboración con los distintos organismos del Estado (Energía, Ciencia y Tecnología, Producción) y los institutos de tecnología locales (INTI). Esta evolución crearía más y mejores puestos de trabajo altamente calificados.

Se está produciendo un cambio tecnológico que puede ser disruptivo. La inserción de las redes inteligentes con generación distribuida a partir de fuentes renovables permitirá a los usuarios gestionar en forma remota y eficiente su demanda, comercializando la energía de acuerdo con la necesidad del sistema en su conjunto. Para el país, impactará positivamente en la diversificación de la matriz energética, generando nuevos mercados e inversiones en el sector eléctrico, así como el desarrollo de nuevos proveedores locales de equipamiento y de servicios, la creación de empleo altamente calificado y la necesidad de nuevos conocimientos y desarrollos tecnológicos en universidades y centros de investigación. Sumado a lo anterior, la llegada de los autos eléctricos sería el complemento necesario para lograr un desarrollo energético sustentable.

8.3. El futuro del sistema eléctrico

Las redes de distribución de electricidad (el sistema eléctrico en su conjunto) afrontarán un fuerte cambio en su concepción en un futuro cercano. Dicho cambio está fundamentado en las medidas de mitigación contra el cambio climático; el aumento de la generación renovable no gestionable y distribuida; el desarrollo tecnológico energético y de las tecnologías de información y la comunicación, y la demanda por parte de los usuarios de nuevos servicios energéticos, como la recarga de vehículos eléctricos o la eficiencia energética.

En el nuevo sistema eléctrico se generará la energía que sea necesaria en cada momento, proviniendo en su mayor parte de fuentes renovables. El usuario final conocerá en tiempo real lo que está consumiendo y qué puede hacer para ahorrar en los consumos. Estas prestaciones se pueden listar como los beneficios siguientes:

- Reducir la emisión de los gases de efecto invernadero.
- Incrementar la eficiencia energética mediante un ahorro del consumo.
- Conseguir que la energía generada provenga de fuentes renovables.

Se ha iniciado un proceso de transformación hacia un escenario donde la red de distribución eléctrica se gestiona de forma activa, manteniendo niveles de seguridad y calidad adecuados.

La generación distribuida (de fuentes renovables y próximas al consumo) incrementará su participación y el consumidor pasará a ser un miembro activo, racional y eficiente del sistema, decidiendo cuándo y cómo consumir según criterios económicos y sostenibles. Todo esto se hace posible debido a la implementación de tecnologías de la información y las comunicaciones, las que convierten a la red de distribución en una red de transmisión de información en la que esta se intercambia en tiempo real entre todos sus elementos.

La clave fundamental de una Smart Grid es la integración de todos los elementos intercomunicados. Las Smart Grids se transforman en un sistema capaz de transmitir información de sus elementos en tiempo real, de autogestionarse, y prevenir riesgos y averías. La aplicación de las TIC a la red eléctrica da lugar a la aparición de nuevos productos y servicios energéticos:

- Generación y almacenamiento distribuidos: la aparición de pequeños generadores y sistemas de almacenamiento distribuidos (próximos al consumo) producen un cambio decisivo en la red tradicional. Disminuyen las pérdidas asociadas a la distribución y al transporte de energía, haciendo el proceso más eficiente. La aparición de flujos de energía bidireccionales trae como consecuencia el diseño de un sistema de control descentralizado que gestione esos flujos para mejorar la calidad, mantenimiento y seguridad del suministro.
- Medidores inteligentes: es el elemento primordial en la red inteligente. Es el que posibilita las operaciones de telegestión remota, poniendo a disposición del usuario la información de sus hábitos de consumo. La posibilidad de implementar la discriminación horaria daría lugar a un rango más amplio de tarifas adaptadas a las necesidades del usuario.
- Vehículo eléctrico: su aparición hace necesario el estudio del impacto que tendrá sobre la red porque se requiere de una infraestructura de recarga que le dé soporte. Para gestionarla, será necesario un sistema de control que analice y adecue los requerimientos de la infraestructura al estado de la red. La tecnología V2G permitirá usar la batería del propio vehículo como sistema de almacenamiento de la red, sirviendo de apoyo a la misma en momentos de necesidad. V2G (Vehicle-to-grid) es un sistema en el cual la energía puede ser vendida a la red eléctrica por el usuario de un vehículo (100% eléctrico o híbrido enchufable) cuando esté conectado a la red en los momentos que no se use para el

transporte. Para el momento en que las baterías del coche necesiten ser recargadas, el flujo se invertirá y la electricidad fluirá de la red al vehículo.

• Eficiencia energética: la obtención de información en tiempo real de los hábitos de consumo ayuda al usuario a tener un consumo eficiente e inteligente. De este modo, el usuario pasa a ser parte activa del sistema, pudiendo acceder a beneficios debido a cuadros tarifarios dinámicos o regímenes de incentivos.

• Gestión activa de la demanda: da la posibilidad a un usuario de optimizar su consumo tomando como referencia una curva de precios (cuadro tarifario preestablecido con posibles incentivos) y un rango de confort (definido por el usuario), estimando una consigna aplicable a las cargas (por ejemplo, climatización), que optimizará el consumo para el día posterior. Adicionalmente, podría calcular un consumo previsto (tomando como base una estimación meteorológica), de modo que pueda hacerse una estimación de la energía que se demandará por parte de ese usuario (o grupo de usuarios) en particular. Este tipo de sistemas permite la disminución de potencia en un momento en el que la red de distribución lo necesite. Este sistema de gestión avanzado posibilitará acceder a los valores de consumo en tiempo real; hacer una previsión de demanda para el día posterior; ajustar ese consumo a la curva de precios estipulada para su optimización; detectar consumos inapropiados; mediante herramientas de análisis, anticiparse a su facturación, planificando el consumo o ajustándolo a un valor definido como objetivo, además de poder agregar los consumos de varias sedes, situación muy común para muchas empresas.

• Estas tecnologías hacen la gestión y el control de las redes más eficientes. Mediante sistemas de automatización (sistemas informáticos desarrollados a tal fin) en todos los niveles de tensión (AT, MT y BT), es posible una operación automática frente a eventos producidos en distintos niveles de la red, permitiendo que el sistema se reconfigure en forma automática restableciendo el suministro en un corto plazo. Además, un adecuado proceso de análisis de datos podrá indicar la necesidad de realizar tareas de mantenimiento preventivo.

8.4. Cambio de paradigma del sector eléctrico

De acuerdo con el análisis realizado por IRENA en su informe “Panorama de la innovación para un futuro impulsado por las energías renovables: Soluciones para integrar energías renovables variables” (2019), múltiples factores proporcionan un espacio creciente para aumentar la respuesta a la demanda. Se puede hablar de una mejor preparación tecnológica, la disponibilidad de productos, y nuevos modelos y plataformas comerciales. Los consumidores de energía activa, a menudo llamados “prosumidores” (consumen y producen electricidad), están transformando la dinámica del sector energético, con un gran potencial para facilitar la flexibilidad del lado de la demanda. El sistema energético puede verse distinto al de hace unos años (figs. 94a y 94b).

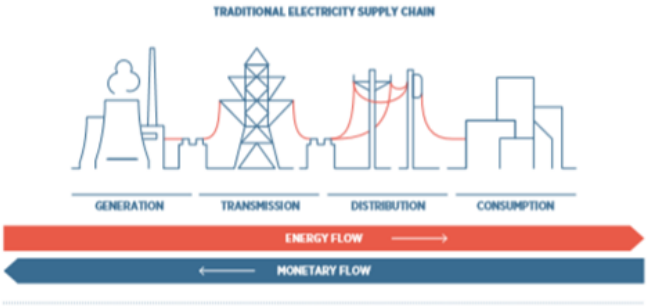


Fig. 94a. Cadena de suministro de la energía. Tradicional (fuente: Agencia Internacional de Energías Renovables [IRENA]).

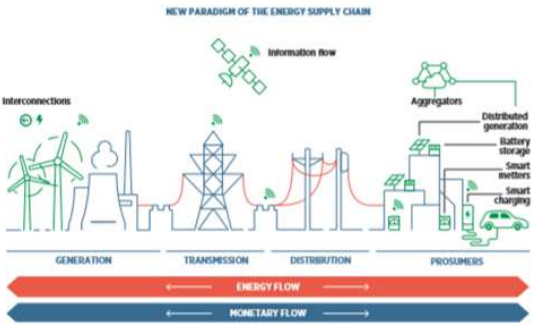


Fig. 94b. Cadena de suministro de la energía. Nuevo paradigma (fuente: Agencia Internacional de Energías Renovables [IRENA]).

La transformación del sector energético está avanzando rápidamente debido a la combinación de la electrificación, la descentralización y la digitalización (fig. 95). Este proceso de innovación está cambiando el paradigma energético, flexibilizando los sistemas para facilitar una elevada penetración de las energías renovables variables (ERV), modificando roles y responsabilidades de los actores actuales y posibilitando la participación de nuevos actores en el sector (fig. 95).

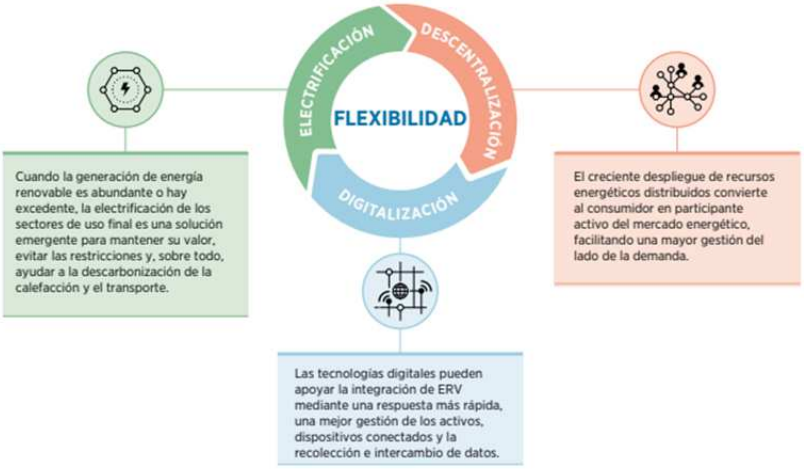


Fig. 95. Transformación del sector energético. Principales ejes (fuente: Agencia Internacional de Energías Renovables [IRENA]).

8.5. Electrificación

El objetivo es la descarbonización de los sectores de uso final (transporte, edificios e industria). Por lo tanto, la electrificación con energía renovable es la herramienta clave. A raíz de la implementación creciente de este tipo de soluciones, se están conectando nuevas cargas de electricidad (por ejemplo, vehículos eléctricos [VE], bombas de calor o calderas eléctricas) a los sistemas eléctricos, mayoritariamente en el nivel de distribución. La mala administración de este crecimiento puede generar la necesidad de aumentar la capacidad energética forzando a la red. Esto obligaría a realizar inversiones adicionales para reforzar la infraestructura eléctrica.

Analizándolo de manera inteligente, estas nuevas cargas pueden favorecer la flexibilidad utilizando herramientas y estrategias de gestión de la demanda que faciliten la integración creciente de las energías renovables en el sistema eléctrico.

Muchas de las cargas mencionadas son de naturaleza flexible, ya que incluyen baterías (por ejemplo, baterías de VE) o almacenamiento térmico (por ejemplo, bombas de calor o calderas eléctricas con tanques de agua caliente). Además, su uso puede variar con el tiempo, lo que favorece la adaptación de los patrones de demanda para acoplarse con la disponibilidad del recurso (generación) y la capacidad de la red de distribución. Un análisis y un enfoque inteligente para la electrificación es decisivo para aprovechar estos beneficios. Por lo tanto, se necesita de una utilización óptima del equipamiento eléctrico, además de otorgar a los usuarios beneficios e incentivos tentadores para que adapten sus patrones de consumo de manera compatible con las necesidades del sistema eléctrico.

8.6. Descentralización

El sistema energético se está descentralizando debido a la aparición de los recursos energéticos distribuidos (DER) conectados en los puntos de consumo.

Se pueden mencionar los techos solares fotovoltaicos, las microturbinas eólicas, los sistemas de almacenamiento de energía con batería detrás del medidor (BtM, por sus siglas en inglés), las bombas de calor y los vehículos eléctricos (VE) enchufables.

En la actualidad, la mayor parte de la generación de electricidad a partir de turbinas eólicas y energía solar fotovoltaica está centralizada en grandes parques. A pesar de ello, la generación distribuida (particularmente fotovoltaica) está ganando terreno muy rápidamente. El almacenamiento distribuido también está creciendo. Un modelo de negocio de almacenamiento BtM posibilita a los usuarios almacenar la energía generada por los paneles solares instalados, para disponer de ella en el momento en que sea necesario o para comercializarla con la red. La descentralización permitida por los DER otorga una fuente importante de flexibilidad, mediante medidas de respuesta a la demanda y nuevos modelos de negocio.

8.7. Digitalización

La aplicación de tecnologías de monitoreo y control digital en la generación y la transmisión de energía ha funcionado desde hace décadas. En los últimos tiempos, la mayor utilización de medidores y sensores inteligentes, la aplicación de la internet de las cosas (IdC) y el uso de información con inteligencia artificial han generado oportunidades para crear nuevos servicios al sistema. Las tecnologías digitales van transformando el sector eléctrico; mejorando el monitoreo de los activos y su rendimiento, con operaciones más precisas y un control en tiempo real, y con la aparición de nuevos modelos de negocio.

La digitalización es una herramienta clave de la transformación energética. Permite gestionar un importante volumen de datos y optimizar sistemas con gran cantidad de pequeñas unidades de generación. La evolución de la tecnología de comunicación y control, con el advenimiento de contratos inteligentes automatizados (basados en *blockchain*), generará nuevos modelos de comercialización con nuevos roles y con nuevos actores.

La generación distribuida y las tecnologías de gestión se han convertido en fuentes de datos de gran importancia y valor. La disponibilidad de información en tiempo real sobre las curvas de carga, el rendimiento de los equipos del sistema eléctrico y las averías colabora para una mejor planificación y operación del sistema por parte de los operadores de la red.

Tomando como referencia los hábitos de consumo del pasado, es factible mejorar los pronósticos de producción y consumo de electricidad por fuentes distribuidas. Esto trae como consecuencia una mejor administración de la infraestructura y de las operaciones, aumentando la flexibilidad general del sistema.

La descentralización produce un aumento de nuevos generadores pequeños (generalmente fotovoltaicos). La creciente electrificación (aplicada al transporte y al calor) implica la aparición de un gran número de nuevas cargas (vehículos eléctricos, bombas de calor y calderas eléctricas). Todos esos nuevos activos muy próximos a la generación (debido a la descentralización) y a la demanda (debido a la electrificación) generan un fuerte impacto en los sistemas eléctricos. Por tal motivo, el monitoreo, la gestión y su control son las claves para garantizar el éxito de la transformación energética.

8.8. Flexibilidad. VE de carga inteligente

Los vehículos eléctricos no solo están transformando el sector del transporte, sino que también influyen en el mercado eléctrico al aportar una nueva fuente de flexibilidad. En junio de 2018 había ya 4 millones de automóviles eléctricos en circulación (40% en China), frente a un total de aproximadamente mil millones de automóviles en todo el mundo según lo informado por Bloomberg New Energy Finance (BNEF) en su informe de 2018. Las matriculaciones de vehículos eléctricos alcanzaron un nuevo récord en 2017 (más de un millón de ventas en todo el mundo). Este valor representa aproximadamente el 1,3% de las ventas totales de automóviles. Muchos países y empresas están analizando y estudiando cómo integrar y adecuar la infraestructura de carga necesaria para estos vehículos en los sistemas eléctricos. Nissan y Enel se asociaron para implementar una solución de gestión de energía que utiliza unidades de carga del vehículo a la red (V2G, Vehicle to Grid), la cual posibilita a los propietarios de automóviles que son usuarios de

electricidad operar como centros de energía individuales, capaces de extraer, almacenar y devolver electricidad a la red. A lo largo de 2016, los propietarios de los VE de Nissan obtuvieron ganancias entregando energía a la red a través de los cargadores bidireccionales de Enel (Nissan Newsroom Europe, 2016).

La electrificación del calor está creciendo en el mundo. Se estima que existían más de 10 millones de bombas de calor instaladas en Europa a finales de 2017 (EPHA, 2018). Las bombas de calor crean numerosas oportunidades para utilizar la gestión de la demanda (el desplazamiento de cargas y/o la nivelación de picos). A nivel industrial, se ha comenzado a utilizar electricidad para producir hidrógeno, calor y otras formas de energía. Esta situación posibilita absorber la generación de energía renovable intermitente y de bajo costo durante el período de máxima generación.

8.9. Mejorando el acceso a la energía. DER y digitalización

La energía renovable distribuida combinada con tecnologías digitales está contribuyendo a resolver el problema del acceso a la energía. Los modelos como el comercio de energía y las comunidades de energía de pago por uso y *peer-to-peer* (P2P) han crecido en los mercados de energía aislados de la red.

Una de las empresas que opera con un modelo de pago por uso suministra sistemas solares domésticos a hogares de Kenia y Uganda, utilizando medios de pago móviles para cobrar a los abonados. Esta empresa ha proporcionado acceso a la electricidad a más de 600.000 hogares de estos países, posibilitando disponer de iluminación, cargar teléfonos y utilizar aparatos domésticos como televisores y frigoríficos (Quartz Africa, 2018).

SOLshare, una empresa emergente de Bangladesh, utiliza plataformas de comercio de energía solar P2P basadas en la tecnología de energía distribuida (SOLshare, 2017). Las plataformas de comercialización de electricidad venden el excedente de energía generada por los sistemas solares domésticos a los hogares vecinos, reduciendo el costo anual del acceso a la energía al menos en un 25%.

8.10. La tecnología digital y los hogares en el mercado

Según datos relevados, hay más de 700 millones de medidores inteligentes instalados en todo el mundo (400 millones en China). Se estima que para 2025 habrá 75.000 millones de aparatos eléctricos conectados a la IdC (internet de las cosas) en todo el mundo, proporcionando información a consumidores, fabricantes y proveedores de servicios públicos (Statista, 2018) (fig. 96).

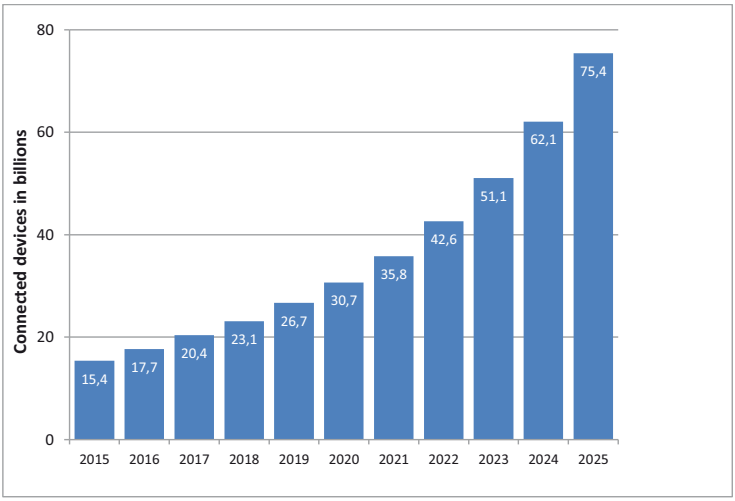


Fig. 96. Estimación de la evolución de dispositivos conectados hacia 2025 (fuente: Agencia Internacional de Energías Renovables [IRENA]).

Muchas empresas están analizando capitalizar los beneficios del uso de tales dispositivos en aplicaciones energéticas. Envision Energy, una empresa china de energía inteligente, está invirtiendo en la investigación de una tecnología avanzada de pronóstico de la generación de energía renovable conjuntamente con el Centro Europeo de Pronósticos Meteorológicos a Plazo Medio (CEPMMP), Met Office (el servicio nacional de meteorología del Reino Unido) y la Universidad de Aarhus (BTECH CET). La

investigación se centra en el uso de datos, modelos, algoritmos y tecnologías de supercomputación de última generación para mejorar los pronósticos de generación de energía renovable. Los modelos de pronósticos avanzados mejorarán la precisión de las evaluaciones de la disponibilidad de los recursos energéticos y la capacidad de la red de planificación de los insumos de energía renovable, obteniendo un menor costo nivelado de la energía eólica y solar. En abril de 2018, Elia (operador del sistema de transmisión de electricidad de Bélgica) lanzó un proyecto piloto de *blockchain* para evaluar las oportunidades ofrecidas por esta tecnología como sistema de pago y así poder resolver el aspecto comercial de transacciones complejas y rápidas.

En 2018, Sonnen (fabricante de baterías de Alemania) recibió la certificación oficial para prestar servicios de red y participar en el mercado de compensación eléctrica de Alemania. Los servicios de red se prestan mediante la incorporación de los sistemas residenciales de almacenamiento de 30.000 hogares conectados en red. En conjunto, constituyen una de las baterías virtuales más grandes del mundo en la actualidad (300 megavatios-hora [MWh] de capacidad). Los hogares solares interconectados pueden asumir todos los servicios de red que prestan las centrales eléctricas de carbón convencionales.

8.11. El panorama de la innovación para la integración de ERV (energías renovables variables)

De acuerdo con lo que IRENA ha investigado, existe un panorama de innovaciones que pueden facilitar la integración de elevada penetración de las ERV. Se han identificado innovaciones transformadoras que se clasifican en cuatro dimensiones (fig. 97):

1. Tecnologías facilitadoras. Las tecnologías de mayor flexibilidad en los sistemas eléctricos son claves para facilitar la integración de las energías renovables. Las tecnologías de generación convencionales existentes (centrales eléctricas de carbón, por ejemplo) se están modernizando para lograr mayor flexibilidad. El almacenamiento en baterías, la gestión de la demanda y las tecnologías digitales están transformando el sector eléctrico, posibilitando nuevas aplicaciones que flexibilizan el sistema. La electrificación de los sectores de uso final se presenta como un nuevo mercado para las energías renovables. Si se implementara de manera inteligente, ofrecería otra forma de flexibilizar la demanda.

2. Modelos de negocio. Los modelos de negocio innovadores son fundamentales para cuantificar económicamente el nuevo valor creado por estas tecnologías. Esto facilitará su implementación. Por el desarrollo de los DER, se están generando nuevos modelos de negocio, lo que posibilitará el suministro de electricidad renovable en determinados lugares, como zonas aisladas sin conexión a la red o con una gran densidad de población.

3. Diseño de mercados. Es clave lograr la adaptación del nuevo mercado al cambio de paradigma (implementar sistemas eléctricos de bajas emisiones de carbono y gran penetración de ERV) para facilitar la creación de valor y flujos de ingresos adecuados y sostenibles no solo ambiental, sino también económicamente. La innovación en los mercados (mayoristas y minoristas) es necesaria para potenciar al máximo el aprovechamiento de la flexibilidad del sistema eléctrico.

4. Operación del sistema. Sumado a las nuevas tecnologías, a un mercado bien diseñado (con un modelo de negocio sostenible), se hace necesario contar con innovaciones en la operación del sistema, las cuales están acompañando la evolución como respuesta a la mayor penetración de ERV en la red.



TECNOLOGÍAS FACILITADORAS		MODELOS DE NEGOCIO		DISEÑO DE MERCADOS		OPERACIÓN DE SISTEMAS	
1	Baterías a gran escala	12	Agregadores ("Aggregators")	17	Aumentar la granularidad temporal en mercados eléctricos	25	Rol futuro de los operadores de sistemas de distribución
2	Baterías detrás del contador ("Behind the Meter", BtM)	13	Comercio de la electricidad "Peer2Peer"	18	Aumentar la granularidad espacial en mercados eléctricos	26	Cooperación entre operadores de los sistemas de transmisión y distribución
3	Carga inteligente de vehículos eléctricos (VE)	14	La energía como servicio	19	Servicios complementarios innovadores	27	Pronóstico avanzado de generación de energía renovable variable
4	Conversión de energía renovable a calor (Renewable power-to-heat)	15	Modelos de propiedad comunitaria	20	Rediseñar los mercados de capacidad	28	Operación innovadora de almacenamiento hidráulico por bombeo
5	Conversión de energía renovable a hidrógeno (Power-to-hydrogen) renovable	16	Modelo de pago por uso ("Pay-as-you-go")	21	Mercados regionales	29	Líneas virtuales de electricidad
6	Internet de las Cosas			22	Tarifas por tiempo de uso	30	Uso dinámico de líneas eléctricas (Dynamic Line Rating)
7	Inteligencia artificial y "Big Data"			23	Participación de los recursos energéticos distribuidos (DER) en los mercados mayoristas		
8	"Blockchain"			24	Esquemas de facturación neta		
9	Mini red renovable						
10	Súper redes						
11	Flexibilidad de las centrales eléctricas convencionales						

Fig. 97. Dimensiones de las innovaciones transformadoras (fuente: IRENA).

8.12. Innovaciones y flexibilidad del sistema eléctrico

En los sistemas eléctricos convencionales, la flexibilidad se obtenía de la oferta, adaptando la capacidad de generación disponible a la demanda. En algunos casos, de acuerdo con las posibilidades, se utiliza el almacenamiento hidráulico por bombeo para administrar la carga de base inflexible y reducir la necesidad de centrales eléctricas para cubrir la demanda máxima.

En los últimos años se han logrado importantes avances para aumentar la flexibilidad de las centrales eléctricas convencionales. La demanda no otorgaba grandes márgenes de flexibilidad porque carecía de capacidad de respuesta. Las innovaciones emergentes no solo ofrecen aumentar la flexibilidad de la oferta, sino que también la están haciendo extensiva a todos los segmentos de los sistemas eléctricos (incluyendo las redes y demanda). Posibilitan una gama más amplia de alternativas y soluciones que, al combinarse, producen una optimización de costos (reducción) y se maximizan los beneficios del sistema.

En la figura 98 se puede ver la transición de un sistema en el que la flexibilidad provenía principalmente de la generación a otro en el que todo el sistema puede ser flexible.

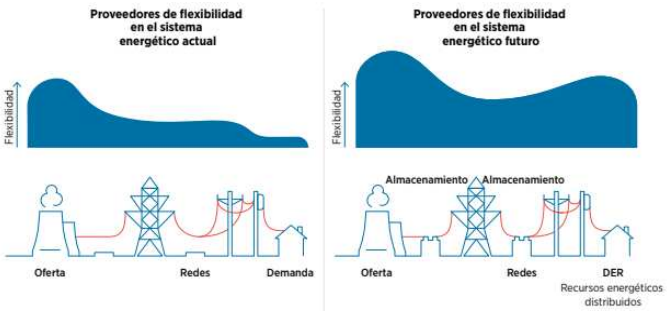


Fig. 98. Opciones de flexibilidad en el sistema eléctrico (fuente: IRENA).

1. Flexibilidad de la oferta: es necesario lograr mayores incentivos para aumentar la flexibilidad de la oferta. El comportamiento de las plantas convencionales ya existentes podría flexibilizarse al reducir las cargas mínimas de explotación y los tiempos de arranque, mejorando las tasas de incremento lineal.

2. Flexibilidad de la red: se incrementaría aumentando la capacidad de la red y con la integración (interconexiones) con los mercados regionales. Esto permitiría que la electricidad se transporte en una zona de mayor regulación, abarcando varias áreas de control (incluso todo el continente). La capacidad y la gestión de la red de distribución son importantes para integrar más energía de fuentes renovables conectadas a nivel de distribución.

3. Flexibilidad de la demanda: en lo que respecta a la demanda, la aparición de los DER (conjuntamente con un mercado que permita su participación en términos competitivos y sostenibles) puede aumentar considerablemente la flexibilidad del sistema. Al transformarse en participantes activos de la red eléctrica, los DER responden a las condiciones del sistema y prestan servicios a la red.

4. Flexibilidad de almacenamiento a escala del sistema completo: las tecnologías de almacenamiento de energía son fundamentales para posibilitar flexibilidad y pueden conectarse por todo el sistema eléctrico. Las baterías (a gran escala) y las aplicaciones de conversión de energía renovable a otras formas de energía (aplicaciones "Power-to-X", por ejemplo, energía a hidrógeno) pueden otorgar un aumento de flexibilidad en el lado de la oferta (almacenamiento del exceso de generación de las ERV) y en el lado de la demanda mediante la electrificación inteligente de los sectores de uso final. También pueden aumentar la flexibilidad reduciendo la congestión de la red.

8.13. Las soluciones con innovaciones

En este punto se destacan una serie de soluciones para la integración de las ERV en función de su relevancia y generalización, cada una de las cuales combina varias innovaciones (fig. 99).

Esta lista pretende mostrar cómo se pueden integrar las ERV en los distintos países combinando diferentes innovaciones de forma adecuada para cada contexto. Las innovaciones no se implementan de forma aislada. Las sinergias entre diferentes innovaciones en cada una de las dimensiones pueden ofrecer soluciones para la integración de las ERV. El diseño de una estrategia óptima para integrar la penetración de las ERV y la implementación de diferentes innovaciones depende del contexto de cada región o país. Las distintas soluciones ofrecen una mayor flexibilidad en diferentes segmentos del sistema eléctrico, desde los generadores hasta los consumidores (fig. 99).



Fig. 99. Soluciones para flexibilizar el sistema eléctrico (fuente: Agencia Internacional de Energías Renovables [IRENA]).

8.14. Ejemplos de soluciones de flexibilidad implementadas en distintos países

En el informe publicado por IRENA, “Panorama de la innovación para un futuro impulsado por las energías renovables: soluciones para integrar las energías renovables variables”, en la página 17, pueden encontrarse los siguientes ejemplos:

• Flexibilidad de la oferta (Alemania):
Además de los generadores convencionales, los generadores de energía renovable, los sistemas de almacenamiento en baterías y las cargas industriales también pueden participar en los mercados de compensación de Alemania desde 2009. Entre 2009 y 2015, el tamaño del mercado de compensación medido en gigavatios se redujo un 20% y los costos de adquisición de servicios complementarios de OST bajaron un 70%. En el mismo período, la estabilidad del sistema mejoró y la capacidad instalada de ERV aumentó un 200%. Esto indica que permitir la participación de recursos energéticos alternativos en los mercados de servicios complementarios puede ayudar a aumentar la estabilidad del sistema y reducir los costos (Wang, 2017).

• Flexibilidad de la red (Dinamarca):
La gran penetración de la energía eólica se debe en buena parte a la fuerte interconexión de las redes. Dinamarca exporta prácticamente todo su excedente de energía eólica a otras naciones nórdicas, que pueden utilizar estas importaciones para desplazar su generación hidroeléctrica y conservar el agua de sus embalses. La red de transmisión interna de Dinamarca es robusta, y su capacidad de interconexión con el resto de Escandinavia y Alemania es casi igual a la carga máxima de 6,5 GW (la capacidad de importación de Alemania es de 2,2 GW; la de Suecia, de 2 GW, y la de Noruega, de 1,6 GW).

• Flexibilidad de la demanda (Estados Unidos):
Con Edison, una empresa eléctrica de Nueva York, ofrece a sus clientes un descuento por inscribirse en su programa de respuesta a la demanda. El cliente permite que la empresa eléctrica ajuste su termostato un máximo de diez veces al año (Con Edison, 2016). Del mismo modo, STEM, una compañía con sede en EE. UU., ayuda a sus clientes comerciales e industriales a reducir sus facturas energéticas utilizando la energía almacenada en sus baterías durante los picos de demanda. La compañía combina el almacenamiento en baterías con sistemas de análisis basados en la nube para determinar cuál es el mejor momento para extraer energía de las baterías (Colthorpe, 2017). STEM utiliza su tecnología habilitada con inteligencia artificial (Pickerel, 2018).

• Flexibilidad de almacenamiento a escala del sistema completo (Australia):
La empresa estadounidense Tesla ha puesto recientemente en servicio una planta de almacenamiento en baterías de ion de litio con una capacidad de 100 MW/129 MWh en el parque eólico situado en Hornsdale (Australia Meridional), de 315 MW. Esta planta se instaló para reafirmar la energía generada por el parque eólico y, al mismo tiempo, prestar servicios complementarios a la red de Australia Meridional (McConnell, 2017). Otro ejemplo de la flexibilidad de almacenamiento es el proyecto HyStock desarrollado en los Países Bajos, que consiste en un electrolizador de 1 MW y una huerta solar de 1 MW que suministrará parte de la electricidad necesaria para generar hidrógeno. Este proyecto se encuentra cerca de una mina de sal que puede utilizarse a modo de tampón para almacenar el hidrógeno producido por el electrolizador una vez comprimido. Este hidrógeno puede introducirse a continuación en las bombonas de almacenamiento y transportarse a los usuarios finales. En el marco de este proyecto se investiga, además, cómo utilizar este electrolizador en beneficio del sector eléctrico, por ejemplo, prestando servicios complementarios a la red (EnergyStock, 2018).

8.15. La experiencia de España

8.15.1. Málaga

De acuerdo con lo que la empresa Endesa publica en su página web, Smartcity Málaga es un proyecto pionero en España de ciudad inteligente. Ha convertido a la ciudad en un laboratorio de pruebas sobre la red real donde se han experimentado distintas tecnologías y sistemas para mejorar la gestión de la energía, la eficiencia y el ahorro, que forman parte de la red inteligente del futuro. El proyecto arrancó en 2009. Endesa y Enel lideran un consorcio formado por veinticinco empresas, divisiones y organismos de investigación. Se ha desarrollado un simulador de la red inteligente donde usuarios y la compañía distribuidora eléctrica (Endesa) colaboran para disminuir el impacto sobre el ambiente, incrementando la utilización de fuentes de energía renovables, aumentando la eficiencia energética, acercando la generación al consumo y concientizando al consumidor sobre un uso más racional y eficiente de la energía. Smartcity Málaga se ubica

en una zona de edificación nueva donde la infraestructura eléctrica está en excelentes condiciones y tiene posibilidades de ser mejorada con tecnologías y automatismos avanzados. Esta zona (aproximadamente de 60.000 habitantes) cuenta con unos 11.000 clientes residenciales, 300 industriales y 900 de servicios. Además, tiene numerosas instalaciones de generación fotovoltaica en cubiertas de edificios y pérgolas, y una cogeneración: un total de casi 12 MW de generación para una potencia contratada en la zona de unos 60 MW.

Entre las principales acciones presentes en el proyecto se pueden listar las siguientes:

- Instalación de sistemas de generación de almacenamiento distribuidos.
- Instalación de medidores inteligentes.
- Sistemas de comunicación y transmisión de información.
- Alumbrado público eficiente.
- Infraestructura de recarga de vehículos eléctricos con tecnología V2G (Vehicle to Grid).
- Soluciones de eficiencia energética y gestión activa de la demanda para edificios, pymes y hogares.

En lo referido a eficiencia energética, se han sustituido las luminarias de algunas zonas de la ciudad por otras de bajo consumo, combinando tecnologías LED y halogenuro con un control individualizado de cada una de ellas. Utilizando programas de funcionamiento individuales o por grupos, y calibrando la intensidad de las luces con adaptación a las necesidades de la zona, se reduce el consumo hasta en cinco veces. A algunas luminarias se les ha colocado un pequeño generador (eólico o fotovoltaico) que, al combinarlo con sistemas de almacenamiento, se autoabastecen de energía renovable. Además, se integra la generación existente en la zona con monitoreo y control en tiempo real. En algunos casos, se combinan con sistemas de almacenamiento.

Se han instalado diversas soluciones de eficiencia energética (pymes y edificios emblemáticos). Estas empresas reciben información en tiempo real acerca de la energía que consumen, gestionándola de manera inteligente e interactuando sobre las distintas cargas mediante un sistema de control.

Los usuarios residenciales cuentan con un medidor inteligente. Se está probando en cincuenta de ellos un kit de eficiencia energética mediante el cual pueden conocer el consumo total de su hogar y gestionar parte de esa energía a través de dispositivos inteligentes que son capaces de diferenciar consumos y ser controlados y programados a distancia. Con acceso a Internet, desde cualquier lugar (vía web o aplicación para *smartphone*), el usuario puede acceder a su instalación y detectar consumos inesperados, programar el funcionamiento de distintos equipos a una hora predeterminada, crear controles manuales de conexión/desconexión o programar la carga de su vehículo eléctrico durante la noche, medidas destinadas a conseguir una reducción en el consumo de energía y que el mismo sea eficiente.

La integración de todos estos sistemas se debe a la aplicación de tecnologías de la información y las comunicaciones (TIC), las que permiten la implementación de una red de transmisión de datos sobre la red eléctrica. De esta forma, todos los elementos de la red son monitoreados en tiempo real desde el Centro de Control y Monitorización. Este centro está destinado, además, a la difusión del proyecto. Se muestra a los visitantes información de cada una de las áreas de trabajo, las tecnologías implementadas y el estado actual del proyecto. En la zona contigua está instalada una *microgrid* donde se integra el consumo del alumbrado público con sistemas de generación distribuida, almacenamiento y gestión de la energía.

El proyecto Smartcity Málaga fue lanzado en 2008 por Endesa, empresa que se ha propuesto trabajar en los siguientes conceptos:

- La mejora de la operación de red.
- La creación de nuevos servicios y sistemas de tarifa para el usuario.
- La mejora de la eficiencia.
- La incorporación de las energías renovables a través de la generación distribuida.

Debido a los desarrollos en investigación de Endesa y a las inquietudes ambientales de la ciudad de Málaga, el proyecto surge con la ambición de ser uno de los mayores laboratorios a escala real de nuevas tecnologías y buenas prácticas en el ámbito de las Smart Grids, atendiendo al cumplimiento de los requisitos energéticos que se habían planteado desde la Unión Europea en la política 2020.

Smartcity Málaga persigue, entre otros, los siguientes objetivos:

1. Desarrollo e implementación práctica de todas las tecnologías de Smart Grids que afectan al negocio eléctrico en un entorno real.
2. Prueba y análisis de tecnologías de telegestión a gran escala.
3. Automatización de la red y despliegue de infraestructura de comunicaciones para monitorización y control en tiempo real.
4. Integración de generación renovable y almacenamiento a nivel de media y baja tensión, incorporando técnicas de supervisión y control para optimizar el aprovechamiento de los recursos naturales.

5. Gestión activa de la demanda, actuando sobre los consumos, la generación y el almacenamiento de energía.
6. Desarrollo de sistemas de gestión eficiente de la energía a nivel residencial y de pymes, además de un alumbrado público de la ciudad.
7. Desarrollo y validación de tecnologías de carga del vehículo eléctrico (V2G).

8.15.2. Barcelona

Endesa, capitalizando la experiencia conseguida con Smartcity Málaga, ha desarrollado nuevos proyectos de ciudades inteligentes; uno de ellos, en Barcelona.

La empresa ha empezado a trabajar en un proyecto de modernización del sistema de suministro eléctrico en Barcelona. El objetivo es el desarrollo de una novedosa red inteligente que permitirá un mayor ahorro y una gestión eficiente y sostenible. Se proyecta a la ciudad para transformarse en un modelo energético de futuro, basado en el progreso económico y social del entorno.

Se han instalado nuevos sistemas de automatización, alumbrado eficiente con sistemas de control, sistemas de recarga de vehículos eléctricos y las TIC necesarias, que supondrán una inversión del orden de 100 millones de euros. En una primera fase se beneficiarán unos 50.000 clientes y se gestionará una red integrada por siete subestaciones, ochenta y cinco líneas de media tensión, quinientos sesenta y ocho centros de distribución y una potencia contratada de 527.000 kW que se extenderá progresivamente a toda la ciudad.

Smartcity Barcelona contará con un Centro de Control y Monitorización en la Villa Olímpica, instalado en una casa eficiente, cuya producción de energía renovable proviene de paneles situados en la cubierta y sirve para alimentar todos los consumos internos. Se busca convertir a Barcelona en una ciudad con sistemas más inteligentes para la operación y gestión de la distribución de energía en los distintos niveles de tensión.

8.16. Evaluación del impacto de la implementación flexible

Los responsables de definir las políticas deben tener claro que la implementación de diferentes soluciones plantea distintos desafíos (fig. 100). Pueden surgir necesidades de invertir en tecnología y desarrollo de infraestructuras, problemas normativos, complejidad en la coordinación y el consenso entre partes interesadas, y posibles cambios en los roles de los principales actores. En general, las soluciones que requieren inversiones menores en tecnología o infraestructura son aquellas que se basan fundamentalmente en innovaciones relacionadas con la operación del sistema y el diseño de mercados. Estas innovaciones pueden incentivar a los nuevos actores (y a los ya existentes) a responder a las nuevas condiciones del sistema basadas en los activos existentes. Los desafíos de alto nivel pueden implicar distintas soluciones e innovaciones. La implementación de diferentes soluciones presenta diversos grados de complejidad, al igual que el impacto de cada solución para facilitar una alta proporción de las ERV.

	INVERSIÓN NECESARIA	DESAFÍOS
Tecnologías facilitadoras.	• Inversión elevada en hardware	• Operación de las tecnologías facilitadoras
Modelos de negocio	• Limitada en hardware, pero elevada en software (puede ser necesario invertir en personal y software)	• Es probable que se necesite un cambio en la regulación • Se deben implementar nuevas tecnologías digitales (como sensores y modelos predictivos)
Diseño de mercados	• Limitada en hardware, pero elevada en software (*por ejemplo*, inversión en software en intercambios de electricidad y participantes en el mercado)	• Cambio en el marco regulador • Desafíos políticos • Es posible que se requiera cooperación internacional • Coordinación entre muchas partes interesadas diferentes • Cambio de roles de los actores del sector eléctrico • Debido a que hay ganadores y perdedores, es posible que se requiera algún tiempo para ponerse de acuerdo e implementar
Operación del sistema	• Limitada en hardware, pero elevada en software (puede ser necesario nuevo software, herramientas, sistemas de control)	• Disponibilidad de datos • Manejo de datos • Es posible que se requieran cambios en la regulación

Fig. 100. Soluciones e impacto (fuente: Agencia Internacional de Energías Renovables [IRENA]).

La figura 101 compara las soluciones según su potencial de flexibilidad y costo. La figura 102 las compara en función de sus desafíos no tecnológicos, como la necesidad de cambiar los marcos normativos o reglamentarios, la participación de varios actores en el sector energético y la aceptación por parte de la

ciudadanía. No existe ninguna “solución mágica” que genere un impacto muy elevado con un costo muy bajo y muy pocos desafíos.

En la figura 101, se puede entender que la inversión que requiere una solución suele ser directamente proporcional a la flexibilidad potencial que ofrece.

Los desafíos no técnicos (fig. 102) no presentan exactamente el mismo comportamiento proporcional. Cada solución muestra distintos desafíos y resulta difícil realizar comparaciones absolutas. Los desafíos que presenta cada solución dependen de las particularidades del contexto geográfico, social y político, y del sistema eléctrico. La figura 101 muestra que las baterías a gran escala, las superredes y los electrolizadores (aplicaciones del hidrógeno) son tecnologías costosas, pero resultan soluciones de gran impacto en la flexibilidad.

Sin embargo, existen otras soluciones que ofrecen una flexibilidad significativa a un costo menor. Cada sistema necesita su propia evaluación para determinar el nivel de flexibilidad necesario y qué debe hacerse para cumplir con los objetivos propuestos. De todas formas, se podrían crear estrategias que potencien las distintas soluciones, lo que reduciría la inversión necesaria y su aplicación en conjunto. Por ejemplo, la inversión en tecnologías digitales para que los DER puedan prestar servicios a la red de energía facilitaría, adicionalmente, la gestión de la demanda. La inversión en soluciones de energía para calor (las bombas de calor residenciales) aumentaría el impacto de las soluciones que actúan sobre la demanda, lo que mejoraría la eficiencia de la gestión de la demanda, prestaría servicios a la red y facilitaría la optimización de la operación del sistema.

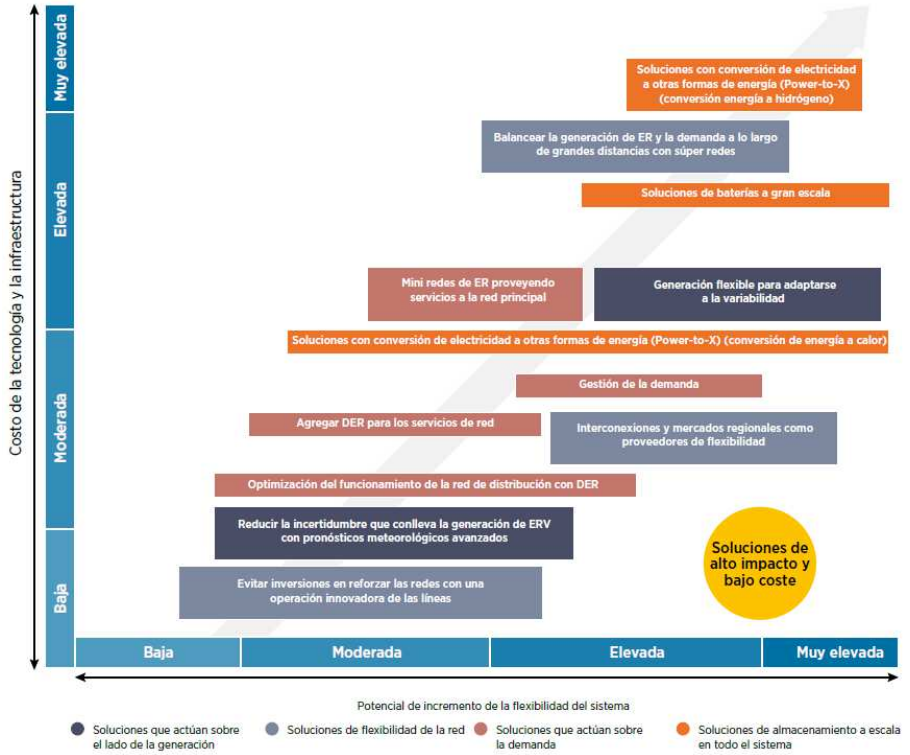


Fig. 101. Potencial de flexibilidad de la solución frente al costo de la tecnología (fuente: Agencia Internacional de Energías Renovables [IRENA]).

Una dificultad importante que se plantea en muchas soluciones innovadoras (incluida en los desafíos no tecnológicos de la fig. 102) son los cambios en los roles y responsabilidades de los actores implicados. Por ejemplo, las soluciones de flexibilidad de la demanda implican un cambio de rol de los usuarios y la modificación de sus hábitos de consumo. Cambiar el rol de los actores del sistema es un desafío importante, ya que para lograrlo hacen falta incentivos y modelos de negocio adecuados.

En otros casos, el contexto político y el entorno internacional son un desafío particular para la cooperación externa, para establecer cada una de las responsabilidades entre sistemas y poner el beneficio regional por delante del nacional. Es probable que estos obstáculos sean más importantes para establecer mercados o acuerdos regionales que funcionen correctamente a través de interconexiones.

Las figuras 101 y 102 muestran que las soluciones centradas en la demanda y basadas en innovaciones relacionadas con el diseño de mercados tienen costos más bajos y un impacto entre moderado y alto en la integración de las ERV. Por lo expresado, se muestran como una opción atractiva y viable en muchos países y, como consecuencia, un buen inicio. Las soluciones en las que intervienen las tecnologías facilitadoras más intensivamente (redes integradas, almacenamiento, conversión de energía renovable a otras formas de energía, "Power-to-X") necesitan de una inversión más alta, pero impactarían en mayor proporción en la integración de las ERV. Por tal motivo, se ajustarían más para etapas posteriores, donde las ERV registren una mayor penetración en el sistema eléctrico de una región o un país. Los marcos normativos deben estar diseñados de tal manera que permitan anticipar los lineamientos de regulación y planificación de infraestructuras, que son las claves para que la implementación de las soluciones propuestas sea exitosa en cada etapa y en las etapas posteriores.

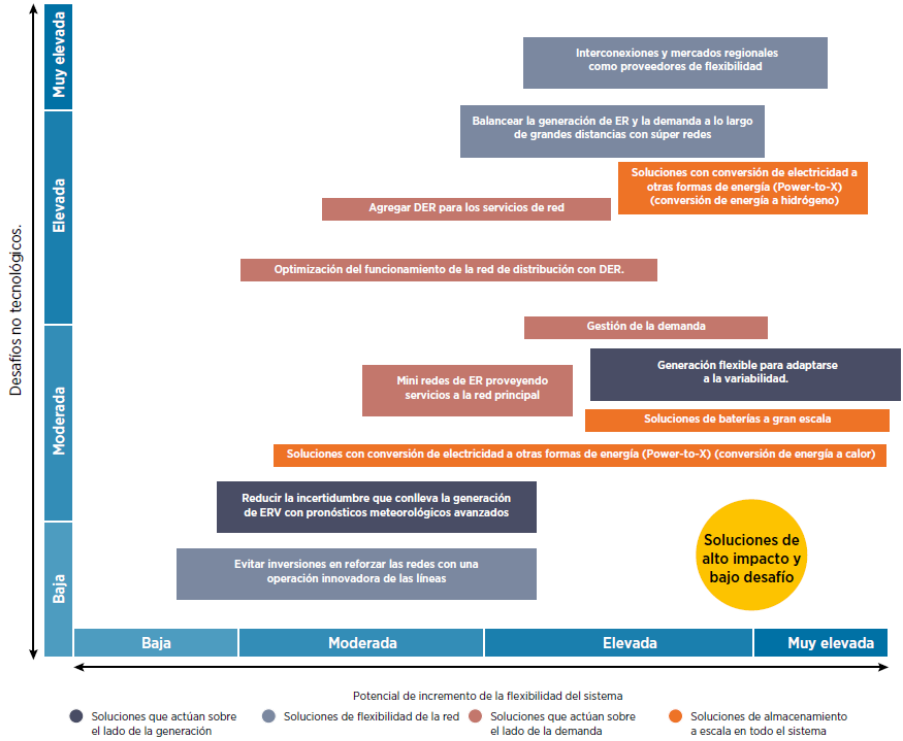


Fig. 102. Potencial de flexibilidad de la solución frente a los desafíos no tecnológicos (Fuente: Agencia Internacional de Energías Renovables [IRENA]).

9. FACTORES DE DESARROLLO Y CADENA DE VALOR

9.1. Factores de desarrollo

Ya sea que se trate de energía primaria o eléctrica, convencional o renovable, la generación, transmisión, distribución y operación presentan criticidad y oportunidades de desarrollo empresarial. La demanda de energía es creciente en todas sus formas. Se agrega a los aspectos tradicionales de la infraestructura el concepto de redes inteligentes y generación distribuida, los cuales no solamente implican

un desafío tecnológico, en los que a dispositivos y equipos se refiere, sino que también lo son en lo referente al diseño, instalación, operación y mantenimiento. Las capacidades de automatización, gestión y comunicación deberán aumentar drásticamente para posibilitar la implementación de los conceptos referidos.

La eficiencia energética brinda oportunidades no solo en el campo de la electricidad, también lo hace en el de la construcción, en el de los procesos industriales y en el de los materiales. Si se considera, además, el concepto de "mundo electrificado", se agrega la electrificación doméstica de todos los aspectos de la vida, incluido el transporte. Podemos resumir, entonces, los siguientes factores de desarrollo:

- energías renovables;
- energía nuclear;
- generación distribuida;
- grilla inteligente;
- eficiencia energética;
- electrificación del mundo;
- gestión de los recursos;
- seguridad energética;
- equidad energética;
- sostenibilidad ambiental.

9.2. Cadena de valor

La cadena de valor de las energías renovables se compone de diversos eslabones (figs. 103 y 104). En un primer lugar, se identifican los eslabones de servicios (ingeniería, operación, mantenimiento, arrendamiento), infraestructura (torres, montajes, transformadores, líneas, subestaciones, tableros), productos (paneles solares, aerogeneradores, inversores, calderas, etc.), de insumos y materiales (sol y viento), sistemas de almacenamiento (baterías, hidrógeno, bombeo hidráulico, aire comprimido, etc.) y, para el caso nuclear, la certificación y provisión de material de grado nuclear. Podemos resumir la cadena de valor en los siguientes componentes (figs. 103 y 104):

- servicios;
- infraestructura;
- transporte y logística;
- productos;
- materiales;
- biocombustibles;
- domótica;
- informática;
- disposición.

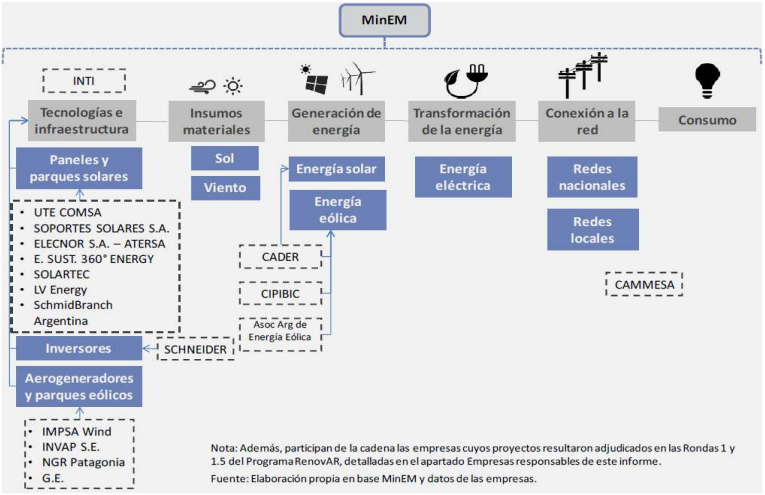


Fig. 103. Cadena de valor de las energías renovables y algunos actores que la componen (fuente: SGE 2019).

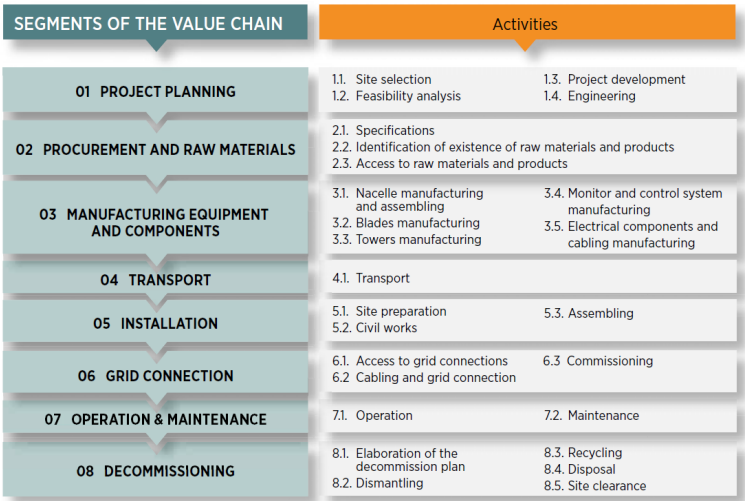


Fig. 104. Cadena de valor para una instalación eólica (fuente: IRENA 2019).

Las energías renovables utilizan una serie de materiales críticos y tecnologías que, si bien no impiden su desarrollo, es necesario que sean tenidos en cuenta (fig. 105). Es posible establecer una clasificación sobre el aspecto crítico del recurso en relevante y potencialmente relevante partiendo del destino, la tecnología y los materiales que involucren a la fuente de energía considerada.

Tomando como ejemplo la energía eólica, el neodimio (Nd) y el disprosio (Dy) no son esenciales para las turbinas *onshore*, pero sí para las *offshore*, dado que facilitan el mantenimiento de estas, por lo que a largo plazo deberían ser reemplazados en la tecnología de imanes a base de tierras raras (fig. 105). Para el caso de la solar fotovoltaica, el indio (In) y el selenio (Se) son relevantes; también aquí habría que pensar en su sustitución (fig. 105). En cuanto al almacenamiento, el vanadio (V) es considerado crítico, recomendándose para su reemplazo las baterías de litio-ion, material del cual Argentina dispone en cantidad y calidad (fig. 105).

Fuente	Tecnología	Principal elemento potencialmente crítico	Clasificación	
			Relevante	Potencialmente relevante
Generación				
Solar	PV	In, Se	X	
	CSP	Ag		X
		Ni, V		X
	Eólica	Nd, Dy, Pr, Tb	X	
		Ni, Mo		X
	Hidroelectricidad	Ni, V		X
Almacenamiento				
	Bombeo <hidro>	Ni, V		X
	Hidrógeno	Ni		X
		La, Y, Sc, Ni		X
	Batería	Li, V		X
Transmisión				
	Redes	Ni, V		X

Fig. 105. Tabla de materiales críticos según la utilización y la tecnología (fuente: Instituto Español de Estudios Estratégicos).

Un aspecto importante a tener en cuenta para disminuir la criticidad del insumo es la tecnología del reciclado. En el caso de la fotovoltaica, la elevada concentración de galio (Ga), indio (In) y selenio (Se) en los paneles a base de película delgada facilita su recuperación. También es posible tomar una decisión de la tecnología a utilizar en las renovables sobre la base de este aspecto crítico del material y sus posibilidades de reciclado.

La cadena de energías alternativas se relaciona con otras cadenas productivas a lo largo de los distintos eslabones que la componen.

Respecto de las tecnologías que funcionan como insumos en la cadena, se destaca la participación de la industria metalmecánica en la fabricación de aerogeneradores, paneles solares y reactores nucleares. Asimismo, la cadena minera produce uno de los principales insumos utilizados para la generación de energía nuclear, a saber, el uranio.

Adicionalmente, mantiene una estrecha relación con la cadena de energía eléctrica, dado que su fin último es la producción de insumos (energía primaria) para la generación de energía eléctrica (energía secundaria). De esta manera, la cadena de energías alternativas se posicionaría como un eslabón de la cadena de energía eléctrica.

A partir de críticas establecidas a los proyectos de energías renovables sobre el poco espacio otorgado a las pymes, se han promovido ciertas iniciativas para el sector. Actualmente se encuentra en debate en el Honorable Congreso de la Nación el Proyecto de ley 0402-D-16, que promueve la creación de un régimen de promoción para las micro, pequeñas y medianas empresas fabricantes de equipos e insumos destinados a la generación de energías renovables, creando, a su vez, el "Registro nacional de fabricantes de equipos e insumos para la generación de energías renovables" y brindando no solo beneficios impositivos, sino también financiamiento al sector pyme de energías renovables. Además, se contará con el apoyo del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva (MINCYT) para promover actividades de investigación y desarrollo en la fabricación de insumos y equipos, brindando financiamiento a través del FONARSEC.

10. LA LEGISLACIÓN Y SU INFLUENCIA EN LA MATRIZ ENERGÉTICA

10.1. Legislación nacional sobre energías renovables

En la Argentina se han sancionado leyes que proponían el desarrollo de las energías renovables en el territorio nacional. La intención de este informe es reflejar la evolución y el estado de la normativa que regula esta actividad.

El 23 de septiembre de 1998 se sanciona la Ley nacional 25.019, "Régimen nacional de energía eólica y solar", en la que se declara de interés nacional la generación de energía de origen eólico y solar en todo el territorio nacional. En la misma se introducen incentivos como instrumento para promover la generación de estas fuentes renovables por un período de quince años.

El 6 de diciembre de 2006, se sanciona la Ley nacional 26.190, "Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica", en la que se incluyen como fuentes de energía renovables, según su artículo 4, además de la eólica y la solar, la geotérmica, la mareomotriz, la hidráulica hasta 30 MW de potencia, la biomasa, los gases de vertedero, los gases de plantas de depuración y biogás, con excepción de los usos previstos en la ley 26.093. Como dato relevante, en su artículo 2 establece: "Alcance. Se establece como objetivo lograr una contribución de las fuentes de energía

renovables hasta alcanzar el OCHO POR CIENTO (8%) del consumo de energía eléctrica nacional, en el plazo de DIEZ (10) años a partir de la puesta en vigencia del presente régimen".

El 23 de septiembre de 2015 se sanciona la Ley 27.191, la cual modifica a la 26.190, estableciendo como objetivo, según su artículo 8, que cada sujeto obligado deberá alcanzar la incorporación mínima del ocho por ciento (8%) del total del consumo propio de energía eléctrica, con energía proveniente de las fuentes renovables al 31 de diciembre de 2017, y del veinte por ciento (20%) al 31 de diciembre de 2025. Los sujetos obligados, según su artículo 9, son los grandes usuarios del mercado eléctrico mayorista y las grandes demandas que sean clientes de los prestadores del servicio público de distribución o de los agentes distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a trescientos kilovatios (300 kW). A tales efectos, podrán autogenerar o contratar la compra de energía proveniente de diferentes fuentes renovables de generación a fin de cumplir con lo prescripto en este artículo.

En esta ley se incrementa el límite de potencia para las centrales hidroeléctricas a 50 MW. A través de las correspondientes reglamentaciones, resoluciones y disposiciones, se establecen los regímenes de incentivos promocionales, económicos, fiscales y financieros, además de las penalidades que correspondieran para cada caso.

Para dar cumplimiento de esta norma, el Estado nacional impulsó un sistema de licitaciones públicas (Programa RenovAr, 1, 1.5, 2 y 3) para el desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables.

10.2. RenovAr, el motor renovable

La Ley 27.191, debatida y aprobada con un amplio consenso político, estableció metas para que el país desarrolle energías renovables (fig. 106). Además, creó un marco legal que permite planificar el mercado a largo plazo, proporcionando determinada previsibilidad a las posibles inversiones.

El cumplimento de los objetivos de la mencionada ley supone para el país el desafío de incorporar 10.000 MW de energía renovable al sistema eléctrico nacional, de acuerdo con las previsiones de los organismos correspondientes del Estado nacional (fig. 106).

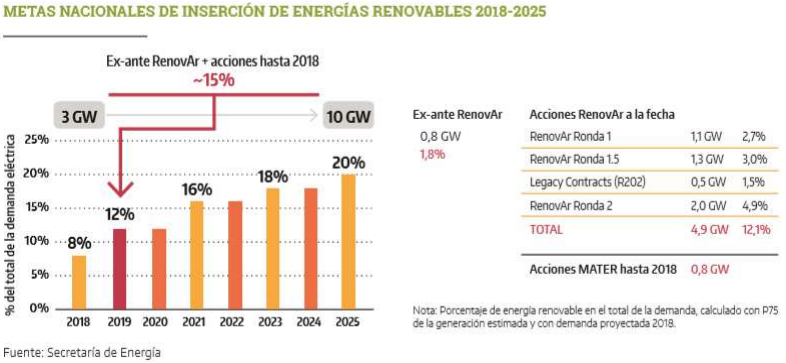


Fig. 106. Metas nacionales de inserción del RenovAr (fuente: Cámara Argentina de Energías Renovables [CADER], 2018).

El Programa RenovAr es una decisión estratégica para la incorporación de fuentes renovables a la matriz energética mediante una convocatoria abierta (licitaciones) para la contratación en el mercado eléctrico mayorista (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, en el marco de lo establecido en la ley 27.191.

La primera ronda del Programa RenovAr (mayo de 2016), lanzada por el antiguo Ministerio de Energía y Minería, tenía como objetivo atraer inversiones para el desarrollo de proyectos de energías renovables que permitieran cumplir con los objetivos marcados por la ley.

Hasta el momento, según lo informa CADER en su Anuario 2018, el programa produjo tres convocatorias en las que se han adjudicado ciento cuarenta y siete proyectos en veintiuna provincias para alcanzar 4466,5 MW de fuentes renovables a la matriz energética (fig. 107).

Las convocatorias se denominaron:

- Ronda 1
- Ronda 1.5
- Ronda 2

La Ronda 3 estaba prevista para principios de agosto de 2019.

El mecanismo RenovAr ha tratado de analizar y superar algunos de los obstáculos que surgieron en procesos anteriores, como el Programa GENREN, de 2009. El cambio principal apuntó a garantizar mejores condiciones financieras para los ganadores de las subastas a través del Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) y de las garantías del Banco Mundial puestas a disposición de los potenciales oferentes.

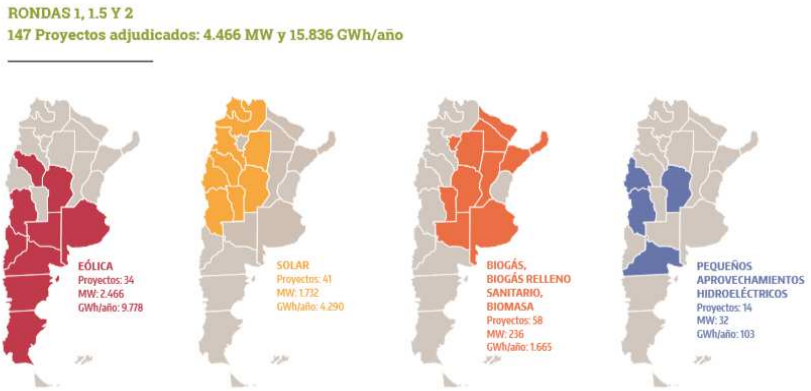


Fig. 107. Distribución geográfica por tecnología renovable de los RenovAr (fuente: Cámara Argentina de Energías Renovables [CADER], 2018).

Con respecto a la denominada Ronda 3, llamado a licitación denominado MiniRen-Ronda 3, se prevé que la conexión será a redes de 13,2 kV, 33 kV o 66 kV. Los límites permitidos de potencia estarán dentro de un rango entre los 500 kW y los 10 MW. Se estiman menores exigencias a las que tuvieron las anteriores rondas licitatorias de RenovAr.

Teniendo en cuenta que las tensiones a conectarse corresponden a la jurisdicción de las distribuidoras, será necesario el previo acuerdo con estas para aquellos aspectos de conexión, potencias y pagos a CAMMESA (fig. 108).

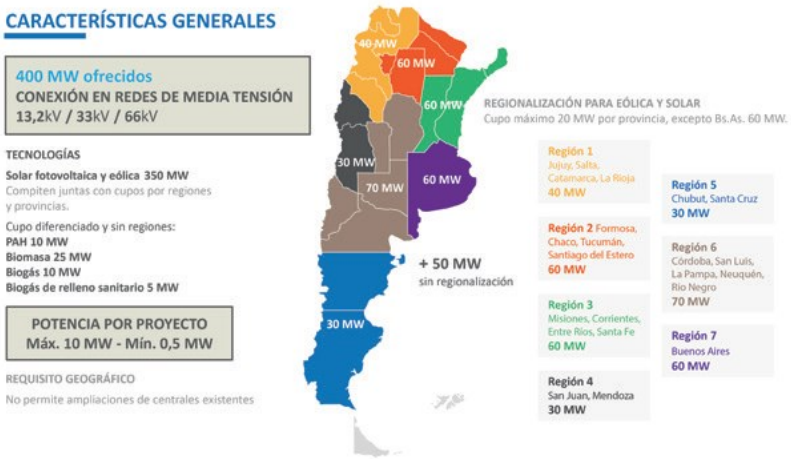


Fig. 108. Potencias adjudicadas por región y por tecnología (fuente: Cámara Argentina de Energías Renovables [CADER] 2018).

10.3. Promoción de la generación distribuida

Luego de un largo debate, el 27 de diciembre de 2017 se publicó en el Boletín Oficial la Ley 27.424; que establece el "Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública".

Este marco declara de interés nacional la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables con destino al autoconsumo y habilita la inyección de eventuales excedentes de energía eléctrica a la red de distribución en todo el territorio nacional.

Además, se fija el sistema de comercialización (Balance Neto de Facturación) entre el usuario-generador y las distribuidoras, y todos los mecanismos de promoción, económicos, financieros y fiscales.

En el Decreto reglamentario (artículo 2 del anexo) del 2 de noviembre de 2018, se establece que las medidas comprendidas en este marco "se orientarán a alcanzar la instalación de un total de MIL (1.000) megavatios de potencia de generación distribuida de fuentes renovables dentro del plazo de DOCE (12) años contados a partir de la entrada en vigencia de la presente reglamentación"; es decir, hacia fines de 2030.

Son ampliamente difundidas y probadas en distintas partes del mundo las ventajas técnicas de la generación distribuida. El objetivo de 1000 MW en doce años podría sonar conservador, aunque se estima que debería ser ampliamente superado a medida que se implementen estas soluciones, generando un mercado competitivo, especialmente, en el ámbito residencial.

Es notorio que este marco normativo está en proceso de desarrollo, dado que durante el año 2019 (marzo) se estableció el procedimiento administrativo *online* para darse de alta como usuario-generador.

El desarrollo de la generación distribuida debería ser uno de los motores que impulsen fuertemente la diversificación de la matriz energética, planteando un cambio de filosofía en los hábitos de consumo energético, los cuales tenderán a la descentralización, dando protagonismo a los ciudadanos (usuarios-generadores), convirtiéndose en gestores responsables de sus propios consumos. Nada de esto será posible sin un desarrollo de tecnologías de gestión de redes de distribución (Smart Grids).

De acuerdo con la información relevada oportunamente y publicada en el informe de OLADE, "Panorama energético de América Latina y El Caribe 2018", Argentina, como país miembro de esa comunidad, informa, entre otras cosas, lo siguiente:

10.3.1. Legislación, regulación y política energética 2017

10.3.1.1. Aprobación de políticas, planes, programas y creación de instituciones

Argentina creó el Consejo Federal de la Energía (CFE), concebido como órgano consultivo sobre desarrollo energético a nivel nacional. El CFE está facultado para actuar como consejo asesor del Poder Ejecutivo nacional y de las provincias, participando en el desarrollo de programas específicos para impulsar energías alternativas y eficiencia energética, coordinación tarifaria, proyectos de inversión de interés nacional o provincial, velar por el normal funcionamiento de los entes reguladores energéticos, entre sus funciones principales.

Además, oficializó el Acuerdo Federal Energético entre el Gobierno nacional, veinte provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, dirigido a promover la implementación de políticas energéticas que garanticen la seguridad de abastecimiento a nivel nacional. El mencionado acuerdo establece compromisos en materia de coordinación, formulación y ejecución de la política energética que tiendan al logro de un sector energético más confiable, inclusivo, competitivo y ambientalmente sostenible.

10.3.1.2. Electricidad

Generación, transmisión y distribución

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) aprobó una "Guía de contenidos mínimos del Sistema de Seguridad Pública de las Empresas Transportistas de Energía Eléctrica". La misma especifica los requisitos para satisfacer las exigencias que aseguren niveles de riesgos compatibles con las normas y reglamentaciones aplicables, garantizando que las empresas objeto de la presente disposición cumplan con su obligación de instalar, operar y mantener sus instalaciones eléctricas en correspondencia con el resguardo de la seguridad pública.

Comercialización, consumo y subsidios

Se publicó la Ley 27.351 (2017), que garantiza el suministro permanente y gratuito de energía eléctrica a las personas electrodependientes, quienes necesitan suministro de energía eléctrica constante y en niveles de tensión adecuados para el funcionamiento de su equipamiento médico con el fin de evitar riesgos en su vida o su salud, o para mantener la cadena de frío de sus medicamentos. A tales efectos, la empresa

distribuidora entregará al electrodependiente un grupo electrógeno o el equipamiento adecuado sin cargo, incluyendo los costos de funcionamiento asociados.

10.3.1.3. Hidrocarburos

Exploración, explotación y transformación

Se le incluye al Consejo Federal de Energía el acompañamiento de la política petrolera diseñada por el Poder Ejecutivo Nacional, favoreciendo el desarrollo de procedimientos de control de las inversiones comprometidas y criterios para evaluar periódicamente la explotación, promoviendo y coordinando con las provincias el desarrollo sustentable de los recursos hidrocarburíferos por técnicas no convencionales, atendiendo el cuidado del medioambiente e impulsando el desarrollo del potencial hidrocarburífero en el mar continental mediante un plan específico que aliente la exploración y, eventualmente, la producción *offshore*.

Almacenaje, transporte, comercialización y consumo

Con el objetivo de optimizar la utilización del parque refinador local y sostener la producción del petróleo crudo de origen nacional, Argentina creó, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017, el Registro de operaciones de importación de petróleo crudo y sus derivados.

Con el objetivo de asegurar el abastecimiento de combustibles a las centrales eléctricas en forma ininterrumpida, se exceptúan de la obligación de registro las importaciones efectuadas por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) destinadas al abastecimiento de las centrales eléctricas cuya función principal sea el despacho técnico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Gas natural

Para lograr mayor celeridad y eficiencia en la gestión, Argentina aprobó el decreto que faculta al Ministerio de Energía y Minería a otorgar autorizaciones de exportación de gas natural. Al tenor del referido decreto, los acuerdos de exportación que impliquen la construcción de nuevas instalaciones y/o nuevas conexiones a los gasoductos, o el uso de cualquiera de los sistemas existentes, u otras alternativas de transporte, serán aprobados por el Ministerio de Energía y Minería, previa intervención del Ente. Asimismo, las autorizaciones que emita el Ministerio de Energía y Minería podrán prever la exportación de excedentes de gas a las cantidades establecidas en las mismas, siempre que estén sujetas a interrupción cuando existan problemas de abastecimiento interno.

10.3.1.4. Fuentes renovables

Argentina decretó al año 2017 como el "Año de las energías renovables", lo que sirvió de marco oficial para garantizar el auspicio de las actividades relacionadas con las fuentes mencionadas, seminarios, conferencias y programas educativos dirigidos a contribuir a la difusión y divulgación en el país de diferentes aspectos relativos al desarrollo y uso de las energías renovables.

Se implementó la ley que aprueba y declara de interés nacional el "Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable con destino al autoconsumo integrada a la red eléctrica pública". A los efectos de la implementación de este Régimen, se crea el "Régimen de fomento de la industria nacional para la fabricación nacional de sistemas, equipos e insumos para generación distribuida a partir de fuentes renovables" [FANSIGED] en la órbita del Ministerio de Producción, de aplicación a nivel nacional con vigencia de diez años prorrogables por igual término.

Se creó el Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Generación Distribuida (FODIS) conformado como un fideicomiso de administración y financiero, dirigido a su aplicación para el otorgamiento de préstamos, incentivos, garantías, la realización de aportes de capital y adquisición de otros instrumentos financieros, destinados a la implementación de sistemas de generación distribuida a partir de fuentes renovables.

10.4. Eficiencia energética

Si bien en la actualidad no existe una ley nacional de eficiencia energética, es conocido que el Estado nacional está trabajando en un borrador de la misma. Asimismo, se ha trabajado en distintos escenarios energéticos, tomando a la eficiencia como uno de los puntos estratégicos donde apoyarse para optimizar y mejorar los indicadores energéticos nacionales.

En diciembre de 2007, el Decreto 140/2007 del Poder Ejecutivo Nacional declaró de interés y prioridad nacional el uso racional y eficiente de la energía, aprobando el Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente

de la Energía (PRONUREE), destinado a contribuir y mejorar la eficiencia energética de los distintos sectores consumidores de energía.

Desde esa fecha hasta la actualidad se han ido generando normativas que complementan ese Decreto 140/2007. Dichas normas se pueden consultar en el sitio http://www.infoleg.gob.ar/.

Existe un Programa de Eficiencia Energética en Edificios Públicos que depende de la Subsecretaría de Ahorro y Eficiencia Energética. Se pueden consultar los lineamientos del programa mencionado en: http://edificioseficientes.minem.gob.ar/.

10.4.1. Instituto Argentino de Normalización y Certificación (IRAM)

De acuerdo con lo que define el Instituto Argentino de Normalización y Certificación **(**IRAM), "El concepto de eficiencia energética consiste en lograr un menor consumo de energía frente a una misma prestación, lo cual redunda, a su vez, en un monto menor a abonar en la factura de electricidad. Cuanta mayor eficiencia energética tenga un producto mayor también será el ahorro en el consumo de energía para cada usuario". Debido a los recientes aumentos en las tarifas de distintos servicios, la atención de los usuarios se centró aún más en el nivel de consumo de los electrodomésticos.

El conjunto de normas IRAM, que ya se aplican para el etiquetado obligatorio de EE (eficiencia energética) en productos como lavarropas, acondicionadores de aire, refrigeradores, lámparas, sumadas a las normas que definen las etiquetas en televisores, motores eléctricos, hornos a microondas y termotanques eléctricos, incorporó recientemente una nueva serie de normas aplicables a diversos electrodomésticos.

De acuerdo con lo relevado en la página web de IRAM, entre octubre de 2016 y abril de 2017, fueron publicadas las normas IRAM que establecen los métodos de ensayo, las características e información de valor incluida en la etiqueta de EE, además de incorporar la metodología para la clasificación de acuerdo con el desempeño energético de lo siguiente:

- Lavavajillas (IRAM 2294-3).
- Hornos eléctricos, ya sean empotrables o portátiles (IRAM 62414-1 e IRAM 62414-2).
- Ventiladores de pie y de pared (IRAM 62480).
- Ventiladores de techo (IRAM 62481).

En el caso de los lavavajillas, la reciente norma IRAM 2294-3 establece que en la etiqueta se informe la EE en un rango que va del A+ a la letra D, siendo A+ la clase de mayor eficiencia. Adicionalmente, la etiqueta incorpora otras informaciones, como el consumo de agua y la eficacia del secado.

Con relación a los hornos eléctricos, cada vez más utilizados en lugar de los hornos a gas, las normas IRAM 62414-1 e IRAM 62414-2 especifican las etiquetas en las cuales consta la clase de EE, el volumen utilizable y el consumo de energía expresado en kWh/ciclo para la función o las funciones de calentamiento (en modo convencional y, si está disponible, modo de convección forzada) para una carga normalizada.

En cuanto a los ventiladores, las normas IRAM 62480 e IRAM 62481 establecen la información relacionada con el desempeño energético, la información del caudal de aire y el diámetro de la hélice, e incorporan en el caso de los ventiladores de techo la cantidad de palas y el material del que están compuestas, siendo estos elementos de singular importancia en la evaluación de los equipos para ventilación.

Se prevé que próximamente estas nuevas normas podrían ser de aplicación obligatoria para los productos señalados, lo cual permitirá a los consumidores contar con nuevos instrumentos de decisión que especifican las normas IRAM.

Hacia fines de diciembre de 2017 fue publicada la nueva edición de la norma IRAM 11900, "Prestaciones energéticas en viviendas. Método de cálculo". El documento, elaborado por los especialistas y sectores profesionales que forman parte del Subcomité de Eficiencia Energética en Edificios, establece un cambio de paradigma en lo que respecta a la evaluación de la eficiencia.

Así, el cálculo está conformado por los aportes de energía primaria en climatización, agua caliente sanitaria, energía solar térmica y fotovoltaica e iluminación, plasmando en la etiqueta los resultados que permiten calificar a la vivienda en la escala de eficiencia. La norma describe la etiqueta normalizada que brindará los resultados correspondientes.

El objetivo del estudio de la IRAM 11900 es la unificación a nivel nacional de los criterios de evaluación y calificación energética de viviendas para la aplicación de políticas públicas de ahorro de energía.

Para consulta o adquisición de otras normas se puede acceder al Centro de Documentación: documentacion@iram.org.ar.

10.4.2. Listado de normas IRAM, etiquetado, eficiencia energética

2012

IRAM 62301: Medición y etiquetado del consumo de potencia en modo en espera (*standby*) para aparatos eléctricos.

IRAM 62405: Etiquetado de eficiencia energética para motores de inducción trifásicos.

IRAM 62408: Etiquetado de eficiencia energética para electrobombas de uso domiciliario.

IRAM 62410: Etiquetado de eficiencia energética para calentadores de agua eléctricos, de acumulación, para uso doméstico.

IRAM 62411: Etiquetado de eficiencia energética en televisores en modo encendido.

2013

IRAM 62407: Eficiencia energética en balastos para lámparas fluorescentes. Marcado.

2014

IRAM 62404-1: Etiquetado de eficiencia energética de lámparas eléctricas para iluminación general. Parte 1: Lámparas incandescentes y halógenas.

IRAM 62409: Etiquetado de eficiencia energética para motores de inducción monofásicos.

2015

IRAM 2404-3: Etiquetado de eficiencia energética para aparatos de refrigeración de uso doméstico. Parte 3: Etiqueta.

IRAM 62404-2: Etiquetado de eficiencia energética de lámparas eléctricas para iluminación general. Parte 2: Lámparas fluorescentes.

2016

IRAM 2294-3: Lavavajillas electrodomésticos. Parte 3: Etiquetado de eficiencia energética.

2017

IRAM 2141-3: Lavarropas eléctricos. Parte 3: Etiquetado de eficiencia energética.

IRAM 62404-3: Etiquetado de eficiencia energética de lámparas eléctricas para iluminación general. Parte 3: Lámparas LED.

IRAM 62414-1: Etiquetado de eficiencia energética para hornos eléctricos. Parte 1: Hornos eléctricos empotrables y similares.

IRAM 62414-2: Etiquetado de eficiencia energética para hornos eléctricos. Parte 2: Hornos eléctricos portátiles.

IRAM 62480: Etiquetado de eficiencia energética para ventiladores de pared y de pie.

IRAM 62481: Etiquetado de eficiencia energética para ventiladores de techo.

2017/2019

IRAM 11900: Prestaciones energéticas en viviendas. Método de cálculo y etiquetado de eficiencia energética.

2018

IRAM-AITA 10274-1: Vehículos de carretera. Eficiencia energética. Parte 1: Medición de las emisiones de CO_2 y economía de combustible.

IRAM-AITA 10274-2: Vehículos de carretera. Eficiencia energética. Parte 2: Etiqueta de eficiencia energética.

IRAM 11507-6: Carpintería de obra. Ventanas exteriores. Parte 6: Etiquetado de eficiencia energética.

2019

IRAM 62406: Etiquetado de eficiencia energética para acondicionadores de aire.

IRAM 62412: Etiquetado de eficiencia energética para hornos a microondas, para uso doméstico.

IRAM 210017: Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Etiquetado de eficiencia energética.

10.4.3. Recomendaciones IRAM

En el sitio oficial de IRAM se resalta la *obligatoriedad de la etiqueta*. Según se informa, la antigua Secretaría de Industria, Comercio y Minería, mediante la Resolución 319/99 dispuso la obligatoriedad de la etiqueta de eficiencia energética (EEE) en artefactos eléctricos de uso doméstico (heladeras, lavarropas eléctricos, aires acondicionados y artefactos de iluminación). Además, determinó que estos productos deberán ir acompañados por una ficha informativa que amplíe los puntos de la etiqueta.

La antigua Secretaría de Energía ha resuelto que los productos deben ofrecer un valor mínimo de eficiencia energética, prohibiendo la comercialización de los que estén por debajo de esos niveles mínimos.

La clase mínima para refrigeración (aires acondicionados) es de tipo A, y para calefacción, de tipo C. En el caso de los lavarropas eléctricos, la clase de eficiencia mínima es de tipo B. Los que obtengan una clasificación tipo C no podrán circular en el mercado. Para las heladeras y freezers, se requiere que los productos tengan una clase de eficiencia energética B o superior.

10.5. Biocombustibles

Ley 26.093: Ley de biocombustibles. Régimen de Promoción para la Producción y Uso Sustentables de Biocombustibles en el Territorio de la Nación Argentina. La norma regula la producción y el uso sustentables de biocombustibles, define la autoridad de aplicación de la misma y sus funciones, así como también los requisitos para la habilitación de plantas productoras y los porcentajes reglamentarios de corte/mezcla de biocombustibles con combustibles fósiles (abril de 2006).

Se define como biocombustibles al bioetanol, al biodiésel y al biogás que se produzcan a partir de materias primas de origen agropecuario, agroindustrial o desechos orgánicos, que cumplan los requisitos de calidad que establezca la autoridad de aplicación.

Ley 26.334: Ley de promoción del bioetanol. Esta ley promueve la producción de bioetanol en plantas de producción de azúcar ya instaladas, así como entidades que deseen generar este biocombustible a partir de la sanción de la misma. El propósito de la promoción del bioetanol es difundir el uso de un combustible limpio para satisfacer las necesidades de abastecimiento del país y generar excedentes para exportación (diciembre de 2007).

10.6. Hidrógeno

Ley 26.123: **Ley de Promoción del Hidrógeno**. La ley declara de interés nacional el desarrollo de la tecnología, la producción, el uso y las aplicaciones del hidrógeno como combustible y vector de energía (agosto de 2006).

Se promueve la investigación, el desarrollo, la producción y el uso del hidrógeno como combustible y vector energético, generado mediante el uso de energía primaria, y se regula el aprovechamiento de su utilización en la matriz energética. Se fijan los objetivos y los sujetos que se podrán acoger al presente marco, así como el régimen fiscal promocional. Se crea el Fondo Nacional de Fomento del Hidrógeno (FONHIDRO).

10.7. Córdoba. Legislación

La Provincia de Córdoba ha trabajado en los últimos tiempos para avanzar con leyes relacionadas con el impulso a las energías renovables en el ámbito provincial. A través de la Dirección de Energías Renovables y Comunicación, dependiente de la Secretaría de Desarrollo Energético (Ministerio de Servicios Públicos), se promueve el desarrollo de propuestas de políticas energéticas provinciales trabajando conjuntamente con el Consejo Asesor de Política Energética de Córdoba (CAPEC), el cual está integrado por instituciones intermedias. La metodología de trabajo de CAPEC implica la presentación, la discusión de las ideas y la generación de consensos entre los diferentes integrantes del Consejo, que derivarán en una propuesta de diseño para una política pública determinada.

De acuerdo con lo que fue relevado, en la página oficial del Ministerio de Servicios Públicos de Córdoba se puede mencionar lo siguiente:

10.7.1. Energías renovables

Ley 10.397: Adhesión a Ley Nacional n.º 26.190 y su modificatoria Ley Nacional n.º 27.191 –Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica–.

Ley 8.810: Energías Renovables. Uso Racional de la Energía. Se declara de interés provincial la generación de energía mediante fuentes renovables en todo el territorio de la Provincia de Córdoba (1999).

10.7.2. Eficiencia energética

La **Ley 10.572** declara de interés provincial el uso racional y eficiente de la energía (UREE). El artículo 1 dispone: "Declárase de interés provincial el Uso Racional y Eficiente de la Energía (UREE) con el propósito de fomentar el desarrollo sustentable logrando mejoras en la competitividad de la economía, protegiendo y mejorando la calidad de vida de la población y contribuyendo con el cuidado del medioambiente mediante la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero".

El Poder Ejecutivo Provincial deberá instruir a los ministerios, organismos e instituciones vinculadas en su responsabilidad de participar en la elaboración del Plan Provincial de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PPUREE).

Dicho plan será fruto de evaluar el estado actual y un escenario tendencial a quince años. El escenario debe ser revisado cada tres años, y el Plan Provincial de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PPUREE), cada dos años, de acuerdo con lo establecido en los procesos de mejora continua.

Esta ley fue sancionada en septiembre de 2018 y aún no fue reglamentada.

10.7.3. Energía solar térmica

La **Ley 10.573** declara de interés provincial los sistemas de aprovechamiento de energía solar térmica de baja temperatura para el abastecimiento de agua caliente.

El artículo 1 determina: "Declárense de interés provincial los 'Sistemas de Aprovechamiento de Energía Solar Térmica de Baja Temperatura para el abastecimiento de Agua Caliente', así como la fabricación e instalación de los mismos, la investigación y el desarrollo de tecnología, la formación en el uso de la energía solar térmica y toda otra acción o medida conducente a la implementación de la energía renovable como fuente de producción de agua caliente de baja temperatura".

Se fija quiénes deberán ser alcanzados por la ley, así como los beneficios promocionales y el régimen de incentivos, los cuales deberán ser definidos con la reglamentación y las sucesivas resoluciones o normas que correspondieran para cada caso.

Esta ley fue sancionada en septiembre de 2018 y su reglamentación está en proceso de elaboración.

10.7.4. Generación distribuida

Ley 10.604: Adhesión a la Ley Nacional n.º 27.424. Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública (diciembre de 2018).

Decreto 132/2019: Reglamentación de la Ley n.º 10.604 (febrero de 2019).

Resolución conjunta 1/2019: Ministerio de Servicios Públicos y Ministerio de Finanzas. Beneficios Fiscales (marzo de 2019).

Resolución 139/2019. Anexo: Secretaría de Desarrollo Energético. Creación del Registro de Instaladores Calificados de Sistemas de Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública (mayo de 2019).

10.7.5. Eficiencia energética

A través del **Decreto 207/19**, se crea el Programa de Eficiencia y Sustentabilidad Energética (febrero de 2019), cuyos objetivos son: identificar y formar gestores energéticos de la Provincia Córdoba para la realización de relevamientos energéticos; identificar pymes (de los sectores: industria, comercio y turismo) y microemprendimientos cordobeses a los fines de determinar las medidas y oportunidades de mejoras que permitan optimizar su consumo energético y reducir el impacto de la energía en la matriz de costos; promover la difusión de créditos con tasas bonificadas, a los que las pymes, los microemprendimientos y los usuarios residenciales, según corresponda, podrán postular para financiar inversiones en eficiencia energética y generación de energía a partir de fuentes renovables; promover la competitividad de las empresas, y contribuir al uso eficiente de la energía y la incorporación de energías renovables, a los fines del cuidado del medioambiente y el fomento del desarrollo sostenible.

10.7.6. Biocombustibles

Ley 9397: Adhesión de la Provincia a Ley Nacional n.º 26.093 y declaración de interés público de la promoción de la producción, el procesamiento y el uso sustentable de biocombustibles.

10.8. Situación actual de la legislación

En los últimos años se ha trabajado en definir las reglas de juego para el desarrollo de las energías renovables. Se puede entender que actualmente existe un marco que deberá ser analizado para comprender si se ajusta a la realidad y a las necesidades, tanto de la provincia como del país.

Si bien las bases técnicas y administrativas podrían estar debidamente definidas (aunque es claro que deberán evolucionar con el desarrollo tecnológico), el éxito de las implementaciones y del cumplimiento de la legislación está directamente relacionado con el contexto económico financiero del país, el cual es difícil de predecir, lo que puede impactar en el cumplimiento de las metas fijadas.

11. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se debe poseer una matriz diversa, aunque se cuente con recursos energéticos tradicionales, es importante reducir la dependencia de la importación, el ejemplo de Brasil es uno a tener en cuenta.

El crecimiento y desarrollo dependen fuertemente de la disponibilidad de energía; por lo tanto, todas sus fuentes son importantes, no debemos irnos mucho más allá en el tiempo para comprobar el impacto que esto ha tenido en nuestra balanza comercial y en la disponibilidad de recursos para el crecimiento.

Los biocombustibles juegan un papel importante en la provisión de energía renovable, compiten en este sentido con la provisión de alimentos; por lo tanto, debe lograrse un equilibrio y plantear en forma correcta la estrategia de negocio, manteniendo, en lo posible, ambos objetivos; se debe tener en cuenta qué se produce y a partir de qué.

La Argentina, y Córdoba como provincia agroindustrial, cuenta con un gran potencial para el desarrollo de biocombustibles. La variedad de cultivos que pueden producirse, la disponibilidad de tierras agrícolas, el grado de productividad y competitividad del mercado agroindustrial del país favorecen el crecimiento de este sector energético.

El desarrollo sustentable debería basarse en un marco regulatorio que considere una política de ordenamiento territorial y uso del suelo, que limite los impactos negativos, acompañado de un sistema de políticas de incentivo y promoción (sociales y tecnológicas) que garanticen la sustentabilidad ambiental, social y económica de los biocombustibles.

Los Estados (nacional y provincial) deberán priorizar la generación de mecanismos de promoción e incentivos que ofrezcan oportunidades de desarrollo de este tipo de procesos bioenergéticos. Los biocombustibles agregan valor en la cadena agroindustrial, no solo los biocombustibles que resulten del procesamiento de cultivos energéticos, sino también los derivados del aprovechamiento de los residuos agrícolas, forestales, industriales y urbanos. A nivel mundial existe un mercado que podría absorber los excedentes productivos nacionales.

El sector industrial puede desarrollarse como proveedor de bienes y servicios a partir de la experiencia obtenida en los proyectos que pudieran ponerse en marcha a través de la Ley 27.191 (RenovAr) y la Ley 27.424.

La interconexión regional brinda oportunidades de negocio en ambos sentidos, a la vez que modera y complementa los efectos de las energías renovables extendiendo los límites geográficos del país. Es necesario incluir en este análisis el concepto de independencia energética, si es que se la va a considerar o no como una estrategia nacional. Los países que aprovechen las ventajas geográficas para controlar la red, asumiendo que cuentan con capacidad de gestión, transporte, almacenamiento (hidrógeno) y/o capacidad ociosa de generación, podrán aprovechar mejor los recursos de los que disponen y hacer un uso más eficiente de los mismos; pongamos por caso Noruega, la cual actúa como “la batería” de Europa.

El futuro energético de la Argentina está asegurado en cuanto a la disponibilidad de recursos, posee una variada y amplia gama (solar, eólica, biomasa, geotérmica, hídrica, convencional y no convencional), solo se necesitan políticas coherentes al respecto, tanto en planificación estratégica como en garantía de las inversiones. Ha quedado probada en el presente informe la importancia, para el desarrollo y bienestar de la Nación, de disponer de energía suficiente a precio razonable, al menos comparable a los estándares internacionales.

En mayor o menor medida todos los países han sufrido algún tipo de crisis energética por diversas causas; tener una matriz diversificada permite solventar estas crisis, no por poseer un recurso abundante debe abandonarse el objetivo de la diversificación, quizás el mejor ejemplo en este sentido es China: dispone de los recursos de carbón más abundantes en el planeta (doscientos años) y, aun así, posee el potencial eólico instalado más grande del mundo.

Se debe tener una visión integral del desarrollo energético, los nexos entre la energía, el clima, el transporte, el alimento, el agua, la salud y la economía circular son inseparables y contribuyen al progreso

social y humano. Para obtener una adecuada solución se necesita considerar todos los aspectos involucrados en forma simultánea.

Debe tenerse en cuenta la legislación a la hora de considerar la integración de recursos, esta debe ser complementaria a la de los socios participantes. Las características circunstanciales de las energías renovables hacen imposible el comportamiento unilateral, el recurso debe ser utilizado cuando se dispone y no cuando se quiere proveer, no es el caso del petróleo o el gas, los cuales pueden ver interrumpida su provisión; la tolerancia y concordancia política son necesarias a fin de evitar incertidumbre en el servicio.

Se está produciendo a nivel global un cambio tecnológico que puede ser disruptivo. La inserción de las redes inteligentes con generación distribuida a partir de fuentes renovables permitirá a los usuarios gestionar en forma remota y eficiente su demanda, comercializando la energía de acuerdo con la necesidad del sistema en su conjunto.

Para el país impactará positivamente la diversificación de la matriz energética, generando nuevos mercados e inversiones en el sector eléctrico, permitiendo el desarrollo de nuevos proveedores locales de equipamiento y servicios, la creación de empleo altamente calificado y la necesidad de nuevos conocimientos y desarrollos tecnológicos en universidades y centros de investigación.

Si se trata de determinar objetivos a largo plazo, definir y planificar políticas, fijar estrategias de desarrollo tecnológico, ejecutar acciones coordinadas y verificar la planificación, la Unión Europea se constituye en un líder y referente a nivel mundial en todos estos sentidos y debe ser un ejemplo a estudiar, del cual se pueden extraer valiosas conclusiones y experiencias.

La eficiencia energética brinda oportunidades excepcionales a las pymes, abarca un rango que va desde la producción de bienes a la de servicios, tanto en pequeña como en gran escala, involucrando diferentes industrias, metalmecánica, eléctrica, construcción, electrónica e informática.

Con respecto a la producción de bienes y servicios, se debe pensar que el mundo es mi cliente y el producto global demandado es lo que debo producir, el Estado juega aquí un papel fundamental en la estrategia, soporte y financiación del desarrollo y expansión de la pyme.

Se debe analizar la diversificación de la matriz eléctrica provincial actual. En el año 2018 se registró un aporte del 41,67% de la generación local (EPEC + privada) para satisfacer la necesidad energética de los cordobeses. De esa generación local, el 88,82% provino de centrales térmicas. Además, se necesitó del aporte de casi el 50% del SADI para satisfacer las necesidades de la provincia. La incorporación de otras tecnologías alternativas de generación eléctrica aumentaría la flexibilidad del sistema, reduciendo la dependencia del SADI.

La regionalización de la generación de energía otorga grandes posibilidades de ampliar la capacidad de oferta energética aprovechando la infraestructura de distribución y transporte existente, y la potencialidad de recursos renovables (biomasa, solar, eólica e hidráulica) en el territorio provincial.

La posición geográfica de la provincia y la interconexión eléctrica regional otorgan una fortaleza técnica muy importante que brinda oportunidades para el desarrollo de las energías renovables.

Este aumento de la oferta energética facilitaría el crecimiento y el desarrollo económico regional y, como consecuencia, provincial, al favorecer el aumento de la disponibilidad de energía.

El sector industrial puede verse beneficiado en este proceso como proveedor de bienes y servicios participando activamente de estos proyectos, los cuales podrían generar nuevos mercados e inversiones en el sector eléctrico, permitiendo la creación de empleo altamente calificado y desarrollos tecnológicos que necesiten del apoyo de los centros del conocimiento y de investigación.

Es evidente que las condiciones ambientales actuales a nivel global y el efecto de la contaminación por la actividad humana obligan a tomar medidas inmediatamente para intentar revertir los efectos nocivos producidos. La implementación de energías renovables, acompañada de una gestión eficiente del consumo energético, son los principales caminos a transitar.

La inserción de las nuevas tecnologías en la generación distribuida a partir de fuentes renovables permitirá a los usuarios gestionar eficientemente su demanda. La generación distribuida ofrece una oportunidad de desarrollo que favorecería la diversificación energética, aportando los beneficios técnicos y ambientales que le son propios.

Estas iniciativas deben estar basadas en fuertes políticas estatales tendientes a fomentar y promocionar estas actividades para facilitar la implementación y su desarrollo.

En la provincia existe un potencial importante en el desarrollo de biocombustibles, dado el perfil agroindustrial de la región. Como puede verse en las figuras 65 y 66, Córdoba tiene una destacada presencia en el mercado de producción de bioetanol. En las figuras 67 y 68 se puede ver que la provincia no participa de la producción de biodiésel. Teniendo la materia prima, el potencial productivo (agroindustrial) y el mercado potencial (flotas de transporte de carga y pasajeros), es importante evaluar las oportunidades que derivan de la producción de biodiésel en el territorio provincial.

Todo lo mencionado será posible definiendo políticas de Estado a largo plazo que fijen estrategias de desarrollo y metas ambiciosas pero accesibles. Dichas políticas deberán ser dinámicas, ajustables a la evolución tecnológica. Es claro remarcar que la realidad económica y las prioridades estratégicas que se definan en nuestro país serán los factores que faciliten o dificulten el cumplimiento de los objetivos planteados.

12. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Báez, E. A. y González, V. J. (2018), "Plan de contingencia ante un colapso total del sistema eléctrico provincial", disponible en https://rdu.unc.edu.ar/handle/11086/8935, acceso: 15/11/2019.

BP (2019), "Statiscal Review of World Energy 2019", BP Energy Outlook 2019 on line, disponible en www.bp.com.

Castro Torres, J. I. y otros autores (2017), "La rivalidad Irán-Arabia Saudita en el contexto geoestratégico de la energía", en *Energía y geoestrategia 2017*, Ministerio de Defensa de España, Madrid, España, pp. 189-222.

CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) (2009), "'Tablero de comando' para la promoción de los biocombustibles en Argentina", disponible en https://www.cepal.org/es/publicaciones/3645-tablero-comando-la-promocion-biocombustibles-argentina.

Colthorpe, A., "Stem connects 1MW aggregated virtual power plant in Hawaii", Energy Storage News, disponible en www.energy-storage.news/news/stem-connects-1mw-aggregatedvirtual-power-plant-in-hawaii, (2017).

Con Edison (2016), "A smarter way to control your comfort", disponible en www.coned.com/en/ save-money/rebates-incentives-tax-credits/rebates-incentives-tax-credits-for-residential-customers/bring-your-thermostat-and-get-$85.

EC (2019), "Renewable Energy Progress Report", European Commission, disponible en https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52019DC0225&qid=1559033163855&from=EN.

EEA (2017), Report n.º 11, "Shaping the future of energy in Europe: Clean, smart and renewable", Publications Office of the European Union.

EIA (2019), "U.S. Energy Information Administration", disponible en https://www.eia.gov/beta/international/analysis.php?iso=DEU.

Endesa (2014), "Smartcity Málaga. Un modelo de gestión energética sostenible para las ciudades del futuro", disponible en https://www.endesa.com/content/dam/endesa-com/home/prensa/publicaciones/otraspublicaciones/documentos/SMARTCITY%20MALAGA%20UN%20MODELO%20DE%20GESTION%20ENERGETICA%20SOSTENIBLE.pdf.

EnergyStock, "The hydrogen project HyStock" (2021), disponible en www.energystock.com/hydrogen-conversion.

EPHA (2018), "Press Release: Ongoing growth: heat pump sector continues its positive contribution to Europe's energy and climate targets", European Heat Pump Association, disponible en https://www.ehpa.org/about/news/article/press-release-ongoing-growth-heat-pump-sector-continues-its-positive-contribution-to-europes-ene/.

Escribano, G. (2017), "Energías renovables y renovación de la geopolítica", en Instituto Español de Estudios Estratégicos, *Energía y geoestrategia 2017*, Ministerio de Defensa España, Madrid, España, pp. 19-57.

Guminsky, A. y Von Roon, S. (2017), "Transition Towards an 'All electric World' Developing a Merit Order of Electrification for the German Energy System", Actas del IEWT 2017, 1-31, Viena, Austria, 15 a 17 de febrero de 2017.

IEA (2018), "World Energy Outlook 2018", International Energy Agency Publications.

---------- (2019), "Energy Efficiency 2018. Analysis and Outlooks 2040", International Energy Agency, Market Report Series, disponible en www.iea.org.

IRENA (2016), "Renewable Energy Benefits: Measuring the Economics", International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos.

Jones, D.; Sakhel, A.; Buck, M. y Graichen, P. (2018), "The European Power Sector in 2017", Sandbag and Agora Energiewende.

---------- (2019), "The European Power Sector in 2018", Sandbag and Agora Energiewende.

Kountz, E. (2019), "Cost and CO_2 Emissions from Generating Electricity", Stanford University, disponible en http://large.stanford.edu/courses/2016/ph240/kountz1/.

Mastronardi, L. (2019), "El futuro del sector energético en la Argentina y sus oportunidades", Actas del 2nd LatAm Energy Forum, Santiago de Chile, Chile, 22 al 23 mayo de 2019, disponible en www.argentina.gob.ar/energia.

McConnell, D. (2017), "SA's battery is massive, but it can do much more than store energy", *ABC News*, www.abc.net.au/news/2017-12-05/yessa-battery-is-a-massive-battery-but-it-can-domore/9227288.

Medina, O. (2012), “Redes inteligentes. ¿Realidad, utopía o futuro”, disponible en www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/contenidos_didacticos/publicaciones/redes_inteligentes.pdf.

Nissan Newsroom Europe (2016), “Nissan and Enel launch groundbreaking vehicle-to-grid project in the UK”, disponible en https://uk.nissannews.com/en-GB/releases/release-145248-nissan-and-enel-launch-groundbreaking-vehicle-to-grid-project-in-the-uk.

Pardo, J. M. (2017), “Energía y geopolítica en América Latina”, en Instituto Español de Estudios Estratégicos, *Energía y geoestrategia 2017*, Ministerio de Defensa España, Madrid, España, pp. 99-135.

Pickerel, K. (2018), “Urban Energy Solutions and SunGreen Systems will use Stem’s AI solutions in solar+storage projects”, disponible en www.solarpowerworldonline.com/2018/09/urban-energy-solutions-and-sungreen-systems-will-use-stems-ai-solutions-in-solarstorage-projects/.

Portal de Noticias, Gobierno de la Provincia de Córdoba (2019), “Ya hay 465 interurbanos que funcionan con biodiésel”, disponible en https://prensa.cba.gov.ar/informes-especiales/ya-hay-465-colectivos-del-trasporte-interurbano-que-funcionan-en-cordoba-con-biodiesel/, 30 de junio de 2019.

Quartz Africa (2018), “The global leader in pay-as-you-go solar power is downsizing to stay profitable”, disponible en https://qz.com/africa/1229170/mkopa-solar-lays-off-kenya-uganda-staff-as-itrestructures/.

SGE (2019), “Escenarios Energéticos Argentina 2030”, Secretaría de Gobierno de Energía, Planeamiento Energético, disponible en https://www.argentina.gob.ar/energia.

SOLshare (2017), “Step by step”,disponible en www.mesolshare.com/how-it-works.

Sonnet, F.; Sattler, S.; Monzani, F.; Castro, E. y Rossini, M. (2012), “Biocombustibles y regulación: análisis económico y efectos de la Ley Nacional 26093/06”, *Actualidad Económica*, vol. 22, n.º 78, disponible en https://revistas.unc.edu.ar/index.php/acteconomica/article/view/4660.

Statista (2018), “Internet of Things (IoT) connected devices installed base worldwide from 2015 to 2025 (in billions)”, disponible en www.statista.com/statistics/471264/iot-number-ofconnected-devices-worldwide.

Verón, S. R. y Propato, T. (2015), “La matriz energética Argentina y su impacto ambiental”, *Ciencia Hoy*, 24(144), disponible en http://www.cienciahoy.org.ar.

Wang, W. (2017), “Ancillary Services: An Introduction”, CNREC, disponible en https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Innovative_ancillary_services_2019.pdf.

WEC (2018), “World Energy Trilemma Index 2018”, World Energy Council on line, disponible en https://trilemma.worldenergy.org/.

13. FUENTES

- U.S. Energy Information Administration: https://www.eia.gov/.
- International Energy Agency: https://www.iea.org/.
- World Energy Council: https://www.worldenergy.org/.
- REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century): http://www.ren21.net.
- International Hydropower Association: https://www.hydropower.org/.
- Instituto General Mosconi: http://web.iae.org.ar/.
- Compañía Argentina del Mercado Mayorista Eléctrico Argentino: http://www.cammesa.com.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía: https://www.idae.es.
- Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas: http://www.ciemat.es/.
- Asociación de Empresas de Energías Renovables: https://www.appa.es/.
- Ministerio de Ciencia y Tecnología de España: http://www.ciencia.gob.es/.
- Instituto Español de Estudios Estratégicos: http://www.ieee.es/.
- European Environmental Agency: https://www.eea.europa.eu/.
- Deparment of Economic an Social Affairs, United Nations: https://www.un.org/development/desa/en/.
- United Nations Statistics Division: https://unstats.un.org/unsd/energystats/pubs/pocketbook/.
- International Renewable Energy Agency: www.irena.org.
- Smarter Climate Policy (Sandbag): https://ember-climate.org/.
- Agora Energiewende: www.agora-energiewende.de.
- British Petroleum: www.bp.com.
- Secretaría de Gobierno de Energía: https://www.argentina.gob.ar/energia.
- Cámara Argentina de Energías Renovables: https://www.cader.org.ar/.
- Información Legislativa y Documental: http://www.infoleg.gob.ar.
- Subsecretaría de Ahorro y Eficiencia Energética: http://edificioseficientes.minem.gob.ar/.
- Instituto Argentino de Normalización y Certificación: http://www.iram.org.ar.

• Ministerio de Servicios Públicos (Gobierno de la Provincia de Córdoba): https://ministeriodeserviciospublicos.cba.gov.ar/energias-renovables.
• Organización Latinoamericana de Energía: http://www.olade.org/.

Capítulo 2
Informe de la demanda energética

Juan Carlos Gómez Targarona, Claudio Ariel Reineri, Daniel Humberto Tourn, Héctor Fabián Romero, Sebastián Martín Nesci y Leonardo Daniel Sanchez

1. CONTEXTUALIZACIÓN ENERGÉTICA ARGENTINA

La información empleada en esta sección ha sido procesada a partir de la serie histórica de la información pública de los Balances Energéticos Nacionales (BEN), particularmente orientada al consumo o uso final, ya que el objeto central del trabajo se orienta precisamente hacia la demanda de energía, en particular, la eléctrica.

El período que se muestra va desde el año 1990 hasta el 2016.

Esta sección tiene un doble objetivo de contextualización:

- La situación de la Provincia de Córdoba en el marco del país: en general no serán muchos los ámbitos en los cuales, a nivel provincial, puedan definirse políticas en materia energética que orienten a la provincia en una dirección sustancialmente diferente a la nacional. La visión de la evolución y situación nacional permite asumir algunas situaciones a nivel provincial que resultan útiles para el tema en estudio (por ejemplo, las tendencias de evolución de uso final de la electricidad o el gas natural [GN], por sectores de consumo en la Provincia de Córdoba, que se asume no deberían ser sustancialmente distintas a la nacional).
- Si bien las situaciones y la evolución de los sistemas energéticos de cada país no tienen por qué asemejarse (disponibilidad o no de recursos primarios, niveles de industrialización, estado de desarrollo, etc.), es importante establecer bases comparativas con el objeto de introducir mejoras en las distintas instancias de los mismos.

1.1. Tendencias generales del sistema energético

La figura 1 muestra la evolución general del sistema energético argentino en cuanto a la oferta primaria total y al consumo final de energía, en miles de toneladas equivalentes de petróleo (TEP). Las figuras 2 y 3 muestran las mismas variables para el caso de Alemania y Brasil, respectivamente.

1.2. Tendencias de consumo final por tipos de energía

En este capítulo los términos “fuentes secundarias de energías”, “vectores energéticos” y “tipos de energía” se emplean como sinónimos.

La figura 4 muestra la evolución de la demanda final por tipos de energía como porcentaje del total y el consumo final total de energía, representado en el eje de la derecha.

El consumo energético final ha presentado un valor máximo en 2014 (casi 60 MTEP). Cabe aclarar que el decaimiento iniciado en 2016 se ha mantenido hasta la actualidad, alcanzando nuevamente el valor de 2006.

El tipo de energía dominante es el GN, duplicando prácticamente a sus inmediatos competidores (diésel y electricidad). Es importante destacar que el gas natural de pozo constituye más del 50% del total de la oferta interna primaria desde los inicios de la década pasada, cuyo efecto no es percibido en el uso final, ya que buena parte de tal oferta ha sido transformada en electricidad (aproximadamente un 65% de la electricidad viene siendo de origen fósil y mayoritariamente de GN).

Desde la perspectiva del presente estudio, es de destacar un crecimiento sostenido en la demanda relativa de electricidad, pasando de un 12% en el año 1996 a más de un 20% en la actualidad.

También se observa un ligero pero sostenido incremento en la participación de las motonaftas (esencialmente transporte) y un proceso inverso en el gas licuado (ampliación de las redes de GN).

1.3. Tendencias de consumo final por sectores

Los sectores “comercial y público” y el “agropecuario” han mantenido una participación entre el 6 y el 9% cada uno, de la demanda total durante todo el período. El sector “transporte” ha tenido una participación entre el 26 y el 30% del total, manteniéndose como el sector dominante de la demanda. Tal vez lo más destacable de la serie histórica mostrada resulten ser las tendencias de los sectores “industria” y “residencial”, más aún cuando ambos son comparados. En 1990, el sector industrial representaba 7 puntos porcentuales más que el residencial. En el final del ciclo analizado, la demanda del sector residencial es 5 puntos porcentuales mayor a la industrial, superando el 27% de la demanda total de energía (fig. 5).

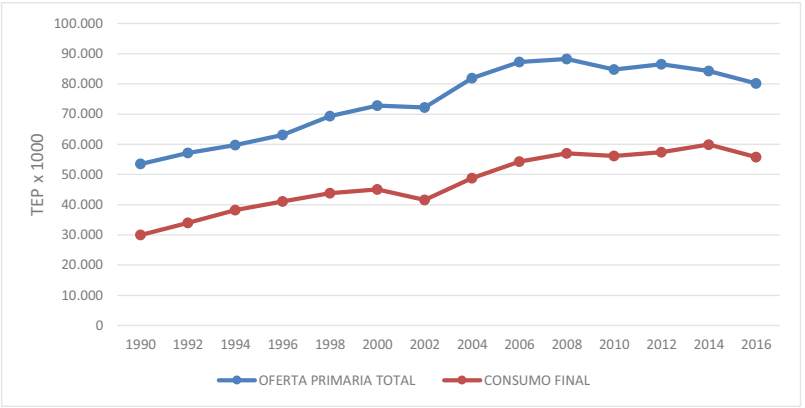


Fig. 1. Evolución de la oferta primaria total y del consumo final de energía en Argentina (fuente: elaboración propia sobre la base de información anual BEN).

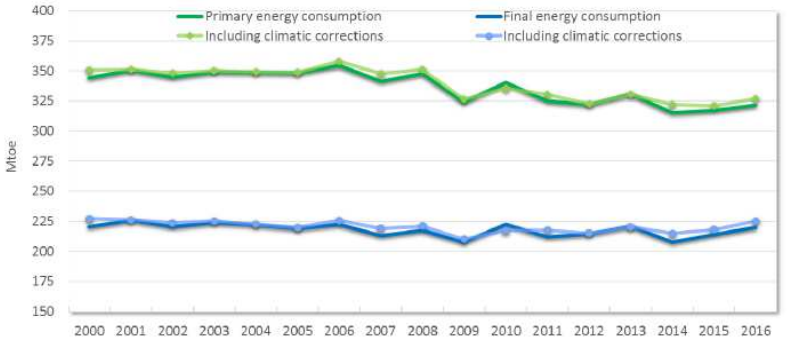


Fig. 2. Alemania (Fuente: López, E. *et al*., 2018).

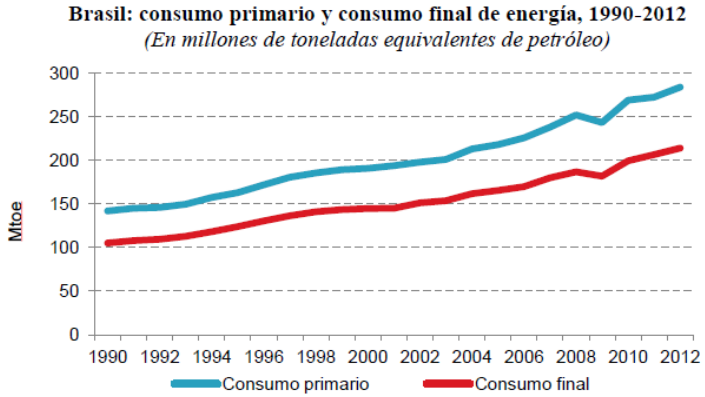


Fig. 3. Brasil (fuente: CEPAL, 2015a).

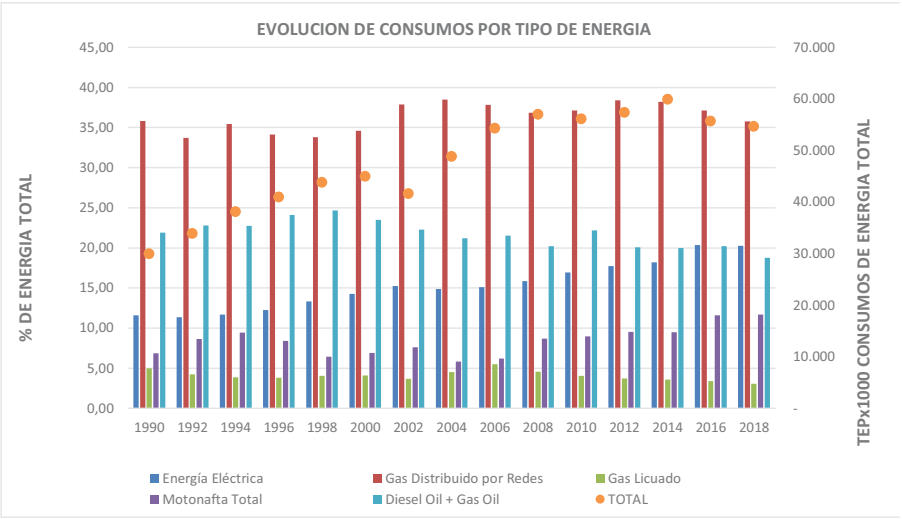


Fig. 4. Consumo final total de energía y demanda final por tipos de energía como porcentaje del total en Argentina (fuente: elaboración propia sobre la base de información anual BEN).

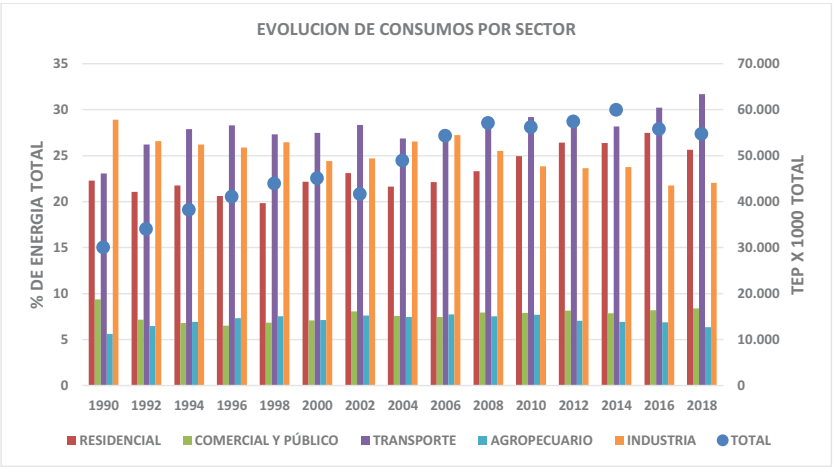


Fig. 5. Consumos finales de energía por sector y demanda final de energía en Argentina (fuente: elaboración propia sobre la base de información anual BEN).

1.4. Tendencias de consumo final de energía eléctrica

En primer lugar se destaca el incremento en el uso final de la electricidad, habiéndose prácticamente triplicado en los veintiséis años observados (de 3500 MTEP a 11.400 MTEP, fig. 6). Resulta poco significativo su aporte a los sectores del transporte y agroindustria. La tendencia es marcadamente decreciente en el sector industrial, destacándose que, en 1990, el 53% de su uso final se encontraba en la industria y hoy se encuentra por debajo del 40%. El sector comercial y público mantiene, en los quince años finales de análisis, una tendencia estable de demanda de alrededor del 25% del total. Es evidente el incremento en la participación de electricidad por parte del sector residencial.

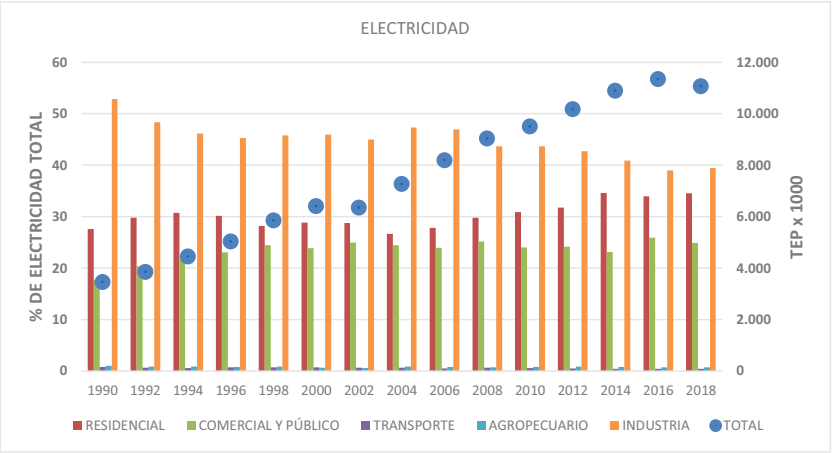


Fig. 6. Consumos finales de energía eléctrica por sector y demanda final de energía eléctrica en Argentina (fuente: elaboración propia sobre la base de información anual BEN).

1.5. Tendencias de consumo final de GN

Algunas cuestiones objetivas hacen que, pese a que el objeto central de estudio sea la demanda de energía eléctrica, la situación del GN necesite ser mínimamente contemplada en paralelo. Entre las más evidentes se encuentran las siguientes:

- Gran parte de la oferta total de electricidad ha sido generada por GN.
- La electricidad y el GN "comparten" el abastecimiento energético de tres sectores que representan más del 60% de la demanda energética total: residencial, industrial, y comercio y público.
- En varios de los requerimientos energéticos de los tres sectores anteriores, el GN y la electricidad pueden actuar como "complementarios" o "sustitutorios".

La tendencia de demanda de GN de los últimos diez años resulta similar a la eléctrica, fundamentalmente para los sectores residencial e industrial (disminuyendo la demanda porcentual de la industria y creciendo la residencial). Cerca de la mitad de los requerimientos de GN (para uso final) se encuentran en el sector residencial (fig. 7).

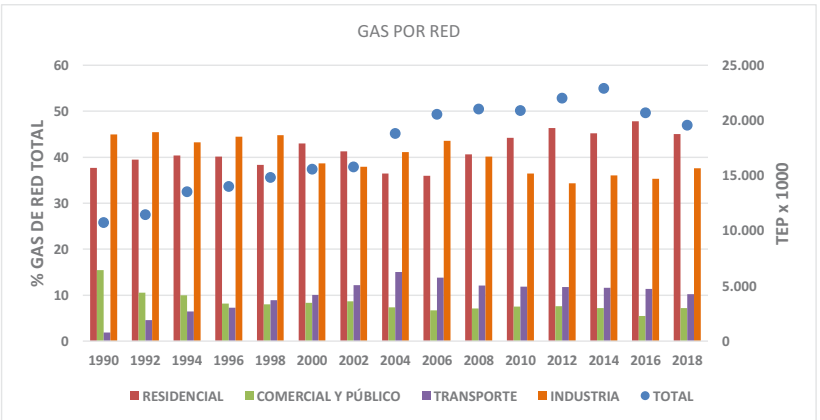


Fig. 7. Consumos finales de gas natural por sector y demanda final de gas natural en Argentina (fuente: elaboración propia sobre la base de información anual BEN).

1.6. Tendencias de consumo final de los sectores residencial, industrial, y comercio y público

Las figuras 8, 9 y 10 muestran la evolución de las demandas energéticas del sector residencial, comercio y público, e industrial, respectivamente.

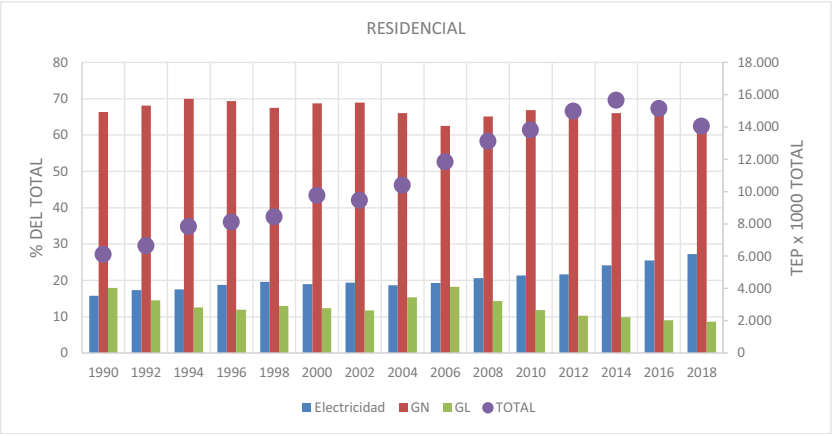


Fig. 8. Abastecimiento energético del sector residencial en Argentina (fuente: elaboración propia sobre la base de información anual BEN).

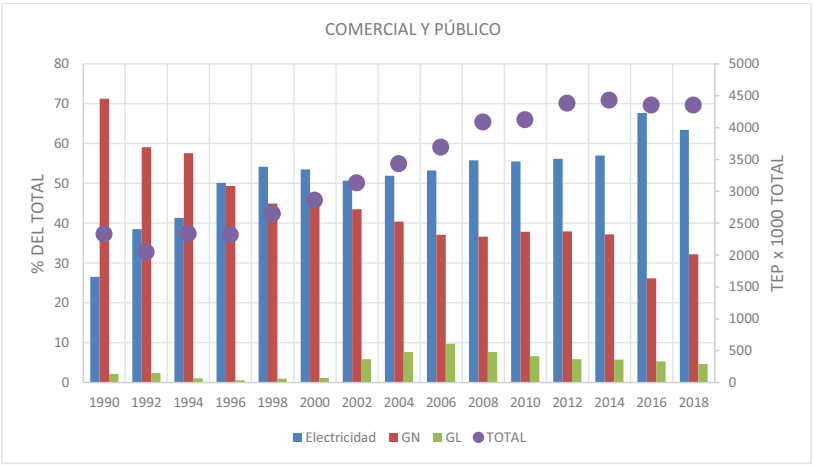


Fig. 9. Abastecimiento energético del sector comercial y público en Argentina (fuente: elaboración propia sobre la base de información anual BEN).

Los tres sectores dependen casi exclusivamente del GN y de la electricidad; el sector industrial y el residencial, mayoritariamente del GN (el efecto se acentúa en el sector residencial). En los tres casos se observa una tendencia creciente en la participación relativa de la electricidad iniciada a mediados de la década pasada. Este efecto es relativamente compensado con una disminución en la participación del GN, fundamentalmente en el sector industrial. La demanda energética total del sector residencial entre los años 2002 y 2014 creció de manera constante a una tasa de aproximadamente 600 MTEP/año.

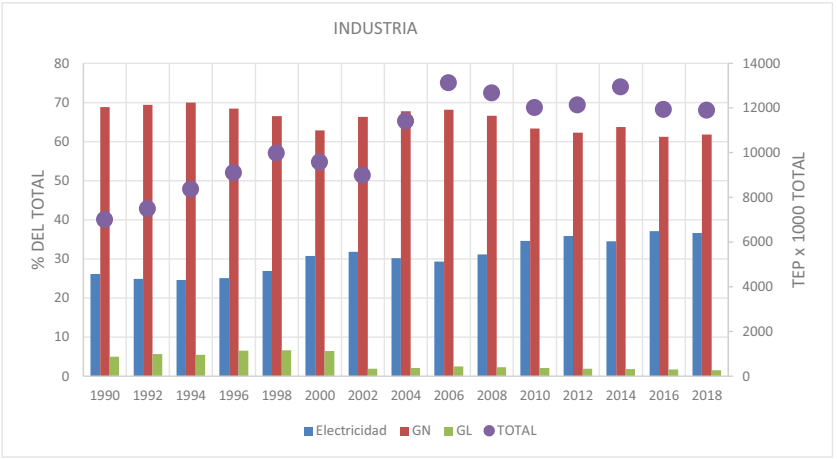


Fig. 10. Abastecimiento energético del sector industrial en Argentina (fuente: elaboración propia sobre la base de información anual BEN).

Algunos de estos aspectos, que parecen resultar una tendencia general a nivel país, serán retomados y profundizados más adelante, centrando la atención en la Provincia de Córdoba. El análisis rápido de los elementos que se acaban de destacar justifica la necesidad de incorporar en el estudio la evolución de la demanda del GN por su eventual "interdependencia" con la de la energía eléctrica.

1.7. Tendencia de indicadores generales de intensidades energéticas

Algunas relaciones generales de uso muy frecuente, como macroindicadores de los sistemas energéticos, vinculan las ofertas primarias totales o los consumos finales de energía con el producto bruto interno (PBI) total o por habitantes. La figura 11 muestra la evolución del PBI per cápita y la población.

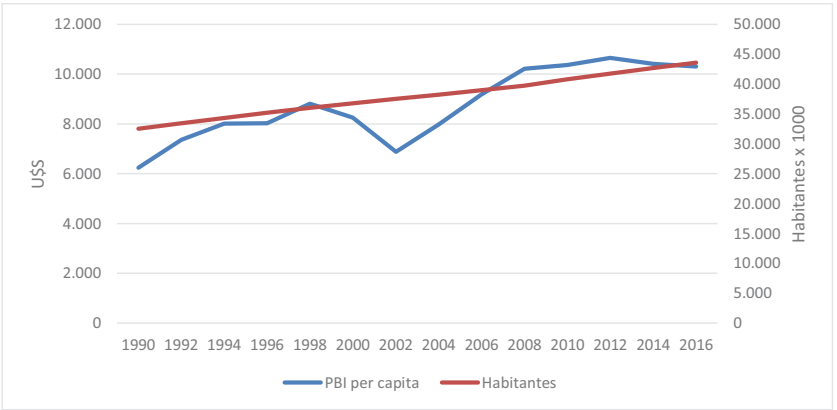


Fig. 11. PBI per cápita y población en Argentina (fuente: elaboración propia sobre la base de información de INDEC y CEPAL).

Los datos de población han sido extraídos del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), y los de PBI, de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) (https://estadisticas.cepal.org/cepalstat/Portada.html).

Es posible observar un período de crecimiento del PBI hasta el año 1997, un ligero estancamiento seguido de profunda baja coincidente con la salida de la "convertibilidad". A ello le sigue un nuevo período de crecimiento sostenido con un amesetamiento desde el 2008.

La figura 12 muestra la evolución de las intensidades energéticas primaria y final, el PBI y la oferta primaria total de energía, respecto de un 100% en el año 1990. La misma podría caracterizarse como de una trayectoria errática; en todo caso, típico de países en vías de desarrollo. Para reafirmar esto es útil la comparación directa con el caso de Alemania, mostrado en la figura 13.

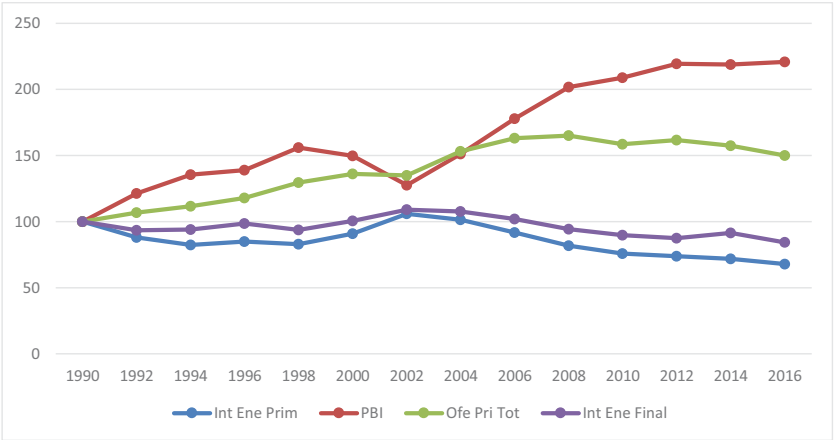


Fig. 12. Intensidad energética primaria y final en Argentina (fuente: elaboración propia sobre la base de información BEN y CEPAL).

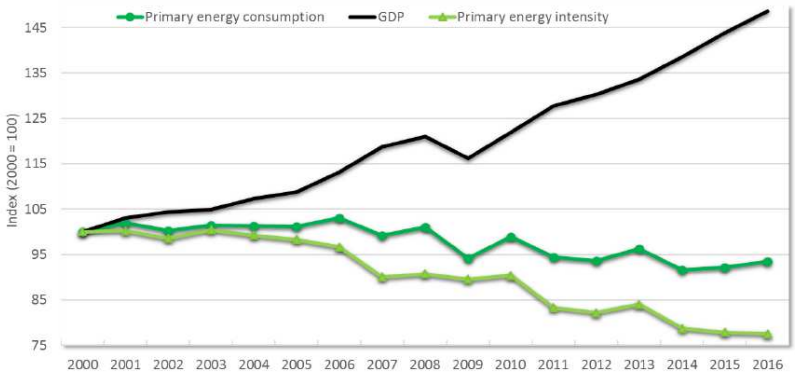


Fig. 13. Intensidad energética primaria y final en Alemania (Fuente: López, E. *et al.*, 2018).

Lo destacable de la evolución de estas variables mostradas en la figura 13 se da a partir de 2009 (pos crisis global): un crecimiento sostenido del PBI, con una intensidad energética y demanda de energía primaria decrecientes. También, hasta sería justificable el ligero incremento de demanda de energía primaria a partir de 2014, si se observa que el mismo es a expensas de un ligero decremento en la intensidad energética.

Retomando el análisis del caso argentino, y centrando la atención en el período 2002-2012, las tendencias resultan "auspiciosas": un PBI que crece de manera sostenida, un crecimiento de la oferta primaria que asciende a un ritmo menor que el PBI e intensidades energéticas decrecientes. El fenómeno suele ser explicado como el de un período subsiguiente a una gran crisis con profunda recesión (con epicentro en diciembre de 2001), eventualmente en este caso acompañado de una situación de contexto económico internacional favorable. Debe destacarse inclusive que el año 2008 resultó muy complicado para la economía mundial, con descensos importantes en los índices de PBI de la mayoría de los países. Los indicadores de

PBI no muestran que Argentina haya sido seriamente afectada por tal fenómeno. Sin embargo, desde 2012 se produce un estancamiento en los indicadores de crecimiento.

1.8. Conclusiones

En el análisis de la evolución de la oferta primaria total y el consumo final de energía en Argentina desde el año 1990 hasta la actualidad, se pueden observar dos períodos claramente identificados con los ciclos económicos. El primero de ellos, a lo largo de la década de los noventa, que culmina con la crisis del 2001-2002, y el consecuente impacto en la demanda energética. El segundo se inicia con la recuperación de la primera crisis y un fuerte crecimiento en el PBI y en la demanda de energía hasta el año 2008, un estancamiento en ambos indicadores y un retroceso a partir de 2015.

Cabe destacarse que, en este último ciclo, sobre la mitad de la etapa de crecimiento, la producción local de energía no puede hacerse cargo de atender la demanda y comienza una necesidad de importación que crece de manera sostenida a partir del año 2008.

Se han mostrado dos casos, a efectos comparativos:

- *Alemania*: una tendencia decreciente en la demanda de energía final y también en la primaria, con inclusive una aproximación entre ambas tendencias. La diferencia relativa de estas tendencias es un buen indicador de la eficiencia de los sistemas de conversión; por ejemplo, buena parte de la electricidad en Alemania ha sido, y sigue siendo, térmica con base en el carbón, que, como todos los procesos termoeléctricos, resulta muy ineficiente. En Argentina es destacable que en el año 2002 el origen de la energía eléctrica hidráulica y térmica eran prácticamente iguales, y en los últimos años casi el 65% de la energía eléctrica es de origen fósil y no más del 25% hidráulica.
- *Brasil*: lo más destacable es la demanda creciente de energía primaria y en el uso final. En este sentido muchos analistas cuando observan la evolución de distintos países coinciden en afirmar que estas tendencias crecientes se invierten cuando se alcanzan las condiciones de "país desarrollado".

Respecto de las tendencias de los energéticos en el uso final y las demandas sectoriales de los mismos se destaca:

- Desde hace casi veinte años, el GN constituye el combustible que abastece entre el 35 y el 40% del uso final de energías. Esta mirada se completa cuando se sabe que al menos un 65% de la electricidad es de origen fósil y, de ella, casi el 80% proviene del GN.
- La electricidad, que hace treinta años representaba poco más del 10% de la energía de uso final, hoy representa el 20%. Esto es coincidente con las tendencias a nivel global.
- Las motonaftas y el diésel representan casi el 35% del uso final y ambas son de uso casi exclusivo para el transporte. El GN y la electricidad son preponderantes en los otros tres sectores de fuerte impacto: residencial, servicios y público e industria.
- La electricidad viene teniendo una participación relativamente estable en el sector servicios, decreciente en el industrial y creciente en el residencial. Dicha tendencia es tal que actualmente están en el mismo orden, cuando hace treinta años más del 50% de la demanda de electricidad le pertenecía a la industria y el residencial no alcanzaba el 30%.
- Más del 98% de la electricidad tiene por destino los usos residenciales, servicios e industria (transporte más agropecuario no alcanzan el 2%).
- Los tres sectores destacados en el punto anterior son abastecidos energéticamente y de manera casi exclusiva por GN y electricidad (solo en el residencial existe una presencia de gas licuado que no alcanza el 10% de la participación relativa).

Las últimas apreciaciones sugieren que un estudio de demanda del sector eléctrico no debería ignorar de manera absoluta lo que sucede con el GN, más aún cuando en alguno de los usos finales puede haber sustituciones de relativa importancia en su uso (por ejemplo: calefacción con electricidad en lugar de GN).

2. CARACTERIZACIÓN SOCIOECONÓMICA Y ENERGÉTICA DE LA PROVINCIA DE CÓRDOBA

En lo que sigue, se presenta un conjunto de información que permite una caracterización, cuantitativa y cualitativa, general del mercado de la energía eléctrica (EE) en la Provincia de Córdoba. Para ello, en primer lugar, se identifican las fuentes de información que se han empleado.

2.1. Fuentes de información relativas a demandas energéticas en la Provincia de Córdoba

Se han empleado tres fuentes de información respecto de las demandas energéticas de la Provincia de Córdoba. Las mismas son:

• *INFO_TIPO_1*: basada en la información anualizada de consumos finales de energía que se presentan en la web de la Secretaría de Energía de la Nación (Informes estadísticos del sector eléctrico: http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3253).
En esta fuente se reportan informes de energía facturada a usuario final y la cantidad de usuarios asociada a tal facturación. Las categorías allí descriptas son:

- residencial
- comercial
- industrial
- servicios sanitarios
- alumbrado público
- tracción
- riego
- oficial
- rural
- otros

Dentro de la categoría "tracción" no se registra información. La categoría "otros" no se encuentra especificada y los montos de energía reportados bajo este concepto resultan totalmente insignificantes.
La información se desglosa por cada departamento de la Provincia y en cada departamento se distinguen los distribuidores según sus correspondientes áreas concesionadas: cooperativas o la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC).
En cada departamento se consigna también la información respecto de usuarios categorizados como grandes usuarios menores del mercado mayorista (GUME) en dos subcategorías: comerciales (GUME COM) e industriales (GUME IND).

• *INFO_TIPO_2*: se trata de la serie 2005-2018 de la demanda por hora de EE para el total provincial, incluyendo demanda GUME y autogeneradores, provista por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), demandada del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista). Naturalmente esta medición es global y no identifica ninguna categoría. Debe destacarse que esta información es reconstruida a partir del Sistema de Medición Comercial (SMEC), que se basa en mediciones de potencia cada quince minutos y se integran por hora. Esta aclaración, respecto de la metodología de medición, es necesaria si se pretendiera encontrar congruencia con otras referencias de energía en las cuales el parámetro ha sido la "energía facturada".

• *INFO_TIPO_3*: información por mes publicada por la Dirección de Estadísticas y Censos de la Provincia de Córdoba (https://datosestadistica.cba.gov.ar/dataset/sector-servicios-publicos) desde 2010 en adelante, donde se especifican los consumos mensuales categorizados en: residencial, general y servicios, grandes consumos, cooperativas de electricidad, gobierno y otros usuarios, alumbrado público, servicio de agua y rural. Cabe aclarar que la categoría "cooperativas" se presenta como un todo (por ejemplo, no es posible identificar las demandas residenciales de las rurales).

2.2. Información demográfica y socioeconómica general

La tabla 1 describe aspectos demográficos y socioeconómicos que permiten una contextualización general de la Provincia de Córdoba.

2.3. Evolución y tendencias de la demanda de energía

2.3.1. Evolución general

La figura 14 muestra la evolución de la demanda de EE en la Provincia de Córdoba y su variación porcentual interanual. Se observa que durante un período de diez años (2005-2015) la demanda de EE casi llega a duplicarse (1,8 veces), aunque no se trata de un incremento lineal, ya que las tasas interanuales han sido bastante irregulares. En el año 2016 se observa una retracción de la demanda muy próxima al 6% y se ha mantenido tal tendencia hasta la actualidad.

En la figura 15 se muestra la evolución de la cantidad de usuarios de EE abastecidos por alguna empresa distribuidora en la Provincia de Córdoba y su variación porcentual interanual. El incremento en el número de usuarios es sostenido y prácticamente constante en el período 2005-2015, a razón de unos 45.000 por año, con un estancamiento en el último año considerado. También se debe destacar que la cantidad de usuarios como tal está dominada por los residenciales.

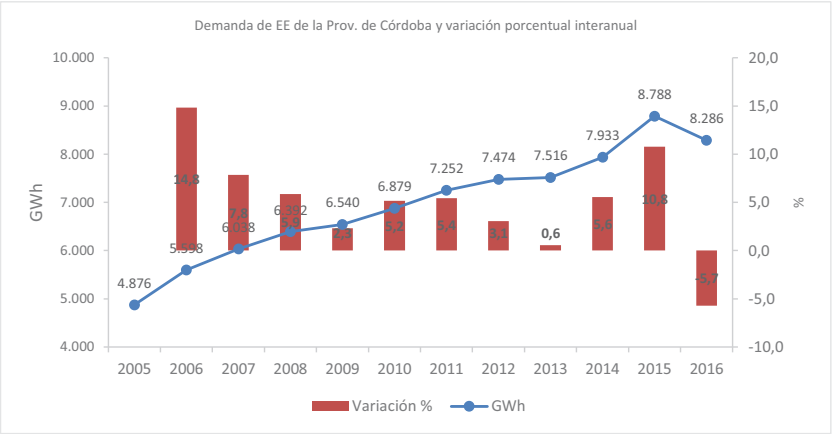


Fig. 14. Demanda de EE en la Provincia de Córdoba y su variación porcentual interanual (fuente: elaboración propia sobre la base de información INFO_TIPO_1).

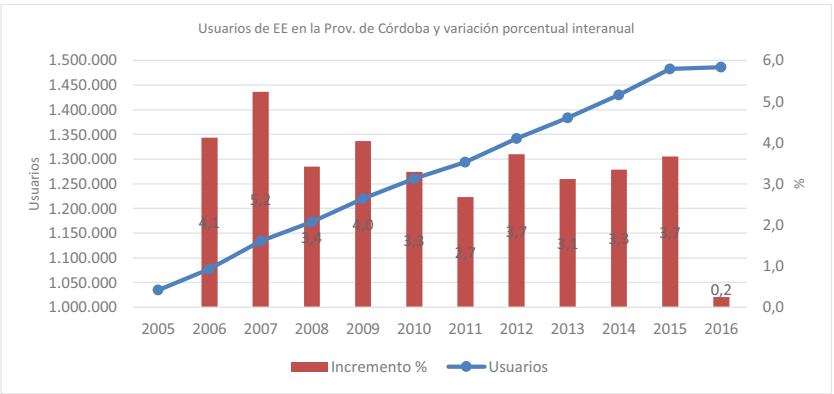


Fig. 15. Usuarios de EE en la Provincia de Córdoba y su variación porcentual interanual (fuente: elaboración propia sobre la base de información INFO_TIPO_1).

2.3.2. Evolución por categorías de usuarios

Las figuras 16 y 17 muestran la evolución de las demandas de EE por categorías de usuarios. Centrando la atención en quienes constituyen la demanda mayoritaria, se observa, hasta al menos el año 2015, una tendencia creciente de la demanda de los sectores residencial, industrial y comercial. Tal tendencia se mantiene en el sector residencial en el último año, pero cae sustancialmente (casi un 20%) en el sector industrial. También deben destacarse los crecimientos relativos del residencial e industrial: en el año 2005 la demanda industrial atendida por las distribuidoras (o sea, sin contabilizar los GUME industriales) era casi un 20% mayor que la residencial. En el año 2007 ambas demandas son prácticamente iguales, y a partir de allí las tendencias predominantes se invierten. Cuando al sector industrial se le adicionan los correspondientes GUME industriales, entonces aún predomina como sector mayoritario, pero con una aproximación sostenida de los residenciales.

Tabla 1. Información Censo Nacional de Población del año 2010, publicado por la Dirección General de Estadística y Censos de la Provincia de Córdoba.

Departamentos	Habitantes		Viviendas	Ocupadas	Uso temporal (ejemplo: vacaciones)	comercio, oficina, consultorio	Departamentos	Casas	Hogares	media de personas por hogar	Combustible para cocinar		
	Cantidad	% del total									GN	Garrafa o Tubo	Electricidad
Calamuchita	54.730	1,65	27.312	16.270	5.029	108	906	25.658	16.915	3,0	3.614	5.137	12
Capital	1.329.604	40,18	472.417	383.594	1.312	8.314	134.162	332.555	414.237	3,2	282.744	9.626	1.860
Colón	225.151	6,80	74.060	60.380	2.451	483	4.027	69.040	63.780	3,5	17.663	2.934	170
Cruz del Eje	58.759	1,78	18.638	15.265	324	155	393	17.495	15.948	3,6	-	479	15
General Roca	35.645	1,08	13.752	11.340	97	77	64	13.417	11.608	3,0	1.743	174	16
General San Martín	127.454	3,85	50.236	40.341	368	761	7.553	42.139	41.871	3,0	28.893	1.129	25
Ischilín	31.312	0,95	10.712	8.389	325	56	154	10.321	8.734	3,6	2.141	381	4
Juárez Celman	61.078	1,85	22.833	19.211	199	131	714	21.799	19.745	3,1	10.010	330	7
Marcos Juárez	104.205	3,15	40.874	34.404	462	315	544	39.869	35.476	2,9	21.480	777	17
Minas	4.727	0,14	2.105	1.447	142	13	3	1.889	1.495	3,1	-	155	-
Pocho	5.380	0,16	2.327	1.563	181	16	18	1.897	1.611	3,3	-	197	-
Pte. Roque Sáenz Peña	36.282	1,10	14.350	11.895	164	98	278	13.881	12.111	3,0	3.722	262	8
Punilla	178.401	5,39	80.893	52.983	10.134	426	9.932	69.973	55.253	3,0	11.134	10.560	148
Río Cuarto	246.393	7,45	100.246	78.485	1.989	1.086	12.798	86.414	80.878	3,0	47.561	3.075	61
Río Primero	46.675	1,41	16.553	13.142	203	65	438	15.577	13.652	3,4	1.531	268	16
Río Seco	13.242	0,40	5.051	3.688	197	71	36	4.735	3.846	3,4	-	268	4
Río Segundo	103.718	3,13	36.622	30.976	253	254	849	35.335	32.090	3,2	17.699	507	18
San Alberto	37.004	1,12	14.649	9.816	1.738	54	501	13.617	10.320	3,5	-	1.792	8
San Javier	53.520	1,62	19.301	15.006	985	177	541	18.219	15.855	3,3	3.044	1.162	2
San Justo	206.307	6,23	76.481	64.404	620	678	5.091	70.649	66.832	3,1	19.999	1.298	83
Santa María	98.188	2,97	35.783	26.707	2.851	251	2.086	33.111	28.144	3,4	8.447	3.102	45
Sobremonte	4.591	0,14	1.638	1.233	49	1	6	1.571	1.311	3,4	-	50	5
Tercero Arriba	109.554	3,31	42.429	35.121	339	448	1.948	40.099	36.058	3,0	22.694	787	10
Totoral	18.556	0,56	6.713	5.142	347	21	144	6.449	5.363	3,4	1.392	368	1
Tulumba	12.673	0,38	5.563	3.944	318	32	50	5.230	4.041	3,1	-	350	-
Unión	105.727	3,20	40.673	33.807	413	294	961	39.222	34.669	3,0	17.501	707	11
Total Provincial	**3.308.876**	**100,00**	**1.232.211**	**978.553**	**31.490**	**14.385**	**184.197**	**1.030.161**	**1.031.843**	**3,2**	**523.012**	**45.875**	**2.546**

Las restantes categorías incluidas en la figura 17, todas juntas (servicios sanitarios, riego, rural, oficial y GUME comerciales), se aproximan a la demanda de los GUME industriales.

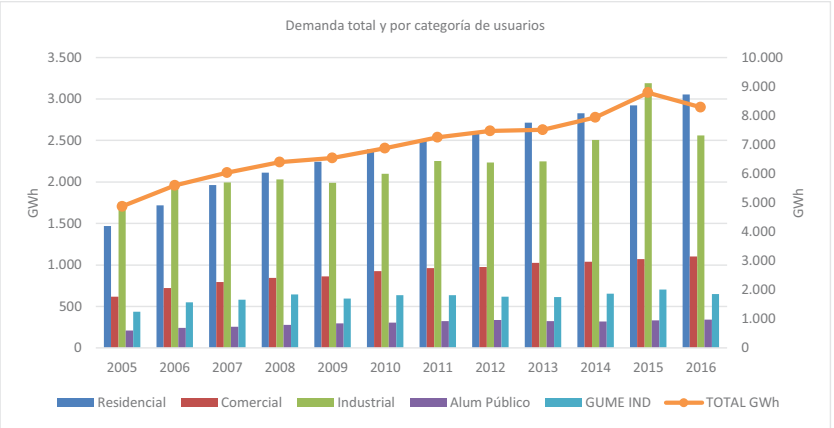


Fig. 16. Demanda total y por categorías de EE (fuente: elaboración propia sobre la base de información INFO_TIPO_1).

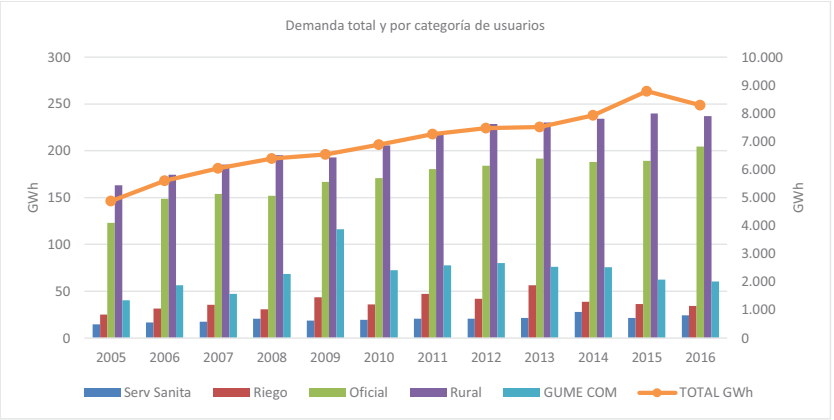


Fig. 17. Demanda total y por categorías de EE, complemento figura 16 (fuente: elaboración propia sobre la base de información INFO_TIPO_1).

La tabla 2 muestra la cantidad de usuarios de las categorías dominantes y el total en el año 2005. También se expresan tales cantidades en porcentaje respecto del total del mismo año.

	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	E. Rural	TOTAL
Cantidad	881.480	109.204	5.442	11.940	24.379	1.032.445
% del total	85,19	10,55	0,53	1,15	2,36	100,00

Tabla 2. Usuarios eléctricos en 2005 (fuente: elaboración propia a partir de información INFO_TIPO_1).

La figura 18 muestra cómo ha sido la evolución de la cantidad de usuarios de manera porcentual tomando como base el año 2005.

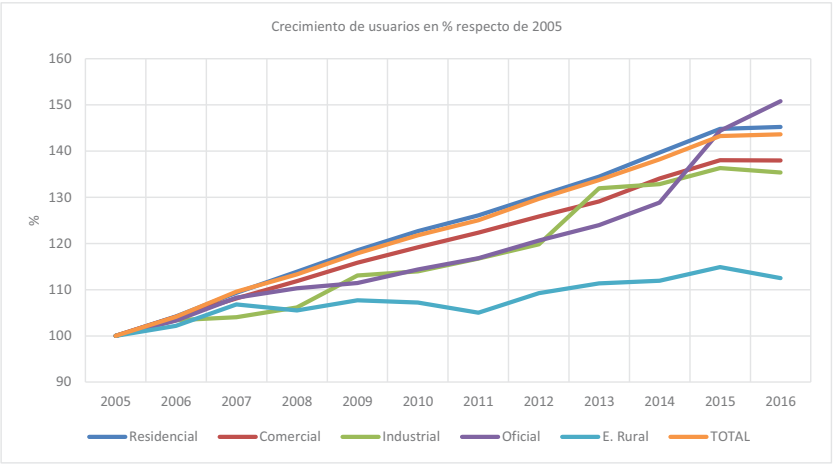


Fig. 18. Evolución de la cantidad de usuarios de manera porcentual tomando como base el año 2005 (fuente: elaboración propia a partir de información INFO_TIPO_1).

Naturalmente la tendencia general es dominada por los residenciales, ya que en el período analizado constituyen siempre entre el 85 y el 86% del total de usuarios. Se destaca un ligero pero sostenido decremento porcentual en la categoría "comercial". Este efecto se acentúa en los usuarios rurales, donde el incremento no alcanzó el 15%, muy por debajo de las categorías restantes.

2.3.3. Distribución geográfica y evolución

La tabla 3 muestra los incrementos porcentuales en la demanda de EE por departamentos y como porcentaje de lo que había sido el año 2008, para los años 2012 y 2016, y en la tabla 4 se muestra la evolución de la cantidad de usuarios usando el mismo criterio.

Departamento	Energía		
	MWh 2008	2012 (% de 2008)	2016 (% de 2008)
Calamuchita	81.946	113,97	134,55
Capital	2.441.585	110,80	122,96
Colón	299.989	118,67	145,62
Cruz del Eje	52.657	119,09	156,49
General Roca	54.260	112,33	122,56
General San Martín	286.718	123,62	136,66
Ischilín	25.455	123,75	137,12
Juárez Celman	256.751	110,37	140,07
Marcos Juárez	177.004	115,90	129,36
Minas	1.817	109,34	131,65
Pocho	2.705	123,56	138,52
Pres. Roque Sáenz Peña	61.824	116,66	124,20
Punilla	280.256	125,54	151,18
Río Cuarto	410.673	119,48	135,05
Río Primero	79.014	146,57	196,54
Río Seco	28.636	141,50	171,21
Río Segundo	200.158	120,47	129,80
San Alberto	48.357	126,16	151,02
San Javier	58.059	121,70	138,88
San Justo	494.074	119,01	134,37
Santa María	298.314	104,03	115,04
Sobremonte	2.710	122,50	154,25
Tercero Arriba	492.973	101,34	104,07
Totoral	56.519	113,80	116,81
Tulumba	6.839	237,12	272,95
Unión	192.236	116,82	127,10
Total	**6.391.529**	**114,34**	**129,01**

Tabla 3. Incrementos porcentuales en la demanda de energía por departamentos y como porcentaje del 2008 (fuente: elaboración propia a partir de información INFO_TIPO_1).

Departamento	Usuarios		
	2008	2012 (% de 2008)	2016 (% de 2008)
Calamuchita	22.790	118,36	145,28
Capital	449.635	117,44	126,14
Colón	57.175	120,16	139,82
Cruz del Eje	15.397	116,82	137,27
General Roca	13.312	110,70	117,62
General San Martín	50.010	117,85	130,43
Ischilín	9.959	109,98	119,94
Juárez Celman	20.954	106,51	121,21
Marcos Juárez	44.732	107,22	112,87
Minas	944	112,18	128,39
Pocho	1.242	118,28	146,30
Pres. Roque Sáenz Peña	14.690	107,08	114,57
Punilla	76.001	118,81	138,80
Río Cuarto	98.976	112,49	124,39
Río Primero	14.041	115,34	134,07
Río Seco	4.074	109,28	118,51
Río Segundo	37.819	109,09	121,81
San Alberto	12.701	111,83	129,43
San Javier	20.861	100,58	118,00
San Justo	81.476	111,22	124,65
Santa María	29.476	119,43	143,28
Sobremonte	963	120,56	135,51
Tercero Arriba	44.085	103,59	117,83
Totoral	5.482	111,88	123,20
Tulumba	3.333	100,36	108,94
Unión	42.488	108,76	116,41
Total	**1.172.616**	**114,44**	**126,74**

Tabla 4. Incrementos porcentuales en la cantidad de usuarios por departamentos y como porcentaje del 2008 (fuente: elaboración propia a partir de información INFO_TIPO_1).

La tabla 5 expresa porcentualmente la participación de los departamentos por energía entregada y cantidad de usuarios, existente al año 2016.

Departamento	% respecto del total Provincia año 2016	
	Energía	Usuarios
Calamuchita	1,34	2,23
Capital	36,41	38,16
Colón	5,30	5,38
Cruz del Eje	1,00	1,42
General Roca	0,81	1,05
General San Martín	4,75	4,39
Ischilín	0,42	0,80
Juárez Celman	4,36	1,71
Marcos Juárez	2,78	3,40
Minas	0,03	0,08
Pocho	0,05	0,12
Pres. Roque Sáenz Peña	0,93	1,13
Punilla	5,14	7,10
Río Cuarto	6,73	8,28
Río Primero	1,88	1,27
Río Seco	0,59	0,32
Río Segundo	3,15	3,10
San Alberto	0,89	1,11
San Javier	0,98	1,66
San Justo	8,05	6,83
Santa María	4,16	2,84
Sobremonte	0,05	0,09
Tercero Arriba	6,22	3,50
Totoral	0,80	0,45
Tulumba	0,23	0,24
Unión	2,96	3,33
Total	**100,00**	**100,00**

Tabla 5. Participación de los departamentos por energía entregada y cantidad de usuarios existente al año 2016 (fuente: elaboración propia a partir de información INFO_TIPO_1).

2.4. Energía y usuarios por proveedor

Se puede decir que la EPEC es la propietaria y responsable del sistema de transmisión provincial y que, además, tiene concesionada la distribución de la EE de, en general, medianas y grandes urbanizaciones. Por otro lado, a nivel provincial existen doscientas cuatro cooperativas que tienen bajo su concesión una cantidad similar de poblaciones, en general más pequeñas que las operadas por la EPEC, además de la distribución rural en zonas adyacentes a tales poblaciones. También existen los grandes usuarios del mercado eléctrico mayorista (GUME) que adquieren la EE en el MEM, pero el abastecimiento se materializa a través de las redes propiedad de la EPEC y/o de cooperativas.

La tabla 6 muestra la evolución en la participación de las diferentes partes en el mercado eléctrico provincial respecto al volumen de energía facturada y la cantidad de usuarios. En términos de energía entregada, puede decirse que un 64% de la energía es comercializada por la EPEC; un 28%, por las cooperativas, y el 8% restante, en el MEM. El hecho de que los GUME resulten en cantidad de usuarios prácticamente insignificantes (entre 60 y 80 en total durante el período observado) frente al resto hace que, cuando de usuarios específicamente se hable, la división del mercado es 70 y 30%, entre la EPEC y cooperativas, respectivamente.

	% de energía total				% de usuarios totales		
	EPEC	Coop.	GUME	Total	EPEC	Coop.	Total
2005	61,31	28,88	9,82	4.862.064	69,08	30,92	1.032.963
2006	62,35	26,83	10,82	5.584.234	69,06	30,94	1.075.456
2007	62,79	26,80	10,41	6.022.719	69,49	30,50	1.131.981
2008	62,47	26,38	11,15	6.377.966	69,67	30,32	1.171.097
2009	62,78	26,35	10,86	6.525.924	70,13	29,87	1.217.911
2010	63,63	26,07	10,30	6.862.294	70,50	29,49	1.258.339
2011	63,71	26,41	9,89	7.234.847	70,51	29,48	1.292.006
2012	62,78	27,68	9,54	7.310.399	70,85	29,15	1.340.159
2013	62,85	27,97	9,18	7.496.390	70,97	29,02	1.382.202
2014	63,66	27,12	9,22	7.914.048	71,08	28,92	1.428.581
2015	65,80	25,48	8,72	8.768.872	70,58	29,42	1.480.922
2016	63,26	28,14	8,60	8.266.212	70,20	29,79	1.484.509

Tabla 6. Participación de las diferentes partes en el mercado eléctrico provincial respecto al volumen de energía facturada y a la cantidad de usuarios (fuente: elaboración propia sobre la base de información INFO_TIPO_1).

Puede observarse, en cuanto a la energía comercializada, que existiría entre 1 y 2 puntos porcentuales de avance de la EPEC sobre los provistos en el MEM.

2.5. Consumos promedios por categoría y distribuidora

Resulta importante una mirada general respecto de la evolución de los "consumos promedios" por cada categoría. En lo que sigue se observan las tendencias generales del sector residencial, comercial, industrial y rural, y también en cada una de ellas según el proveedor (EPEC y cooperativas).

La figura 19 muestra el crecimiento en la demanda de energía promedio (kWh/año) de los usuarios residenciales distinguiendo los usuarios de la EPEC, de las cooperativas y del conjunto (EPEC + cooperativas). Naturalmente este indicador surge del cociente entre el volumen total de energía facturada y la cantidad de usuarios, asumiendo tal magnitud como "consumo promedio". En el año 2005 los valores promedios de consumo por usuario fueron 1663, 1679 y 1667 kWh/año, para los clientes de la EPEC, cooperativas y del conjunto, respectivamente. O sea, la demanda media anual para el primer año observado fue prácticamente la misma independientemente del proveedor. Sin embargo, ya sobre el año 2011 el usuario promedio de la EPEC demanda casi un 15% más de energía que uno de las cooperativas. A partir del 2011 y hasta el 2016, esta diferencia se mantiene en aproximadamente un 10%.

Un aspecto a tener en cuenta en el análisis de este fenómeno es que los usuarios de la EPEC se corresponden con los de medianos y grandes centros urbanos: cabeceras departamentales (Villa María, Río Cuarto, San Francisco, etc.) y la ciudad capital provincial, que por sí sola representa prácticamente el 40% de los usuarios residenciales.

En la figura 20 se muestra la evolución de los consumos promedios a nivel comercial. En todo caso lo destacable aquí es que, sobre el final del ciclo analizado, el consumo medio de los usuarios comerciales atendidos por cooperativas tiende a ser aproximadamente el mismo que los de la EPEC, y en promedio han observado un incremento de la demanda individual del orden del 25%.

La figura 21 muestra la evolución de los consumos medios a nivel industrial. En este caso, se puede observar que, a excepción de la discontinuidad del año 2015, en los usuarios dependientes de la EPEC, la evolución de los "clientes típicos" de la EPEC y de las cooperativas se ha mantenido en el tiempo, al igual que la diferencia entre ambos: casi tres veces mayor la demanda media de un cliente Industrial de EPEC que uno de las cooperativas.

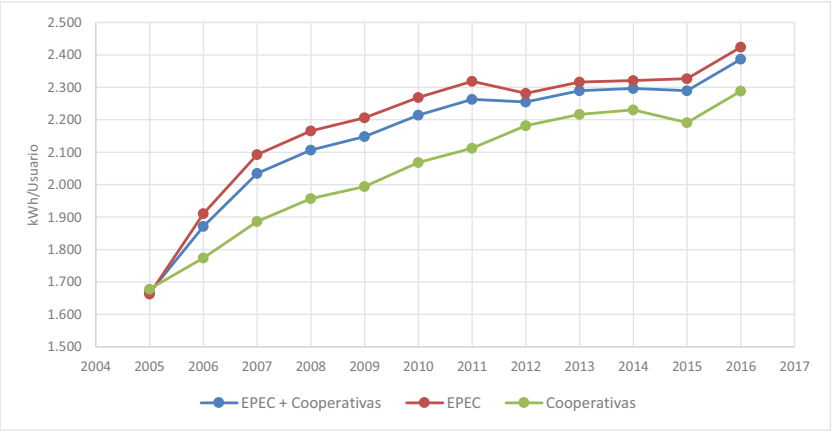


Fig. 19. Demanda promedio de energía de los usuarios residenciales (fuente: elaboración propia sobre la base de información INFO_TIPO_1).

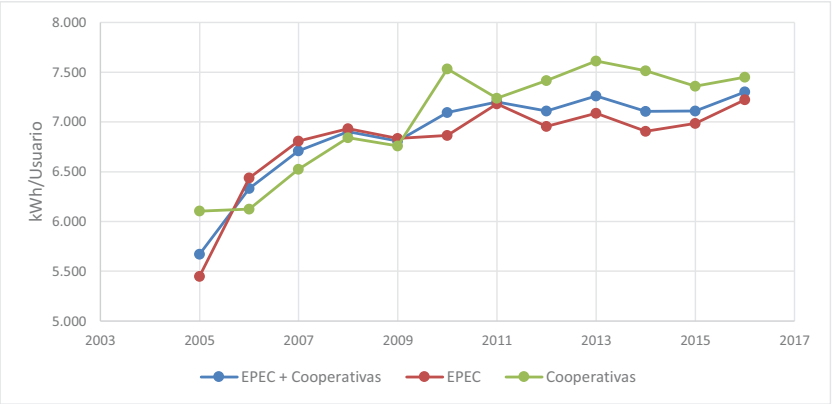


Fig. 20. Demanda promedio de energía de los usuarios comerciales (fuente: elaboración propia sobre la base de información INFO_TIPO_1).

La figura 22 muestra el caso de los usuarios rurales, el cual es un mercado casi exclusivo de las cooperativas (solo el 2% de estos usuarios son de la EPEC). Aquí se destaca un crecimiento sostenido entre 2005 y 2011 (a una tasa ligeramente superior a los 300 kWh/año), quedando luego estabilizado poco por encima de los 8500 kWh/usuario. El crecimiento del consumo promedio de energía por usuario ha sido prácticamente del 30% en el período en cuestión.

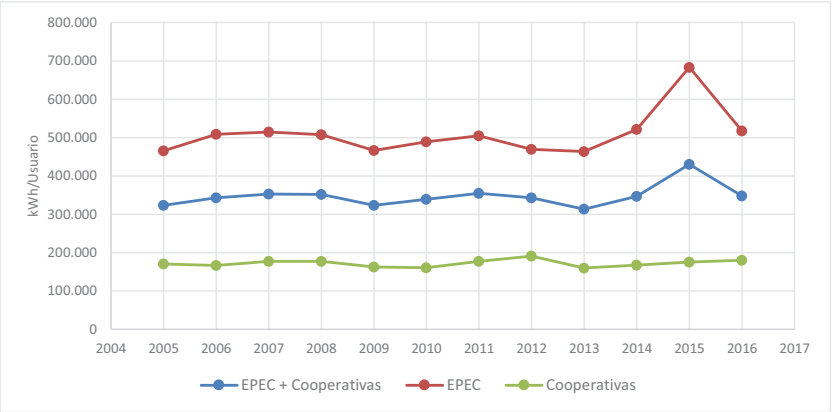


Fig. 21. Demanda promedio de energía de los usuarios industriales (fuente: elaboración propia a partir de información INFO_TIPO_1).

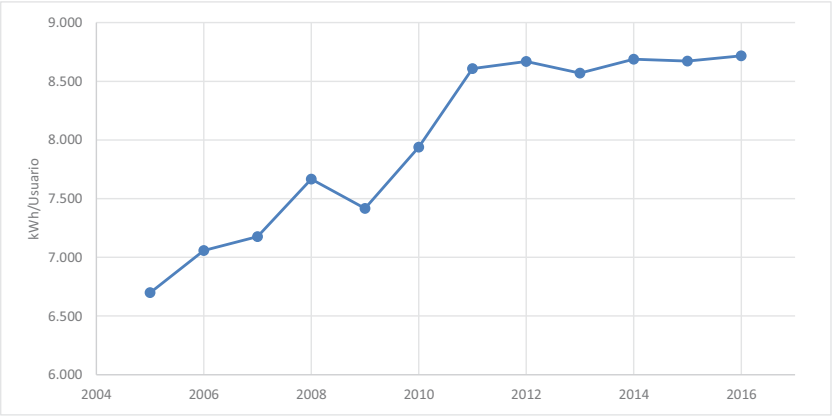


Fig. 22. Demanda promedio de energía de los usuarios rurales (fuente: elaboración propia a partir de información INFO_TIPO_1).

3. INDICADORES ENERGÉTICOS DE LA PROVINCIA DE CÓRDOBA

3.1. Introducción

Es definitivamente claro que las grandes decisiones en políticas energéticas deben inexorablemente valerse de indicadores que permitan evaluar la toma de decisiones y, con posterioridad, el impacto de las mismas. En este apartado, a partir de la información que se ha podido recabar y que, en general, es de origen muy diverso y no específicamente obtenida para uso de "indicadores energéticos", se presentan y desarrollan algunos indicadores básicos.

Si bien el estudio está centrado específicamente en la EE, se plantea la necesidad de incorporar, al menos ligera y complementariamente, el mercado del GN. Esto se justifica esencialmente ya que en Argentina, y en Córdoba en particular, se verifican las siguientes situaciones:

- La EE y el GN son energéticos que abastecen prácticamente la totalidad de tres de las cinco clasificaciones de uso final de la energía: residencial, comercial, y público e industria.
- Juntas representan prácticamente el 65% de los usos finales (30% transporte y poco más del 5% agropecuario).
- La EE y el GN satisfacen:
    - Prácticamente el 95% de los requerimientos energéticos residenciales (cerca del 25% la EE y 70% aproximadamente el GN).
    - Casi el 95% de los requerimientos energéticos del sector comercial y público (en proporciones invertidas al sector residencial, 25% el GN y aproximadamente el 70% la EE).
    - Más del 95% de los requerimientos energéticos de la industria (más del 60% el GN y casi un 40% la EE).
- Por disponibilidad y para determinados usos en los sectores en cuestión, calefacción, por ejemplo, ambos pueden resultar sustitutos energéticos.

3.2. Organización de la información

3.2.1. Información de energía eléctrica

Con el objetivo de mantener para esta parte del estudio las categorizaciones empleadas en el Balance Energético Nacional, y que en principio son coincidentes con las empleadas a nivel global, se distinguirán las siguientes categorías (sobre la base de información en INFO_TIPO_1):

- residencial;
- comercial, en la cual se han agrupado las categorías anteriores: comercial, servicios sanitarios, alumbrado público y oficial (a partir de las categorías discriminadas en la fuente de información: Secretaría de Energía de la Nación);
- industrial.

Por las razones antes expuestas, no han sido considerados ni analizados el sector de transporte y agropecuario.

3.2.2. Información de gas natural

La información que se emplea sobre el GN es extraída de la página del Ente Nacional Regulador del Gas (Enargas) (https://www.enargas.gob.ar/secciones/transporte-y-distribucion/datos-operativos.php), en cuanto a volumen entregado a usuarios finales y cantidad de usuarios.

Las categorías allí identificadas son:

- residencial;
- comercial;
- industrial;
- centrales eléctricas;
- entes oficiales;
- subdistribuidores;
- GNC (uso automotor);
- otros.

A los fines del presente trabajo, y siguiendo con el razonamiento empleado en el título anterior para la EE, las categorías serán:

- residencial;
- comercial, como la agregación de comercial y entes oficiales;
- industrial.

No se incorpora el GN destinado a centrales eléctricas, ya que, como se desprenderá más adelante, en parte se podría estar incurriendo en una doble contabilidad.

Tampoco serán considerados los subdistribuidores. El volumen comercializado en esta categoría es realmente poco significativo y no se especifican los usos finales.

El GNC no se incorpora ya que el mismo tiene por destino el transporte.

A título ilustrativo, en el último año considerado y de manera aproximada, las cuotas partes de demanda de GN fue de 26% para uso residencial, 4% para uso comercial, 28% para centrales eléctricas, 3% para distribuidoras y 18% para GNC. Cabe destacar que los efectos estacionales en la demanda de GN resultan ser considerablemente marcados: alta demanda invernal en el sector residencial y, en menor medida, en el comercial, que afectan el volumen dedicado en esas estaciones a la generación de EE y a la industria en menor proporción. Algunos efectos de estacionalidad se analizarán más adelante en conjunto con la EE.

La información de la que se dispone se encuentra en metros cúbicos correspondientes a 9300 kcal por mes. La cantidad de usuarios que se tomará es el valor medio de todos los meses correspondientes al año en cuestión.

3.3. Visión general de tendencias de GN y macroeconómicos de la Provincia de Córdoba

3.3.1. Gas natural

La figura 23 muestra la evolución de la demanda de GN en miles de m^3 de 9300 kcal. Resulta destacable un incremento de prácticamente el 75% de la demanda de GN por parte del sector residencial, que puede ser explicado en gran medida con la figura 24, por un incremento del 50% en el número de usuarios y considerablemente menos en el consumo por usuario.

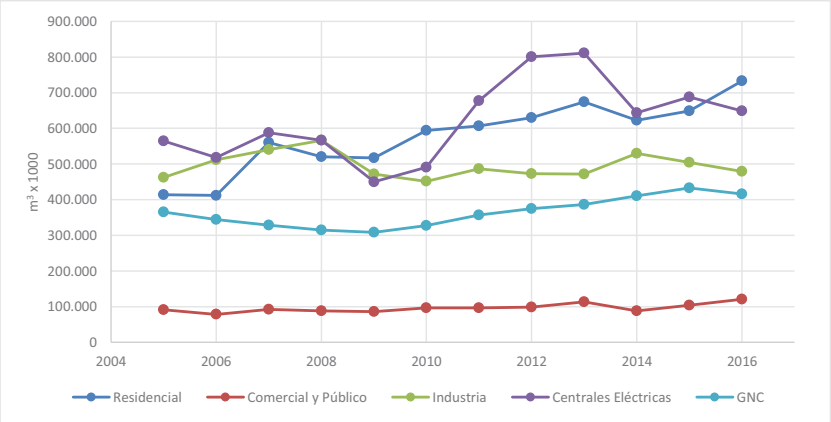


Fig. 23. Demanda de GN en la Provincia de Córdoba (fuente: elaboración propia a partir de información de ENARGAS).

Demanda residencial:

La figura 24 muestra la evolución de la demanda promedio por usuario y de la cantidad de usuarios residenciales. El promedio del consumo por usuario durante el período observado es de 1050 m^3/año. Prácticamente el 60% de la demanda de GN residencial tiene por destino la calefacción y, por lo tanto, es muy dependiente de las temperaturas medias y extremas invernales (Gil, S. y Prieto, R., 2013). Estudiar tendencias de consumo individual, fundamentalmente a nivel residencial, y comercial y público, implica, entonces, introducir "factores de corrección por temperatura" (este tema se retomará más adelante). La tasa de incremento de usuarios a la red de GN se mantiene prácticamente constante en poco más de 20.000 usuarios/año. En principio, sería observable un incremento en los consumos domiciliarios individuales de GN.

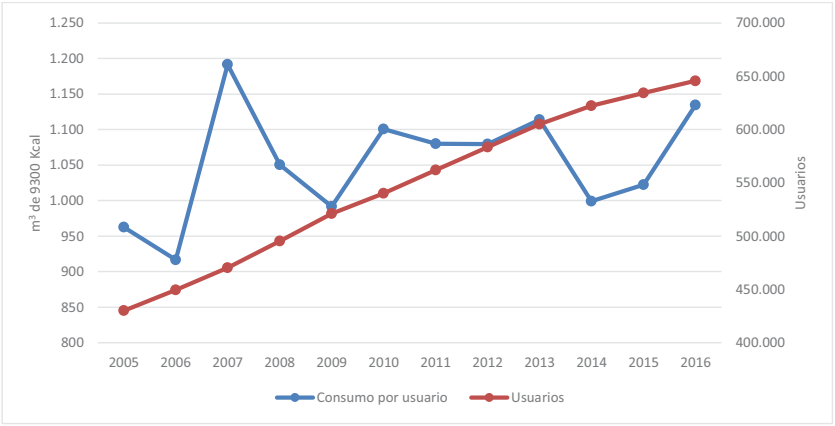


Fig. 24. Demanda promedio por usuario y cantidad de usuarios residenciales de GN (fuente: elaboración propia sobre la base de información de ENARGAS).

Demanda comercial y pública:

La figura 25 muestra la evolución de la demanda por usuario y de la cantidad de usuarios del sector comercial y público. La tasa de incremento de usuarios a la red de gas se mantiene prácticamente constante (aunque con un sensible amesetamiento en los últimos tres años) en poco menos de 1000 usuarios/año. Si se compara la tasa de crecimiento de nuevos usuarios para el sector residencial, y el comercial y público, y se toma como referencia la cantidad de usuarios de cada sector, el crecimiento relativo de ambos sectores es similar.

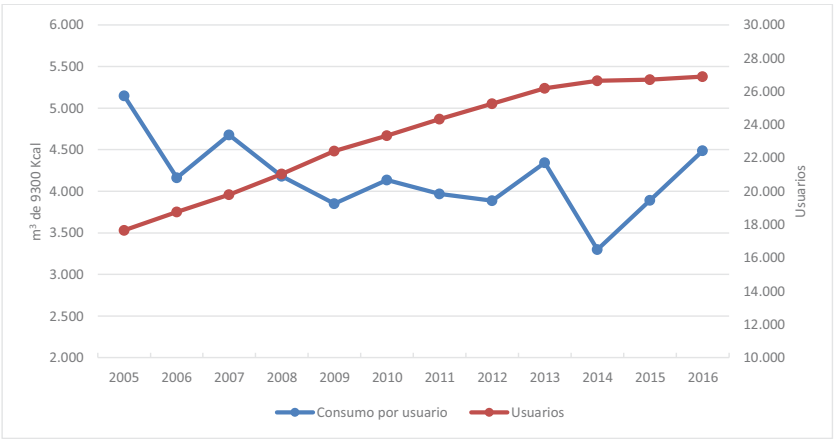


Fig. 25. Demanda promedio por usuario y cantidad de usuarios de GN del sector comercial y público (fuente: elaboración propia sobre la base de información de ENARGAS).

Demanda industrial:

La figura 26 muestra la evolución de la demanda por usuario y de la cantidad de usuarios del sector industrial. La demanda media permanece sustancialmente constante. Si se compara la tasa de incremento de nuevos usuarios relativos a las categorías anteriores, este sector se ha desarrollado menos que los otros.

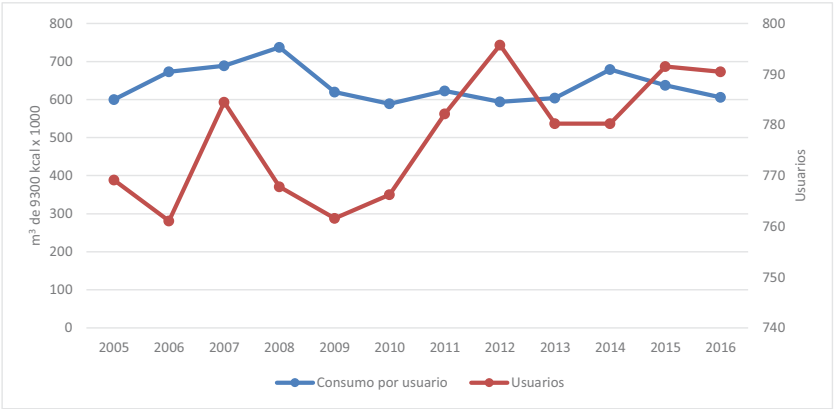


Fig. 26. Demanda promedio por usuario y cantidad de usuarios de GN del sector industrial (fuente: elaboración propia sobre la base de información de ENARGAS).

La figura 27 muestra la evolución del total de la demanda de GN y su variación interanual de la Provincia de Córdoba. El volumen de GN considerado es la suma de los sectores residencial, comercial, industrial y distribuidores (no se incluyen centrales eléctricas ni GNC). Es importante recalcar que la demanda de GN siempre estará estrechamente relacionada con las temperaturas medias invernales, ya que constituye la principal fuente de calefacción. El efecto de la temperatura media invernal es claramente evidenciado en la observación de ambas magnitudes para el año 2007 (un invierno particularmente severo).

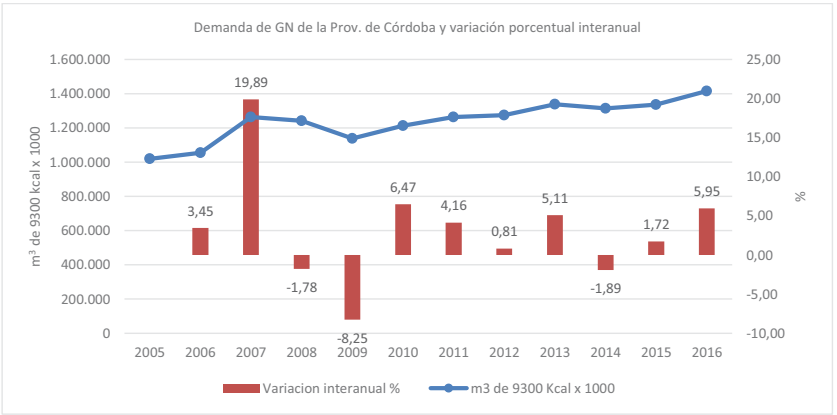


Fig. 27. Demanda de GN y variación interanual en la Provincia de Córdoba (fuente: elaboración propia sobre la base de información de ENARGAS).

3.3.2. Evolución de variables macroeconómicas

La definición y el empleo de indicadores de eficiencia energética estarán en general muy ligados a otros indicadores generales o específicos que cuantifiquen los niveles de actividad económica o generación de riqueza de un país o región. En tal sentido, son de uso prácticamente universal indicadores que permitan evaluar las tendencias generales de "eficiencia de procesos productivos" o de empleo de la energía por algún sector en particular. Muchos de estos indicadores poseen "metodologías estandarizadas" para su determinación, lo que también permite la comparación entre países o regiones para sectores en general o específicos, cuando la disponibilidad de información así lo permita. Cuando estos indicadores se refieren al sector residencial, y como se desarrollará más adelante, estarán basados en general en la relación de los consumos energéticos con, por ejemplo, la población o la cantidad de viviendas u hogares. Cuando los sectores que se analizan son los de la industria o servicios, entonces, las relaciones de consumos de energías

se han de referir a indicadores de crecimiento basados en la producción; por ejemplo, el producto bruto interno. Este tipo de relaciones e indicadores también constituirá una herramienta muy importante en las predicciones de demandas energéticas ya que, como es de suponer, el "crecimiento económico" y la "demanda de energía" tienen una vinculación importante.

En procura de una primera aproximación a la aplicación de indicadores a la Provincia de Córdoba, resulta indispensable recurrir a información específica de producto geográfico bruto que regularmente determina y publica la Dirección General de Estadísticas y Censos de la Provincia de Córdoba. Para ello, se agrupan las distintas actividades económicas de acuerdo con la Clasificación Internacional Industrial Uniforme de todas las Actividades Económicas de Naciones Unidas, facilitándose, de esta manera, las comparaciones a escala internacional. En tal sentido, el producto geográfico bruto se determina en dos grandes sectores, los cuales, con sus correspondientes subsectores, son:

- Producción de bienes:
  - ► agricultura, ganadería, caza y silvicultura;
  - ► minería;
  - ► industria manufacturera;
  - ► suministros de electricidad, gas y agua;
  - ► construcción.
- Producción de servicios:
  - ► comercio al por mayor y al por menor;
  - ► hoteles y restaurantes;
  - ► transporte, almacenamiento y comunicaciones;
  - ► intermediación financiera;
  - ► actividades inmobiliarias, empresariales y de alquiler;
  - ► administración pública y defensa;
  - ► enseñanza;
  - ► servicios sociales y de salud;
  - ► otras actividades de servicios comunitarios, etc.;
  - ► hogares privados con servicio doméstico.

Si bien las maneras en que estos indicadores económicos suelen ser presentados son varias, aquí esencialmente se emplearán tres:

- A precios de un determinado año de referencia o año base (en la actualidad, el 2004): de manera directa si se obtienen las cantidades de todos los años y se multiplica por los precios del año base, o de manera indirecta si se aplican índices de volumen físico (IVF) a los valores del año base, o bien se deflactan para cada año los valores corrientes.
- A precios corrientes: se estima el valor agregado bruto (VAB) en cada año de la misma forma que se calculó en el año base. El método indirecto supone estimar el VAB correspondiente a cada año extrapolando el VAB del año base mediante un índice de valor (IV), o bien mediante el IVF conjuntamente con un índice de precios (IP).
- Como variaciones interanuales, en este caso respecto de los valores basados en el 2004.

La última opción resulta generalmente apropiada para una rápida visualización de tendencias cuando se la compara con otra variación interanual; por ejemplo, la de la demanda de algún energético.

En la figura 28 se muestra la evolución del Producto Geográfico Bruto (PGB) de la Provincia de Córdoba a precios básicos, por categoría, en precios de 2004. La figura 29 muestra la variación porcentual interanual de precios básicos (2004) del PGB. Si bien no es posible identificar una correlación directa, es importante la observación conjunta de esta última figura con las de la variación interanual de las demandas de EE y de GN, con la idea de visualizar la relación entre las variaciones de PGB y las demandas de energía.

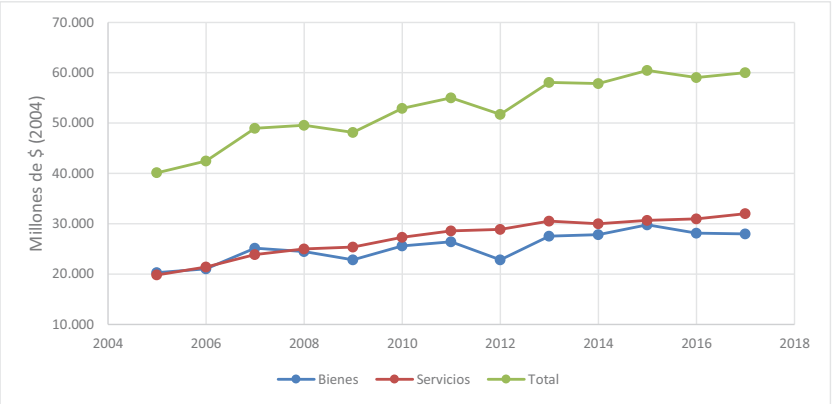


Fig. 28. Productos geográficos brutos en millones sobre base 2004 (fuente: elaboración propia a partir de información de la Dirección General de Estadísticas y Censos de la Provincia de Córdoba).

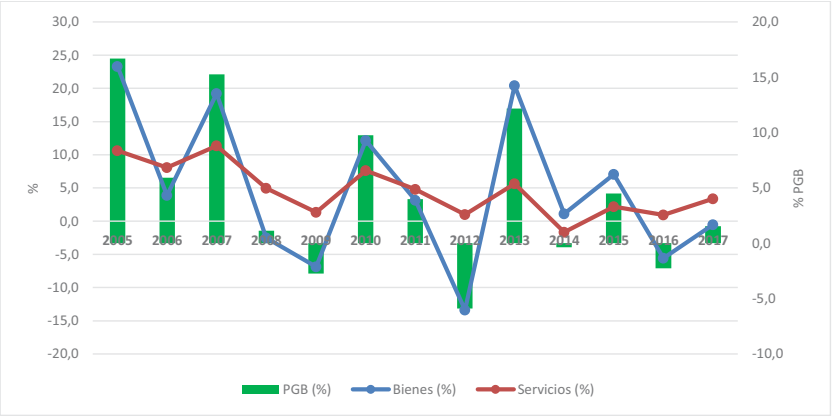


Fig. 29. Variaciones porcentuales interanuales del PGB (fuente: elaboración propia sobre la base de información de la Dirección General de Estadísticas y Censos de la Provincia de Córdoba).

3.4. Indicadores energéticos por sectores

Sector residencial

En la figura 30 se muestra la evolución de los consumos de EE y GN de aquellos usuarios (hogares) que, se asume, disponen de ambos servicios. Lo mostrado surge de los consumos medios de electricidad por usuario y los consumos medios de GN por usuario que se presentaron anteriormente. Aquí se supone que un *usuario* constituye un *hogar* que habita una *vivienda*. En principio esto representaría el consumo promedio de ambos energéticos por hogar en la Provincia de Córdoba, determinado a partir de quienes disponen de ambos servicios. La tendencia es de un consumo promedio estabilizado alrededor de las 1,2 TEP por hogar, a pesar de que sigue siendo destacable que los consumos no han sido corregidos por temperatura.

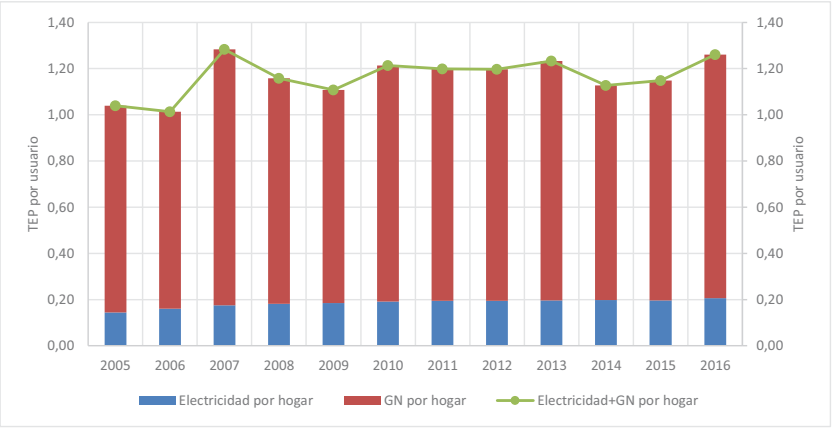


Fig. 30. Demanda promedio de GN y EE de los hogares que poseen ambos servicios (fuente: elaboración propia, información INFO_TIPO_1 y ENARGAS).

La figura 31 muestra la evolución de la demanda energética promedio por habitante. Esta estimación supone, a partir de la información de la figura anterior, que cada hogar está compuesto por 3,2 personas (Censo 2010). Esta estimación podría haberse basado en la suma de la electricidad y el GN demandado por el sector residencial dividido por la cantidad de habitantes. En tal caso, se produciría una sobreestimación de consumo de GN, ya que aproximadamente un 35% de los hogares ("usuarios") aún no disponen del servicio.

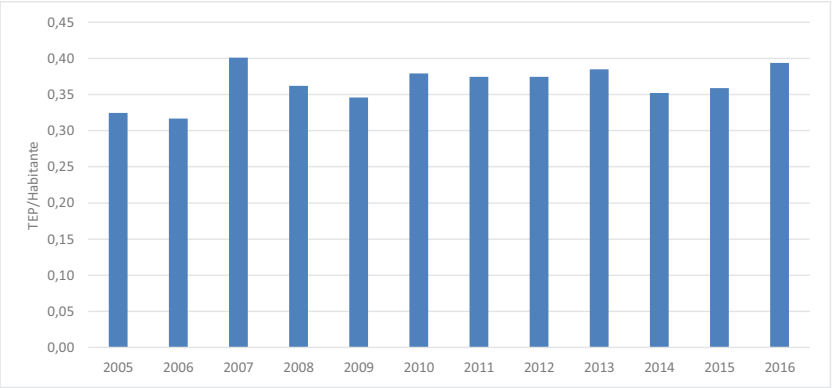


Fig. 31. Demanda promedio de GN y EE de los hogares que poseen ambos servicios (fuente: elaboración propia, información INFO_TIPO_1 y ENARGAS).

En la figura 32 se expresa conceptualmente algo ya mostrado, pero que resulta atinado que sea recordado en conjunto con las dos anteriores figuras. Se trata del consumo promedio por hogar y año de EE, que está siendo mostrado en otra escala (TEP), y por una cuestión de escalas no se percibe en su verdadera magnitud.

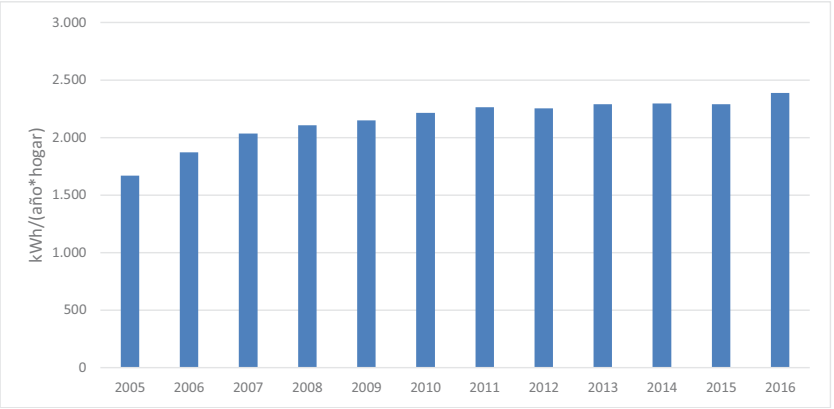


Fig. 32. EE promedio por usuario/hogar (fuente: elaboración propia, información INFO_TIPO_1).

Comparaciones

Brasil:

En primer lugar, cabe destacar que en la misma referencia de la figura se observa la tendencia descendente de habitantes por vivienda de aproximadamente 3,5 en 2005 a 3,2 en 2012 (3,2 es el valor adoptado para Córdoba de acuerdo con el dato del censo 2010) (fig. 33).

El consumo medio por hogar salta de casi 1600 kWh en 2005 a cerca de 1900 en el 2012 (aprox. el 20%); durante el mismo período, en Córdoba el incremento de consumo fue de 1700 a casi 2300 (aprox. el 30%).

Respecto del consumo medio por vivienda, el valor es casi una tercera parte del cordobés; pero aquí la diferencia central está en que prácticamente no existe necesidad de calefacción. Sin embargo, es destacable la tendencia decreciente y sostenida de la demanda total de energía por hogar.

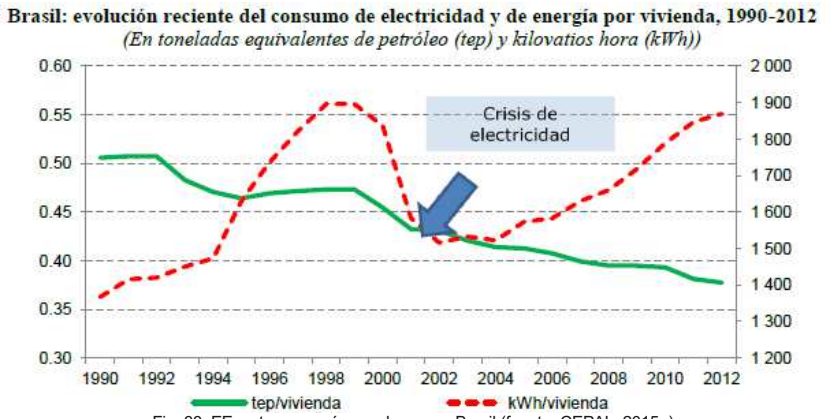


Fig. 33. EE y otras energías por hogar en Brasil (fuente: CEPAL, 2015a).

Chile:

Si bien en el período analizado se observa una tendencia creciente en el consumo de energía eléctrica por hogar (aprox. 25% en veinticuatro años), en el período superpuesto al que se analiza en Córdoba tal magnitud se mantuvo prácticamente constante, próximo a los 1900 kWh (fig. 34).

En cuanto al consumo total por hogar, no se aclara si existe corrección por temperatura, pero es posible observar un decremento en esta demanda, menor al 10% en todo el período mostrado, con valores muy próximos a los aquí estimados (1,2 TEP/hogar).

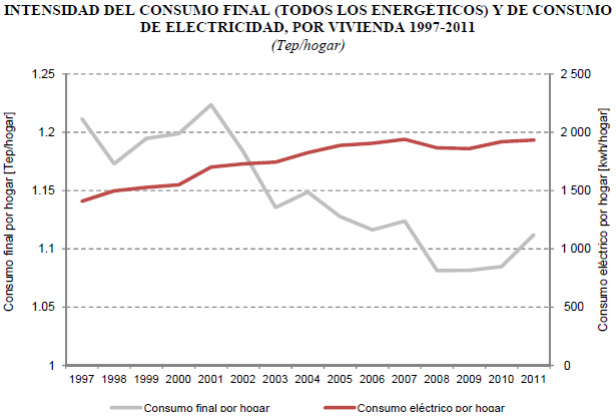


Fig. 34. EE y otras energías por hogar en Chile (fuente: CEPAL, 2014).

Uruguay:

Durante los seis años mostrados, se ve un incremento de alrededor del 10% en la demanda energética total por hogar, aunque tales valores son aproximadamente la mitad de los estimados en Córdoba (fig. 35).

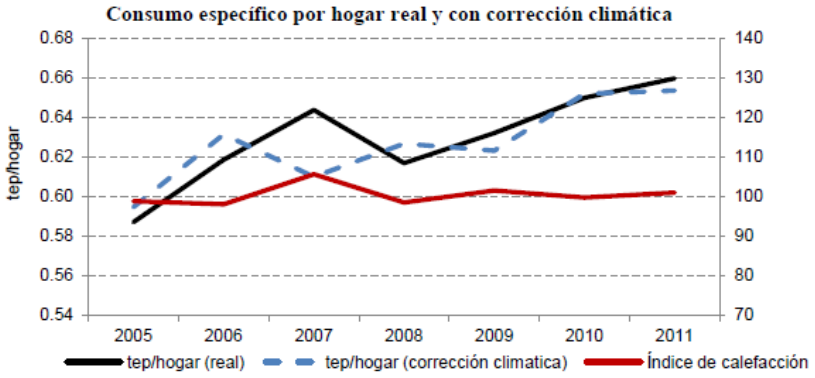


Fig. 35. EE y otras energías por hogar en Uruguay (fuente: CEPAL, 2015b).

México:

En este caso, la variable mostrada es el consumo total per cápita para el sector residencial. Superponiendo los períodos de análisis (2005-2015), se aprecia una disminución del 10% en el consumo y con valores considerablemente por debajo a los estimados para la Provincia de Córdoba, asumiendo 3,2 personas por hogar según Censo 2010 (fig. 36).

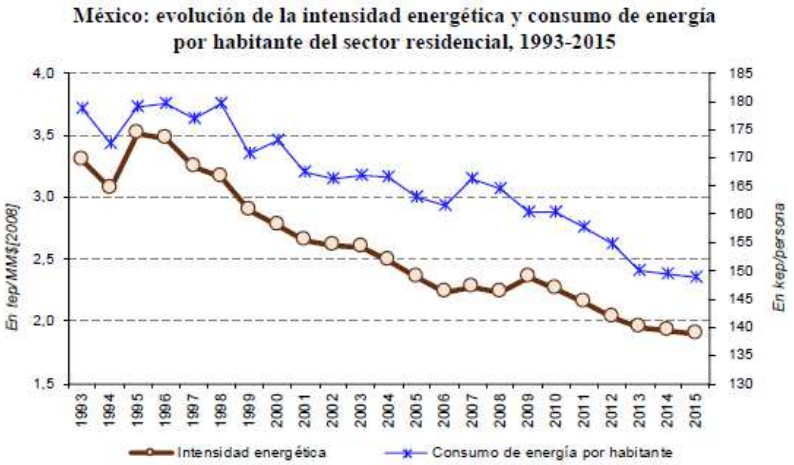


Fig. 36. EE y otras energías por hogar en México (fuente: CEPAL, 2018).

Alemania:

En el período 2005-2015, se produce una disminución superior al 15%, y la demanda energética por hogar en el año 2016 es un 25% superior a la de Córdoba (fig. 37).

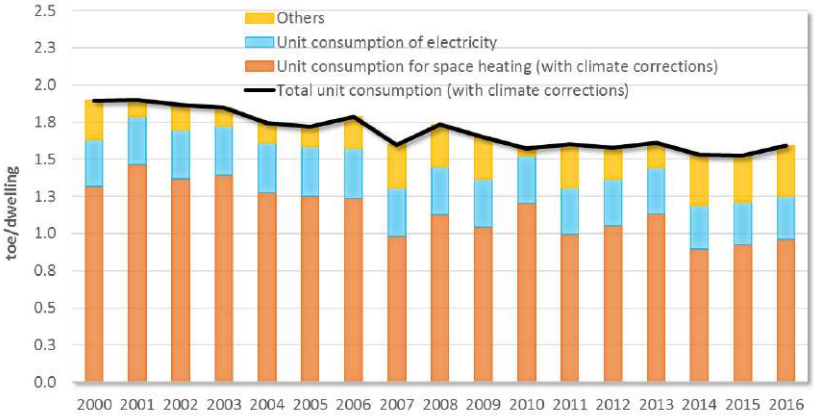


Fig. 37. Alemania (Fuente: López, E. *et al.*, 2018).

Sector industrial

En la figura 38, se muestra la evolución de las intensidades energéticas del sector industrial expresadas en términos de la EE y el GN agrupados (TEP) y con relación solamente a la EE (MWh); ambas expresadas respecto del PGB en millones de pesos 2004.

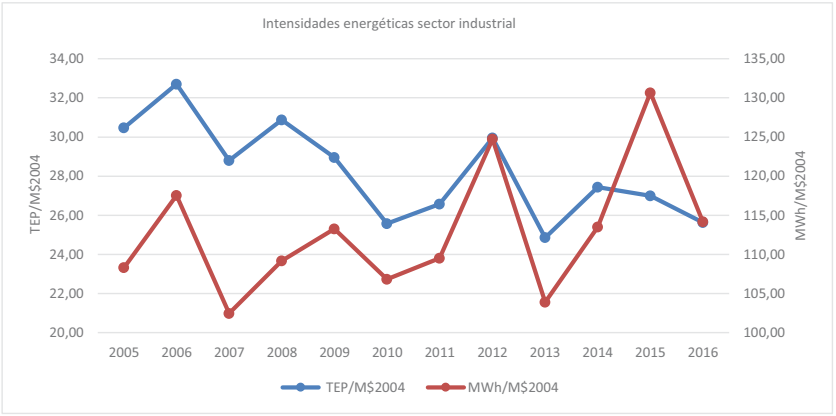


Fig. 38. Intensidad energética del sector industrial (fuente: elaboración propia, información INFO_TIPO_1 y Dirección General de Estadísticas y Censos de la Provincia de Córdoba).

Las conclusiones relativas respecto del análisis de esta figura, al igual que de las siguientes, no resultan muy elocuentes. Se manifestaría una sensible mejora en la intensidad en cuanto al total de energías (32 a 26 TEP/M$2004), pero también se podría inferir un ligero empeoramiento en la eficiencia del uso de la electricidad. Debe también tenerse en cuenta que, durante el tiempo observado, la demanda de GN del sector permaneció sustancialmente constante, mientras que la de EE se incrementó en casi un 50%.

La variación interanual del producto geográfico bruto del sector de bienes es contrastada con:

- La variación interanual de la demanda total de energía del sector (ΔTEP [%]) y la demanda total de electricidad del sector (ΔEE [%]) en la figura 39.
- La variación interanual de las intensidades energéticas respecto del total de energía (Δ(TEP/M$2004)) y respecto solamente de la electricidad (Δ(MWh/M$2004)) en la figura 40.

En la primera de ellas, que suele ser de uso más frecuente en la bibliografía sobre el tema, sería esperable observar que los períodos de variación positiva de PGB sean acompañados con variaciones positivas en la demanda de energía. Sin embargo, los valores porcentuales relativos de estas variaciones también podrían relacionarse con la situación vivida en el período anterior.

Los análisis de estas variables suelen ser más simples cuando sus variaciones no presentan grandes sobresaltos (economías rígidas y/o estables). No resulta sencillo explicar la evolución de estas variables cuando se producen grandes discontinuidades. Otro tema, que se retomará más adelante, puede ser la "aptitud" de la metodología empleada en la determinación del PGB, para ser aplicada en la evaluación de indicadores energéticos.

La figura 40, en todo caso y por momentos, aparenta cierta coherencia. Si los crecimientos de PGB superan cierto nivel (por ejemplo, 10% en estos casos), entonces, se observa una disminución considerable en las intensidades energéticas (años 2007, 2010, 2013). Cuando las variaciones del PGB son positivas pero pequeñas o negativas, las intensidades energéticas tienden a empeorar (2006, 2008, 2011, 2012, 2014, 2015). Sin embargo, esta línea de razonamiento no resulta coherente para explicar lo sucedido en los años 2009 y 2016.

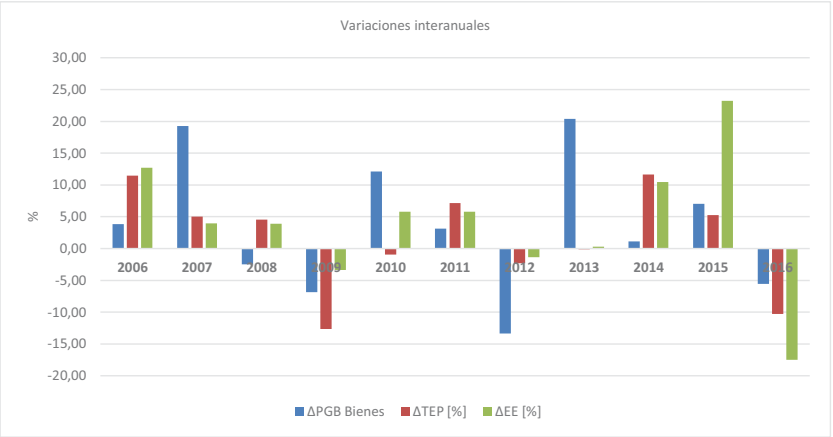


Fig. 39. Variación interanual del PGB de bienes, del total de energía del sector (ΔTEP [%]) y de la demanda total de electricidad del sector (fuente: elaboración propia, información INFO_TIPO_1 y Dirección General de Estadísticas y Censos de la Provincia de Córdoba).

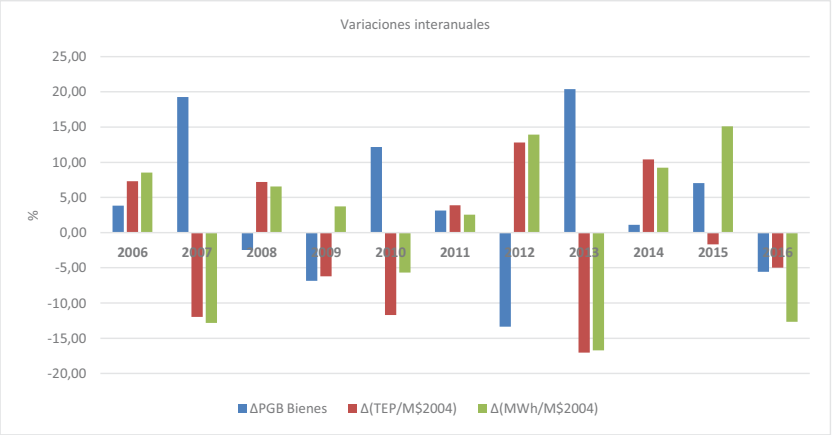


Fig. 40. Variación interanual de las intensidades energéticas con relación al total de energía (Δ(TEP/M$2004)) y respecto solamente de la electricidad (Δ(MWh/M$2004)) (fuente: elaboración propia, información INFO_TIPO_1 y Dirección General de Estadísticas y Censos de la Provincia de Córdoba).

Sector servicios (comercial y público)

La figura 41 muestra las intensidades energéticas en términos de la suma de EE y GN (en TEP) y solamente de la EE (en MWh), ambas expresadas respecto del PGB en millones de pesos 2004. Puede inferirse una ligera mejora en la intensidad total entre 2005 y 2011, pero con una trayectoria errática a partir de allí. En cuanto al uso de la EE, no existe una variación sensible, y en todo caso podría decirse que existe un ligero empeoramiento.

Las figuras 42 y 43 muestran la relación entre la variación del PGB y la intensidad energética, respectivamente, con las variaciones del total de energía (ΔTEP [%]) y la demanda total de EE del sector (ΔEE [%]).

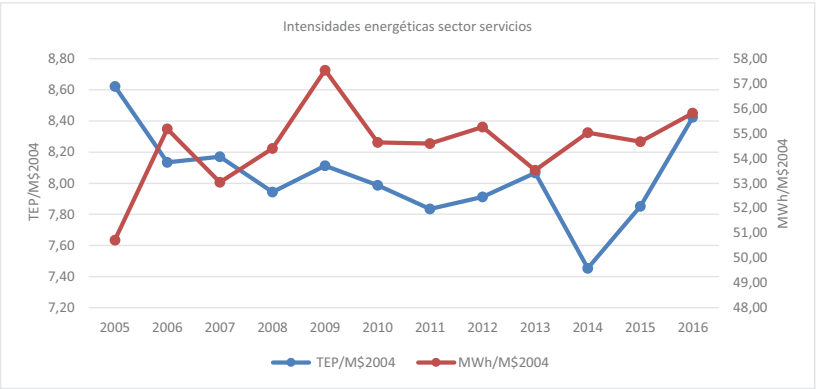


Fig. 41. Intensidad energética del sector servicios (fuente: elaboración propia, información INFO_TIPO_1 y Dirección General de Estadísticas y Censos de la Provincia de Córdoba).

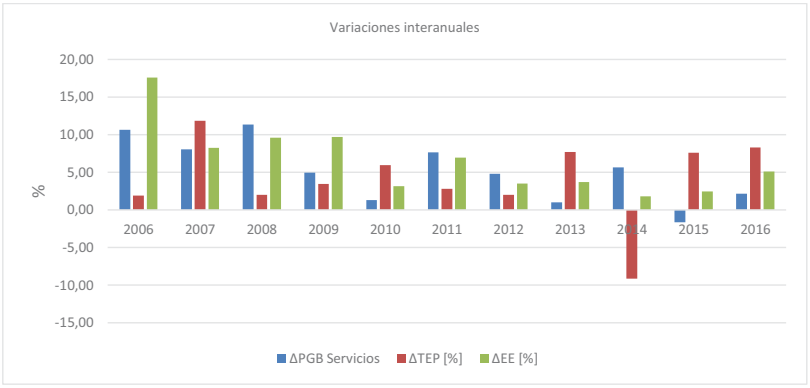


Fig. 42. Variación interanual del PGB de servicios, del total de energía del sector (ΔTEP [%]) y de la demanda total de EE del sector (fuente: elaboración propia, información INFO_TIPO_1 y Dirección General de Estadísticas y Censos de la Provincia de Córdoba).

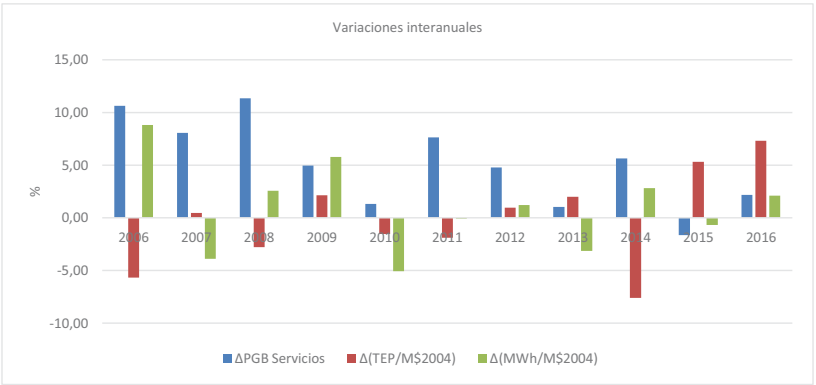


Fig. 43. Variación interanual de las intensidades energéticas respecto del total de energía (Δ(TEP/M$2004)) y de solamente la electricidad (Δ(MWh/M$2004)) (fuente: elaboración propia, información INFO_TIPO_1 y Dirección General de Estadísticas y Censos de la Provincia de Córdoba).

3.5. Conclusiones

En todos los casos los indicadores que se han mostrado resultan en el mayor nivel de agregación posible. Esto quiere decir:

- Para el caso industrial, que no ha existido la posibilidad de indagar (por falta de información) sobre indicadores en particular para determinados sectores de la industria, en especial aquellos energéticamente intensivos o aquellos significativos en el PGB (industria del cemento, automotriz, oleaginoso, etc.)
- A nivel residencial, la información disponible sobre cuestiones cualitativas y cuantitativas respecto del uso de los energéticos es muy poco precisa y mayormente basada en estimaciones muy generales. Esta situación dificulta seriamente una estimación medianamente certera del impacto, por ejemplo, del reemplazo de lámparas o de la certificación de eficiencia en electrodomésticos.

Con el objetivo de dimensionar el estado de desarrollo de indicadores energéticos en general, y de eficiencia energética en particular, se ha incluido el anexo B al presente documento. También se entiende que tales ideas e indicadores pueden dar lugar a una base de discusión para la implementación de estadísticas para diagnóstico, implementación y evaluación de políticas energéticas.

Por otro lado, resulta pertinente indagar sobre la aptitud de las metodologías para la determinación de los PGB y su empleo en la estimación de intensidades energéticas. La interpretación de la descripción metodológica para la determinación del PGB de la Provincia de Córdoba permite inferir que esencialmente se trata de una actualización de costos que fueron determinados a partir del último censo económico (2004). De ser así, cualquier disminución o incremento del uso volumétrico de energéticos en el proceso no se estaría manifestando. Menos aún que tales índices respondan a un esquema de "unidades de energía" empleadas en la "producción de una unidad de bien o servicio".

Retomando el tema de la escasez de información, no solo para el análisis de tendencias históricas, sino también para la evaluación del impacto de eventuales políticas en materia de energía, se considera atinado incluir en esta instancia algunos conceptos que vienen siendo aplicados en otros países como indicadores de eficiencia energética. Puntualmente, el concepto del Indicador ODEX; este es particularmente empleado en el Proyecto ODYSSEE-MURE, un proyecto europeo cuyo objetivo central es proporcionar un seguimiento integral de las tendencias de consumo y eficiencia energética, así como la evaluación de medidas de política en este aspecto.

Este índice permite medir el progreso de la eficiencia energética por sector principal (industria, transporte, hogares) y para toda la economía (todos los consumidores finales). El mismo se calcula para cada sector (industria, transporte, etc.) como un promedio ponderado de índices subsectoriales de progreso de eficiencia energética. Los indicadores ODEX representan un mejor índice para evaluar las tendencias de la eficiencia energética a nivel agregado (por ejemplo, la economía en general, la industria, los hogares, el transporte y los servicios) que las intensidades energéticas tradicionales, ya que están despojados de cambios estructurales y de otros factores no relacionados con la eficiencia energética (más automóviles, más electrodomésticos, etc.).

Los ahorros de energía se obtienen de la multiplicación de la variación de una unidad de consumo de energía por un indicador de actividad durante un período de referencia. Por ejemplo, el ahorro de energía de un electrodoméstico se deriva de la variación en el consumo de energía específico promedio por electrodoméstico, multiplicado por la cantidad de tales electrodomésticos; esto es, una reducción del consumo específico de refrigeradores de 400 a 300 kWh en un país con un millón de refrigeradores dará como resultado un ahorro total de electricidad igual a 100 GWh.

Este sistema incorpora un esquema de ponderación para calcular el ODEX, definido de tal manera que el ODEX es igual a una tasa de ahorro de energía, es decir, la relación entre el consumo real de energía (E) del sector en el año t y el consumo real de energía (E) sin ahorro de energía (ES):

$$ODEX = (E / (E+ES)) *100$$

Por ejemplo, si el consumo real del sector es 50 Mtep y el ahorro de energía es 10 Mtep, ODEX es igual (a 40/50) *100 = 80. Tal índice de 80 equivale a un ahorro de energía del 20%.

El ahorro de energía (ES) puede ser determinado del índice de la fórmula anterior:

$$ES = E * ((100/ODEX)-1)$$

Si el consumo real del sector es de 50 Mtep y el ODEX es igual a 90, el ahorro de energía es igual a 50*((100/90)-1) = 5,56 Mtep.

Ejemplo de ODEX aplicado al sector residencial:

El Proyecto ODYSSEE-MURE, a nivel residencial, realiza la evaluación para tres usos finales (calefacción, calentamiento de agua y cocina) y cinco grandes electrodomésticos (refrigeradores, congeladores, lavadoras, lavavajillas y televisores).

Para cada uso final, se consideran los siguientes indicadores para medir el progreso de la eficiencia:

- Calefacción: consumo unitario por m^2 en clima normal (tep/m^2).
- Calentamiento de agua: consumo unitario por vivienda con calentamiento de agua.
- Cocina: consumo unitario por vivienda.
- Grandes electrodomésticos: consumo específico de electricidad, en kWh/año/electrodoméstico.

En algunos países europeos, se observó una desaceleración o deterioro del progreso de la eficiencia energética para la calefacción desde mediados de los noventa. En otros países, incluso hay un aumento general en el ODEX desde 1990. Tales cambios no deben interpretarse como una reducción de la eficiencia energética, ya que los ahorros técnicos no se han detenido con todas las medidas de políticas adicionales implementadas a fines de los noventa y la incorporación continua de nuevas viviendas que son mucho más eficientes. Esta situación refleja más bien un ahorro de comportamiento negativo, debido a una temperatura interior más alta. Esto significa que el progreso real de la eficiencia energética está subestimado con el cálculo estándar de ODEX, como se propuso anteriormente.

Para separar la influencia de los factores de comportamiento, se calcula un ODEX técnico y se lo utiliza para medir el progreso de la eficiencia energética. En primer lugar, considerando las ganancias de eficiencia energética vinculadas a la penetración de nuevas viviendas más eficientes. En segundo lugar, separando los cambios técnicos y de comportamiento, al suponer que la eficiencia técnica no puede revertirse: puede no mejorar de un año a otro, pero no puede "empeorar".

A partir de López, E. *et al*., 2018, se muestra la utilización de los conceptos que se acaban de describir aplicados sobre la demanda energética residencial. En tal caso, el Índice de Eficiencia Energética (ODEX) se calcula a nivel del total del sector y de ocho usos finales: calefacción, calentamiento de agua, cocina y cinco electrodomésticos grandes (refrigeradores, congeladores, lavadoras, lavavajillas y TV). La siguiente figura muestra no solo su mejora técnica en eficiencia energética con el ODEX técnico, sino también el rendimiento de eficiencia energética observado para todo el sector (fig. 44).

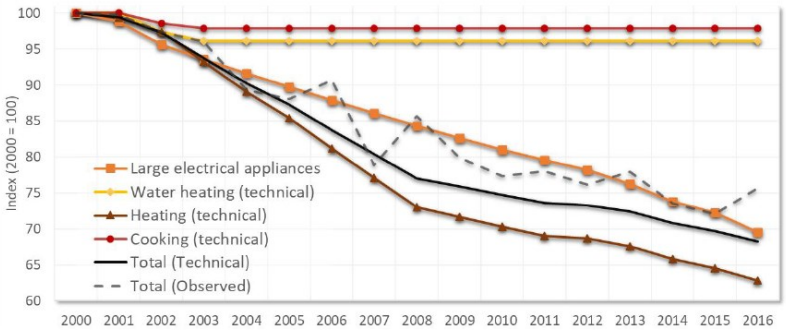


Fig. 44. Tendencia del Índice de Eficiencia Energética (ODEX) para el sector residencial (fuente: López, E. *et al*., 2018).

El ODEX técnico en el sector residencial disminuyó en aproximadamente un 32% en comparación con el año 2000 (el ODEX es 68 para 2016), lo que representa una mejora de la eficiencia energética promedio del 2% por año. El desarrollo del ODEX residencial está fuertemente influenciado por el sector de la calefacción. Aquí, la mejora se aceleró entre 2002 y 2008, lo que también se reflejó en el ODEX total de los hogares. Desde 2009, sin embargo, se puede observar un aplanamiento de la inclinación. Las mejoras en la eficiencia de los cinco electrodomésticos (grandes) también contribuyeron considerablemente a las ganancias totales de eficiencia energética en el sector de los hogares, mientras que la mejora en el calentamiento de agua y la cocina fue menos pronunciada.

Por otro lado, aplicando el concepto de descomposición, es posible desglosar la variación del consumo de energía como se muestra en la figura 45.

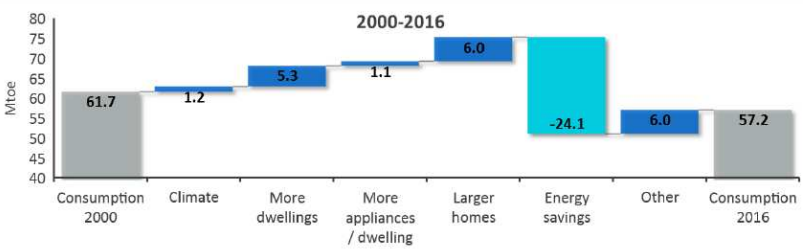


Fig. 45. Descomposición del uso final de energía para el sector residencial (fuente: López, E. *et al.*, 2018).

Durante el período 2000-2016, el sector residencial percibió una disminución de alrededor de 4,5 Mtep o 0,25 Mtep por año, en el consumo total de energía (de 61,7 a 57,2 Mtep). Esta variación se debió principalmente a la mejora de la eficiencia energética de 24,1 Mtep, que excedió el aumento del consumo vinculado al creciente número de viviendas (efecto demográfico), espacio de cambios en la vida (efecto de estilo de vida), fluctuaciones climáticas y otros efectos (principalmente cambios de comportamiento y errores).

La figura 46 muestra la descomposición del consumo final de energía para calefacción durante el período 2000-2016.

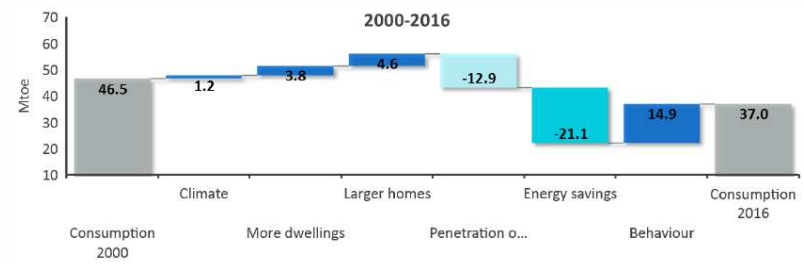


Fig. 46. Descomposición del consumo final de energía para calefacción (fuente: López, E. *et al.*, 2018).

El 88% de los ahorros técnicos son el resultado de esfuerzos de eficiencia en la calefacción de espacios (es decir, la difusión de tecnologías de calefacción más eficientes, como calderas de condensación). La disminución neta en el consumo de calefacción de espacios (9,5 Mtep) estuvo influenciada principalmente por 21,1 Mtep de ahorro de energía técnica y un aumento de 14,9 Mtep debido a los efectos de comportamiento.

4. EFECTOS DE LA ESTACIONALIDAD EN LA CARGA ELÉCTRICA PROVINCIAL

En gran medida, los análisis respecto del comportamiento de la demanda eléctrica del presente trabajo se han ido dando en función de la información de la que se disponía. En otras palabras, en general no se pudo acceder a la información que se requería para abordar un objeto de estudio que se hubiera definido como importante o trascendente. En estos casos siempre se procedió a alguna metodología no necesariamente directa, que en principio puede no surgir como la más coherente, pero que finalmente pudiera echar luz sobre los problemas que interesan.

Tal como se ha comentado, y en buena medida observado, hasta esta instancia del desarrollo del trabajo, si intuitivamente se procediera a calificar las distintas categorías típicas de usuarios de servicios energéticos considerando su impacto en la demanda total y las posibilidades de incidir sobre sus actitudes de consumo mediante políticas (precio del energético, precio del equipamiento, etc.), el orden podría ser: 1. residencial; 2. comercial y servicios; 3. industria.

En lo que sigue se analizarán algunos aspectos característicos de la carga residencial a los fines de poder identificar el impacto actual en la carga general de la provincia y su eventual impacto a futuro, si las "políticas energéticas" a nivel provincial y nacional mantienen las tendencias de los últimos años.

4.1. La demanda energética residencial

Una primera observación respecto de esta categoría es su relativamente poca elasticidad; no resulta seriamente afectada por los ciclos económicos ni necesariamente son sus principales determinantes. Por ejemplo, si bien es cierto que se observa un fuerte crecimiento de la demanda eléctrica residencial entre 2003-2008, un período coincidente con un notable crecimiento del PBI, tal vez el fenómeno pueda también explicarse, y como un factor más determinante en ese sentido, por el precio "relativamente bajo" que este "insumo" representaba. Siguiendo la línea del tiempo, se observan ciclos económicos de estancamiento, o también de caídas, que no necesariamente impactaron significativamente en una eventual reducción de la demanda. Algunos analistas de esta situación coinciden en que, durante esos períodos en los que el poder adquisitivo crecía significativamente, crecía también la compra de electrodomésticos y equipamientos de uso residencial (aires acondicionados, freezers, etc.), que ya son parte del mobiliario hogareño y que no necesariamente se "apagarán" o "venderán"; en todo caso, si el precio de la energía pasa a ser significativo respecto de los ingresos, su uso se restringirá a alguna situaciones más o menos extremas.

A nivel país, el GN y la electricidad representan más del 90 % de los energéticos que abastecen las necesidades residenciales. De acuerdo con la información recabada en este estudio, y con la observada en los resultados del Censo 2010, se puede considerar que prácticamente la totalidad de los hogares cordobeses poseen EE y que alrededor del 65% disponen de GN. Ha sido posible estimar que quienes poseen ambos servicios demandan casi seis veces más GN que EE, independientemente del crecimiento sostenido del uso de la EE en esta categoría.

El crecimiento de la demanda eléctrica residencial se explica, al menos en Córdoba, por el aumento de la demanda específica, un 35% entre 2005-2015, y un 45 % en el número de usuarios. Ese incremento se ha dado con un crecimiento poblacional que habría sido del 5% (Estadísticas y Censos de la Provincia de Córdoba). La situación que se acaba de describir constituye un fenómeno complejo de explicar y que, por cuestiones "biológicas" o "naturales", difícilmente se pueda repetir. De todas maneras, es innegable el efecto de la innovación tecnológica que genera nuevos dispositivos de uso doméstico, los cuales son mayoritariamente eléctricos. Desde ya que esto debe motivar esfuerzos para establecer estándares, normas y políticas de eficiencia y ahorro energético a nivel residencial de manera más agresiva.

Durante la última década, y tal vez por algunos años más, por diferentes motivos se ha producido un ligero pero sostenido desplazamiento desde el GN hacia la EE en usos residenciales. Un ejemplo de esta situación es el atribuible a las limitaciones de la propia red de GN para hacer frente a una creciente demanda de conexiones en edificios de departamentos; otro ejemplo puede ser el uso de los acondicionadores de aire frío/calor en los períodos invernales. Este fenómeno se ha acentuado en grandes centros urbanos en medianos y grandes edificios, que han empezado a marcar algunas cuestiones operativas en los sistemas eléctricos cuyo impacto a futuro puede ser realmente significativo en lo técnico y, naturalmente, en lo económico (por ejemplo, en el precio de la EE). Tales efectos se analizarán más adelante. Por lo pronto, resulta necesaria una rápida mirada sobre el consumo de GN a nivel residencial, donde la electricidad aparece como el "sustituto" más apropiado.

4.1.1. El consumo de GN

Un estudio elaborado a partir de los consumos específicos entre 2010 y 2015 en la Argentina permite inferir que su uso responde a una forma que se describe en la figura 47.

Existe un consumo base que se hace mínimo en los meses de mayor temperatura y que tiene por destino la cocción de alimentos y el calentamiento de agua de uso sanitario. Estos usos son ligeramente sensibles a la temperatura, produciendo un incremento de consumo en el invierno, pero que resulta prácticamente irrelevante cuando se lo compara con el requerimiento de calefacción.

La figura 48 describe el consumo de GN para cocción en un edificio de la Ciudad de Buenos Aires que tiene servicios centralizados (de agua caliente sanitaria [ACS]). Allí se observa el impacto poco significativo de la temperatura en el incremento del consumo en los días de invierno. La demanda de GN para cocción es de 0,30±0,12 m^3/día y se considera un valor representativo para la región centro-norte del país. En la misma figura se observa una alternativa para "corregir" el efecto de la temperatura en la demanda de GN. El volumen de GN en términos de EE significa 3,2 kWh/día. Se ha observado anteriormente que el consumo específico medio en la Provincia de Córdoba alcanzó en 2015 los 200 kWh/mensuales. Suponiendo que un hogar típico cocine con electricidad al menos veintidós días por mes, 70Kwh, esto representaría un incremento de la demanda del 35%.

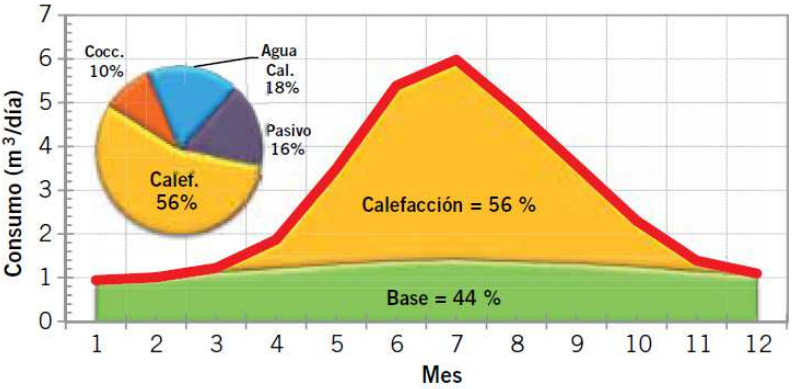


Fig. 47. Distribución temporal del uso del GN residencial en Argentina (fuente: Gastiarena, M. *et al*., 2017).

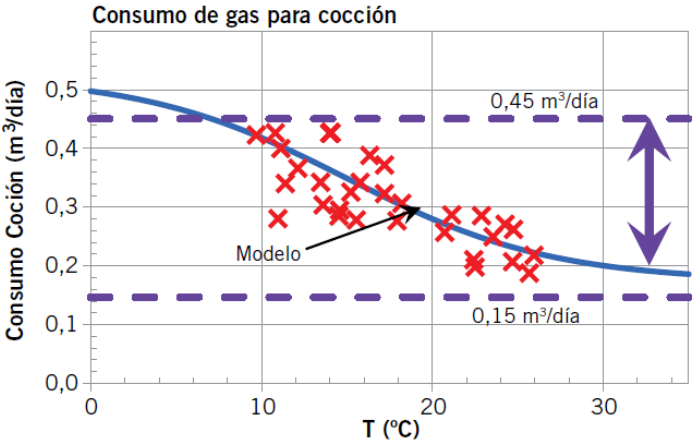
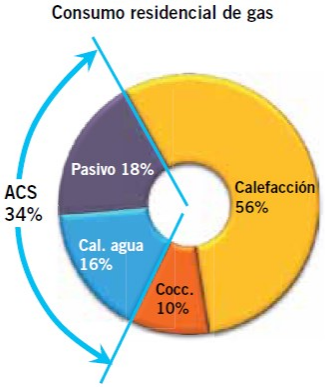


Fig. 48. Consumo de GN para cocción en edificios de la Ciudad de Buenos Aires (fuente: Gastiarena, M. *et al.*; 2017).

En la figura 49 se extiende la estimación de los usos de GN para usuarios típicos para el Gran Buenos Aires y donde cada componente también es expresado en unidades de EE. Sobre el tema de la calefacción eléctrica se volverá más adelante, debido a que sus efectos ya son perceptibles y los mismos podrían terminar siendo de gran impacto.



Zona GBA		m³/día	m³/año	kWh/año
Base	Cocc.	0,30	110	1.184
	Cal. agua	0,50	183	1.974
	Pasivo	0,55	201	2.171
Calefacción		1,70	621	6.710
Total		**3,05**	**1.113**	**12.038**

Fig. 49. Distribución de consumos específicos para el Gran Buenos Aires (fuente: Gastiarena, M. *et al.*; 2017).

Es importante destacar el concepto de "consumo pasivo": se refiere a la llama piloto de los dispositivos calentadores de agua o calefacción, cuyo valor promedio individual se encuentra en el orden de los 0,5 m^3/diarios de GN.

Otro elemento a destacar es el impacto del ACS a nivel residencial, con efectos similares en el sector comercial y de servicios, cuyo requerimiento energético se cuantifica en aproximadamente un 33% del total. El trabajo que se está comentando, cuando extrapola estos valores de energía para ACS a nivel país, concluye en que un 10% de la energía total consumida en Argentina tiene este destino.

Sin embargo, el consumo dominante del GN en el país a nivel residencial, y también en la Provincia de Córdoba, es el de la calefacción. Como se dijo, el consumo base residencial diario de GN domiciliario se conforma del calentamiento de agua y cocción, los cuales son aproximadamente constantes a lo largo del año. El consumo asociado a la calefacción está muy fuertemente asociado a la temperatura, en particular a la diferencia entre la temperatura de referencia interior T_{ref} y la temperatura media exterior $T_{media}(i)$ de cada día *i*. A tal diferencia se la denomina "deficiencia de grados día":

$$DGD_d(i) = T_{ref} - T_{media}(i)$$

En general la temperatura de referencia interior adoptada es de 18°C; o sea, los usuarios tienden a encender los calefactores cuando la temperatura cae por debajo de los 18°C. Por lo tanto, el consumo medio diario de GN en concepto de calefacción $Q_{r\text{-}diario}$:

$$Q_{r-diario}(i) = Q_{base} + B\left(T_{ref} - T_{media}(i)\right)$$

Para todas las T_{media} menores que T_{ref}.

Entonces, el consumo medio de GN para calefacción o, eventualmente, de cualquier otro energético, resulta proporcional al parámetro DGD_a:

$$DGD_a = \sum_{i=1}^{i=365} \left(T_{ref} - T_{media}(i)\right)$$

Si bien más adelante se analizará este factor en el ámbito de la Provincia de Córdoba, en la figura 50 se representa la situación que se quiere graficar, mostrando la temperatura media diaria durante un año y la temperatura de referencia.

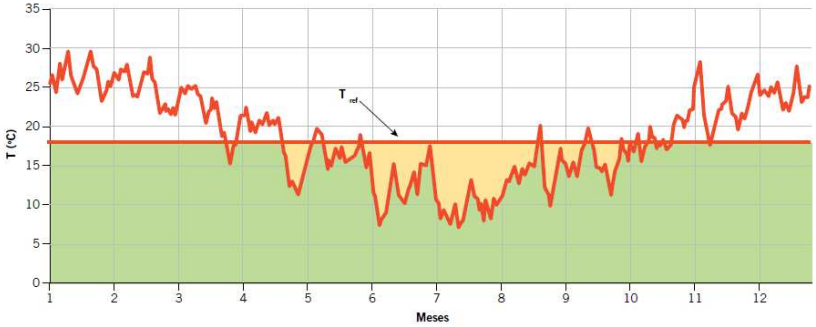


Fig. 50. Temperatura media diaria a lo largo de un año; la línea horizontal representa la temperatura de Tref=18 ºC, la DGD_a viene dada por el área sombreada de este gráfico (fuente: Gil, S. y Prieto, R., 2013).

Existe una proporcionalidad entre el área amarilla de la figura 50 y el requerimiento de calefacción: los m^3 de GN o los kWh eléctricos cuando la calefacción sea por este medio. Un concepto análogo se puede extender a la proporcionalidad que existirá cuando se pretenda modelar la necesidad de acondicionamiento de aire para refrigeración de ambientes. En tal caso, se definirá una temperatura de referencia por encima de la cual se "encienden los acondicionadores de aire" en verano. Existirá una proporcionalidad del requerimiento energético de refrigeración, que será en función de la diferencia entre alguna temperatura de referencia a partir de la cual se tienden a encender los acondicionadores de aire (típicamente 25 °C) y la temperatura media exterior diaria.

En la figura 51 se muestra el uso de la información que se viene describiendo cuando esta se aplica a la demanda de GN en relación con el parámetro DGD que se está presentando, y se lo refiere a los usuarios argentinos según su ubicación geográfica:

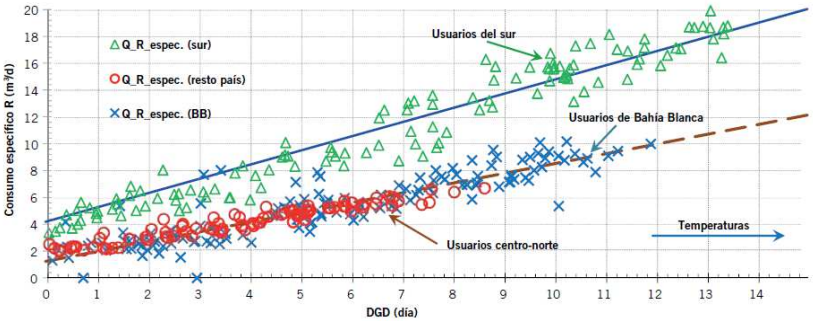


Fig. 51. Variación del consumo específico residencial como función de la deficiencia grado día (DGD_d) (fuente: Gil, S. y Prieto, R., 2013).

En este gráfico, los círculos rojos son representativos de la zona centro norte del país, en la cual estaría incluida la Provincia de Córdoba.

Las figuras 52 y 53 muestran la relación existente entre los volúmenes medios de consumo por usuarios de GN de la Provincia de Córdoba y los grados día calculados para la provincia para los años 2012 y 2014. La estimación de los grados día que se muestra surge de información suministrada por el Servicio Meteorológico Nacional, respecto del valor medio de temperatura de la estación meteorológica Córdoba Observatorio y Córdoba Aeropuerto (promediada). La temperatura de referencia fue de 18 °C.

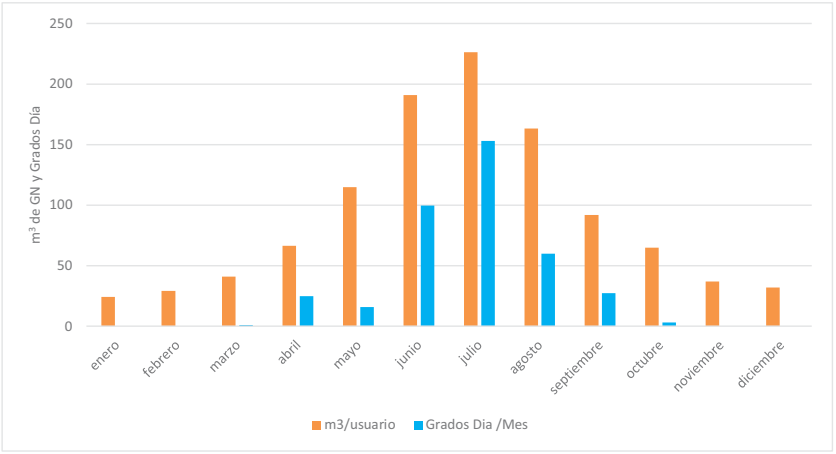


Fig. 52. Volúmenes promedios de consumo por usuarios de GN de la Provincia de Córdoba y grados día calculados para la Provincia de Córdoba para el año 2012 (fuente: elaboración propia sobre la base de información de ENARGAS y SMN).

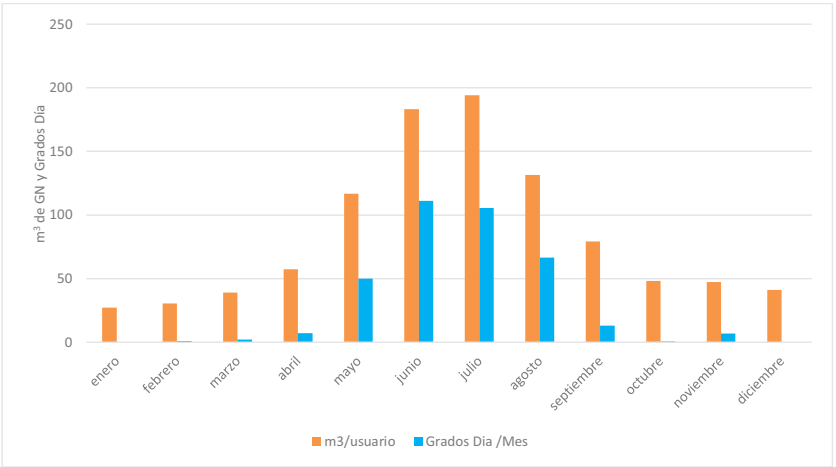


Fig. 53. Volúmenes promedios de consumo por usuarios de GN de la Provincia de Córdoba y Grados Día calculados para la Provincia de Córdoba para el año 2014, (Elaboración propia en base información ENARGAS y SMN).

4.1.2. El consumo de electricidad

En la figura 54 se muestra el resultado de una pequeña muestra realizada en la Ciudad de Buenos Aires y el Gran Buenos Aires, procurando una identificación respecto de los consumos de energía eléctrica (Gastiarena, M. *et al.*; 2017).

El valor medio de los consumos eléctricos a partir de los cuales se obtuvieron estos resultados fue de 2700 kWh anuales; esto muestra, en principio, una relación razonable con lo que se ha determinado anteriormente como consumo medio eléctrico en la Provincia de Córdoba durante el año 2016 (aproximadamente 2400 kWh). El consumo más importante es el atribuido a las heladeras, casi un 40%, seguido del aire acondicionado en modo refrigeración, con un 20%. A la iluminación se le atribuye un 11% y tal valor es admitido como considerablemente menor que los asumidos para este sector en el año 2006. Los autores consideran que para el momento en que se realizó el trabajo (año 2016) las lámparas de fluorescentes compactas (LFC) ya cubrían un 50% de los artefactos de iluminación domiciliarios.

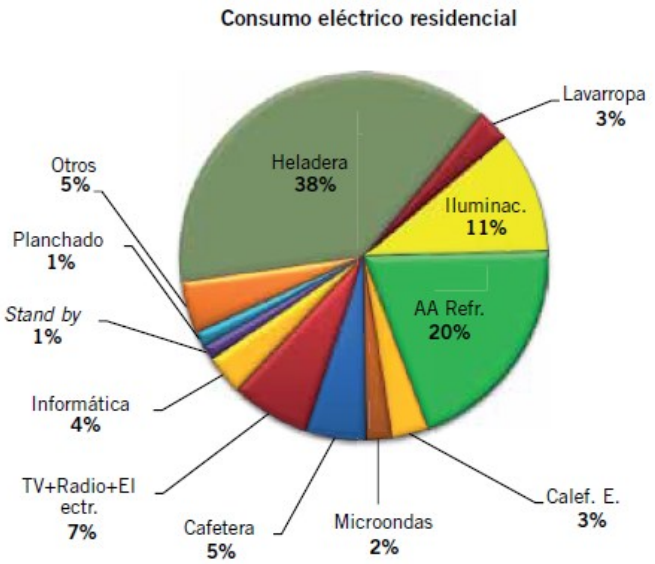


Fig. 54. Consumo eléctrico residencial realizado en una muestra de treinta casas de la Ciudad de Buenos Aires (fuente: Gastiarena, M. *et al.*, 2017).

Respecto de la información del trabajo que se comenta, cabe destacar que, en función de algunas observaciones del consumo eléctrico que se harán más adelante, pareciera ser que la calefacción eléctrica estaría siendo subestimada. También es cierto que ha sido muy dificultoso, sino prácticamente imposible, disponer de información que permita una evaluación cualitativa y cuantitativa como para caracterizar con buena aproximación la demanda eléctrica residencial. De la misma manera, tampoco se ha podido acceder a datos relevantes para evaluar el eventual impacto de algunas políticas generales de eficiencia energética, tales como la sustitución de lámparas o el etiquetado de electrodomésticos.

4.1.3. Efectos estacionales sobre la demanda de GN y electricidad

A partir de demandas facturadas mensuales

Con el objetivo de analizar los efectos estacionales sobre la demanda de GN, se recurrió a la información pública que se encuentra en la web del ENARGAS, de donde es posible distinguir los consumos mensuales y la cantidad de usuarios residenciales. De la web de Estadísticas y Censos de la Provincia de Córdoba, ha sido posible disponer de la demanda total mensual de los usuarios de la EPEC (lo que, según se observó anteriormente, representa un 70% del total del mercado residencial), sin precisiones respecto de la cantidad de usuarios; de todas maneras, si fuese necesaria, su estimación podría obtenerse a partir de las series que se han empleado anteriormente.

La figura 55 muestra mensualmente, desde el año 2010 hasta el 2017:

- En áreas rojas, los grados días de calefacción (Tref = 15 °C).
- En áreas verdes, los grados días de refrigeración (Tref = 25 °C).
- En línea azul, la demanda de GN.
- En línea magenta, la demanda de electricidad.

Observaciones generales:

- Se identifican claramente los períodos de necesidad de “calefacción” y “refrigeración”.
- Se identifica claramente la mayor necesidad energética correspondiente a calefacción (área roja considerablemente mayor a la verde).

Respecto de la demanda de GN:

• Se advierte el período invernal, asociado a los grados días de calefacción y la demanda sostenida de GN.
• En principio no resultaría significativo un incremento de la demanda de GN en el tiempo, al menos que resulte similar al de la EE.
• Respecto del punto anterior, el invierno de 2016 resulta particularmente frío (área roja mayor a la *media histórica*) con consumo ligeramente superior al medio.
• El año 2017 se presenta considerablemente más templado que el anterior; la demanda de GN también es menor, pero aquí debería considerarse el impacto no solo de la condición climática más benévola que el año anterior, sino también el impacto de los incrementos tarifarios que, en general, reflejarán sus efectos en ciclos posteriores.

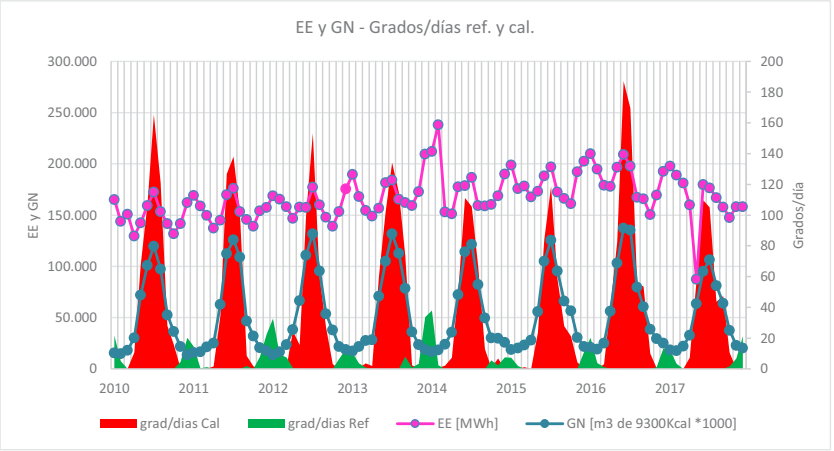


Fig. 55. Demanda promedio mensual de GN y electricidad (usuarios de la EPEC y con ambos servicios), grados día de calefacción y refrigeración (fuente: elaboración propia INFO_TIPO_3, ENARGAS y SMN).

Respecto de la demanda de electricidad:

• Independientemente de algunas irregularidades notables, que no han podido justificarse (verano 2014 y principios de invierno 2017), se observan los efectos estacionales de *verano* e *invierno* manifestados con incrementos de demanda.
• Se manifiesta un sostenido incremento interanual, al menos hasta avanzado el año 2016. En 2017 el efecto decreciente en la demanda podría atribuirse a una menor demanda "grados día" y al efecto del incremento tarifario retrayendo la demanda.

A partir de la demanda diaria por hora (INFO_TIPO_2)

Los registros de demanda son generales y no identifican categorías particulares de usuarios (total provincial). Debe destacarse que esta información es reconstruida a partir del sistema SMEC (Medición Comercial) que se basa en mediciones de potencia cada quince minutos y se integran por hora. Esta aclaración respecto de la metodología de medición es necesaria si se pretendiera encontrar congruencia con las anteriores referencias de energía en las cuales el parámetro ha sido "energía facturada".

Con el objetivo de analizar la variación estacional (esencialmente de temperatura) de esta demanda, esta serie por hora (MWh) ha sido apareada con una temperatura, que es la media por hora determinada a partir de los registros del Servicio Meteorológico Nacional en sus estaciones Observatorio Córdoba y Aeropuerto Córdoba.

La tabla 7 muestra los correspondientes grados días de calefacción y de refrigeración, y la temperatura media anual. Las figuras 56 a 61 muestran el efecto de la temperatura media diaria sobre la demanda de energía eléctrica media diaria para la Provincia de Córdoba para distintos años, a los fines de observar su evolución. Anteriormente se mostraron de forma gráfica los grados día de refrigeración y calefacción, habiéndose advertido que se tomaba como temperatura de referencia 15 y 25 °C,

respectivamente, valores típicos asumidos para este tipo de estudios. A partir de la observación de las figuras 56 a 61, parece que, efectivamente, para temperaturas por debajo de los 15 °C es perceptible el efecto sobre la demanda de energía del modo "calefacción". Sin embargo, y a partir de los mismos gráficos, resulta posible inferir que el efecto de la temperatura para el modo "refrigeración" se iniciaría a una temperatura inferior a los 25 °C que se adoptaron anteriormente. Por este motivo, la temperatura de referencia para determinar los grados día de refrigeración de la tabla ha sido 23 °C.

Año	Temp. media anual [°C]	Grados día calefac. Tref = 15 °C	Grados día refri. Tref = 23 °C
2005	17,7	465,1	179,6
2006	18,4	337,5	208,4
2007	17,2	689,9	166,6
2008	18,3	411,0	175,1
2009	18,8	429,6	226,6
2010	17,9	516,3	235,6
2011	18,3	412,5	214,0
2012	18,7	383,8	265,6
2013	18,1	494,2	232,5
2014	18,0	363,5	200,4
2015	18,1	339,5	147,4
2016	17,2	602,3	173,1
2017	18,2	380,8	197,4
2018	18,1	517,1	208,3

Tabla 7: Grados días de calefacción y de refrigeración, y la temperatura media anual (fuente: elaboración propia sobre la base de información del SMN).

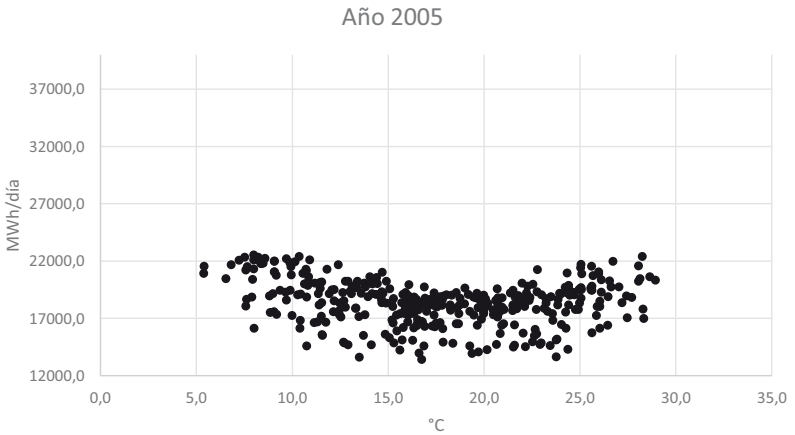


Fig. 56. Demanda de energía diaria (Provincia de Córdoba) vs. temperatura media diaria (promedio estaciones Córdoba Observatorio y Córdoba Aeropuerto), año 2005 (fuente: elaboración propia INFO_TIPO_2 y SMN).

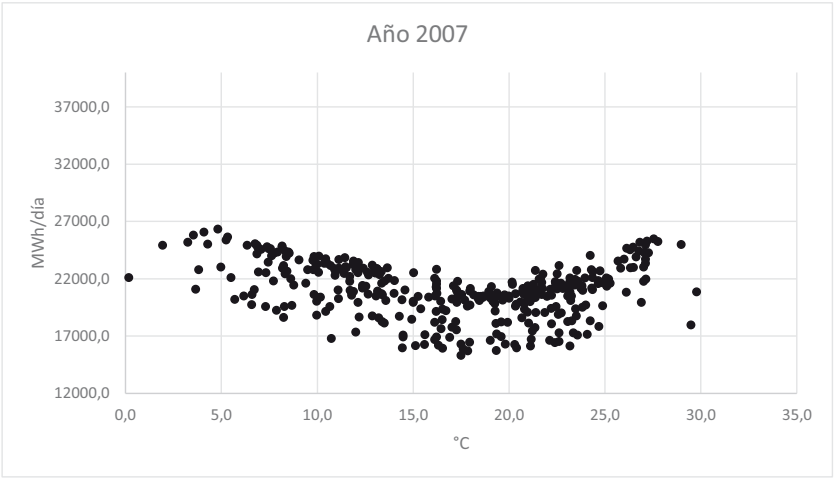


Fig. 57. Demanda de energía diaria (Provincia de Córdoba) vs. temperatura media diaria (promedio estaciones Córdoba Observatorio y Córdoba Aeropuerto), año 2007 (fuente: elaboración propia INFO_TIPO_2 y SMN).

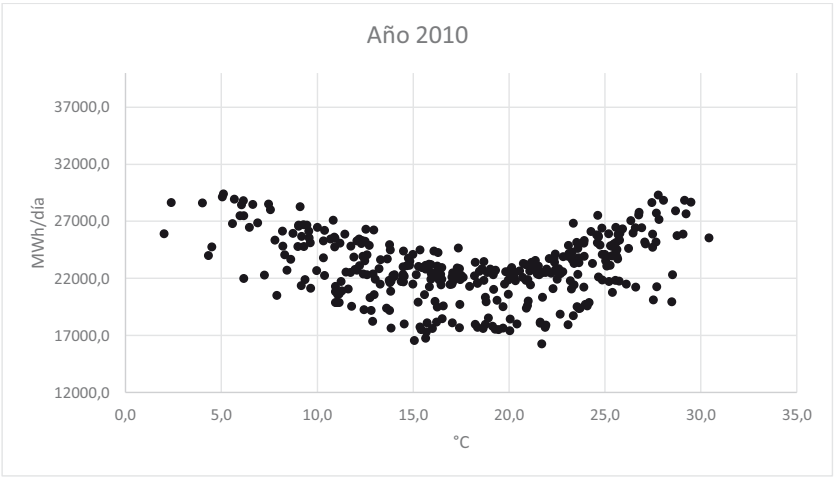


Fig. 58. Demanda de energía diaria (Provincia de Córdoba) vs. temperatura media diaria (promedio estaciones Córdoba Observatorio y Córdoba Aeropuerto), año 2010 (fuente: elaboración propia INFO_TIPO_2 y SMN).

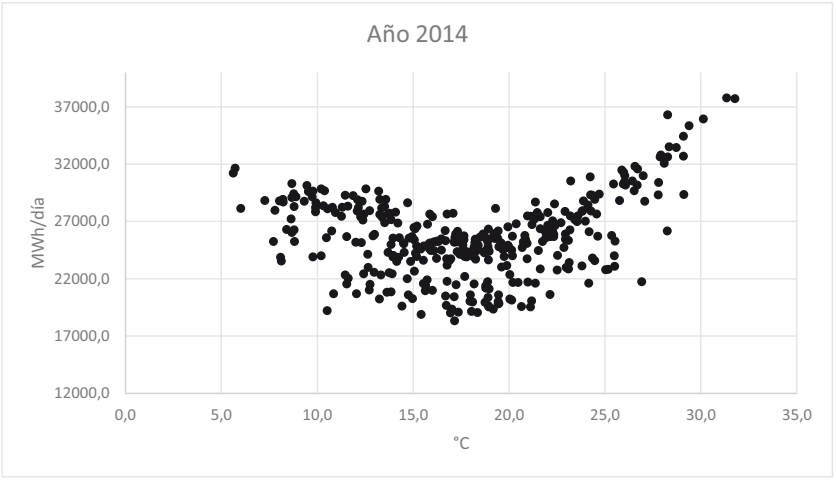


Fig. 59. Demanda de energía diaria (Provincia de Córdoba) vs. temperatura media diaria (promedio estaciones Córdoba Observatorio y Córdoba Aeropuerto), año 2014 (fuente: elaboración propia INFO_TIPO_2 y SMN).

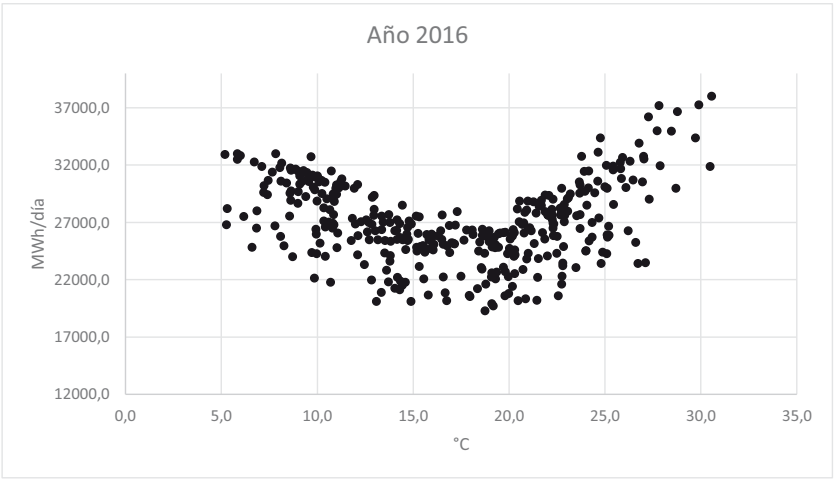


Fig. 60. Demanda de energía diaria (Provincia de Córdoba) vs. temperatura media diaria (promedio estaciones Córdoba Observatorio y Córdoba Aeropuerto), año 2016 (fuente: elaboración propia INFO_TIPO_2 y SMN).

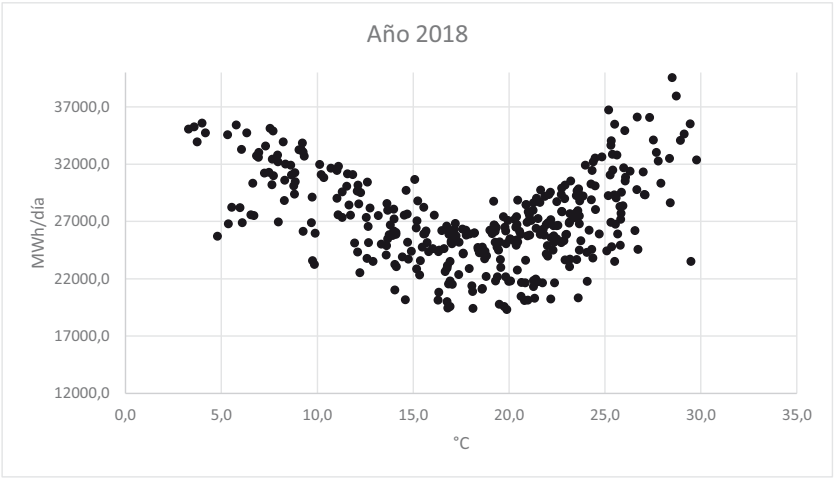


Fig. 61. Demanda de energía diaria (Provincia de Córdoba) vs. temperatura media diaria (promedio estaciones Córdoba Observatorio y Córdoba Aeropuerto), año 2018 (fuente: elaboración propia INFO_TIPO_2 y SMN).

Con la idea de lograr alguna evidencia cuantitativa aproximada del efecto de las temperaturas sobre la demanda de energía, con especial atención en identificar efectos sobre la demanda de los sistemas de calefacción eléctrica, se efectuaron una serie de ajustes de los datos mostrados en las figuras anteriores. Se agruparon los datos anuales (de temperatura media diaria y de energía diaria [MWh/día]) en dos categorías: aquellos en los que la temperatura media diaria se mantuvo igual o por encima de los 20 °C (días relativamente "templados") y aquellos en los que la temperatura media diaria se mantuvo igual o por debajo de los 15 °C (días relativamente "frescos"). Si bien es cierto que, a los fines de una mayor precisión en el modelado, hubiese sido conveniente discriminar tales datos según alguna otra perspectiva, por ejemplo, días laborares y no laborales, esta variante no se consideró, ya que solo se pretende una cuantificación indicativa del fenómeno que se analiza. Ambos agrupamientos de datos fueron ajustados a una curva tipo exponencial por mínimos cuadrados.

Los resultados del ajuste se emplearon para completar la serie mostrada en la tabla 8, donde se analiza el comportamiento de los días *relativamente frescos:*

Año	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
2005	355	1,90	410	1,95	22.545
2010	430	1,93	520	2,03	29.419
2016	600	2,33	700	2,31	33.002
2018	700	2,68	820	2,31	35.591

Tabla 8. Efecto de la temperatura sobre la demanda diaria de energía, calefacción (fuente: elaboración propia INFO_TIPO_2 y SMN).

(1) Incremento de demanda de energía cuando la temperatura cae de 14 a 13 grados [MWh/°C].
(2) El mismo valor que en (1), pero en porcentaje respecto de la demanda cuando la temperatura era de 14 °C.
(3) Incremento de demanda de energía cuando la temperatura cae de 7 a 6 grados [MWh/°C].
(4) El mismo valor que en (3), pero en porcentaje respecto de la demanda cuando la temperatura era de 7 °C.
(5) Máxima demanda diaria estacional registrada [MWh/día].

Análogamente, en la tabla 9 se muestra el resultado de los ajustes para el análisis de los días *relativamente templados*:

Año	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
2005	500	1,69	330	1,68	22.421
2010	570	2,58	660	2,56	29.316
2016	900	3,42	1050	3,26	38.002
2018	900	3,46	1100	3,45	39.578

Tabla 9. Efecto de la temperatura sobre la demanda diaria de energía, refrigeración (fuente: elaboración propia INFO_TIPO_2 y SMN).

(1) Incremento de demanda de energía cuando la temperatura sube de 22 a 23 grados [MWh/°C].
(2) El mismo valor que en (1), pero en % respecto de la demanda cuando la temperatura era de 22 °C.
(3) Incremento de demanda de energía cuando la temperatura sube de 28 a 29 grados [MWh/°C].
(4) El mismo valor que en (3), pero en % respecto de la demanda cuando la temperatura era de 28 °C.
(5) Máxima demanda diaria estacional registrada [MWh/día].

Es oportuno recordar que los datos de energía que se analizan responden al total provincial; no se trata de ninguna categoría en particular. Tal vez, para el efecto que se persigue puntualmente en esta instancia, lo óptimo resultaría el análisis sobre una serie que discrimine las categorías de cargas supuestamente más sensibles a la temperatura (residenciales y/o comerciales o de servicio). A pesar de ello, se entiende que sobre su análisis se pueden destacar algunas cuestiones que, en general y desde el punto de vista cualitativo, resultan más o menos obvias.

Efectivamente durante el período analizado se ha acentuado el efecto de la temperatura, o estacional, sobre el comportamiento de la carga.

En cuanto a las *temperaturas templadas*:

• El efecto se ha acentuado debido a un crecimiento sin precedentes de la instalación de aires acondicionados. En estos casos, la EE no tiene "competencia" para la refrigeración.
• Con el paso del tiempo se ha ido incrementando la sensibilidad de la demanda de energía al incremento de temperatura. En el año 2005, el incremento de 1 °C representaba un aumento de la demanda de energía de casi 1,7%; en 2010, casi un 2,6%, y en 2016 y 2018, alrededor de un 3,4%. Sin dudas esto es consecuencia del incremento de equipos instalados. Observando los años 2016 y 2018, parecería que este fenómeno no manifiesta elasticidades significativas con la tarifa eléctrica.
• La sensibilidad de la demanda de energía con la temperatura es poco dependiente del nivel de temperatura. En un mismo año el incremento de la demanda con la temperatura es similar, independientemente de que la temperatura sea de 22 o 28 °C.

En cuanto a las *temperaturas otoño/invernales*:

• También se observa el efecto del incremento de la demanda de energía con las bajas temperaturas. Es de suponer que, sin ser excluyente, la modalidad frío/calor en los AA tipo split tiene gran responsabilidad en este fenómeno. El sistema de calefaccionamiento clásico de hogares y ámbitos públicos ha sido el GN o, eventualmente, el GLP. Sin embargo, ya es perceptible en la demanda de EE el efecto de la calefacción eléctrica.
• Si bien se observa sensible la demanda eléctrica con las temperaturas bajas, su incidencia es menor que en la refrigeración. En 2005 una baja de temperatura de 14 a 13 °C significaba un incremento de la demanda de 1,9%; en 2018, el incremento de la demanda representó casi un 2,7%.
• El avance del modo "calefacción eléctrica" debe ser observado. Los requerimientos energéticos de calefacción en general, en Córdoba en particular, son significativamente mayores que los de refrigeración.
• Se pudo observar en los últimos tiempos una tendencia incipiente en edificios de departamentos residenciales: la prescindencia del servicio de GN; o sea, la electrificación de todos los servicios y usos energéticos. El impacto general de este criterio debe ser analizado cuidadosa e imperiosamente en el contexto energético futuro de mediano y largo plazo.

Análisis del comportamiento de la carga eléctrica provincial a partir de la curva de duración de carga

Otro elemento importante para el análisis del comportamiento histórico de un sistema, y como aporte al comportamiento futuro, es la denominada curva de duración de carga. Esencialmente una curva de duración cuantifica cierto tipo de ocurrencia o frecuencia acumulada en unidades de tiempo, de alguna variable particular, en este caso, de la carga de un sistema eléctrico.

Para su construcción, se ordenarán en sucesión descendente (del mayor al menor) los valores registrados de la variable en estudio; para este caso será la potencia eléctrica por hora o la energía media durante la última hora (es la manera en que ha sido suministrada la información por parte de CAMMESA). Posteriormente será necesario establecer un conjunto de "clases", que en este caso podrían ser "escalones" de, por ejemplo, 10 MWh, donde el menor de tales valores podría ser la "carga mínima" del sistema durante el período analizado, y el mayor, el máximo valor registrado en tal período. Luego habrá que cuantificar la cantidad de veces que la variable que se analiza toma algún valor contenido en los escalones ya definidos (por ejemplo: la cantidad de "horas" que el sistema demandó entre 810 y 820 MWh).

La figura 62 representa la curva de duración de carga del sistema eléctrico cordobés para el año 2006.

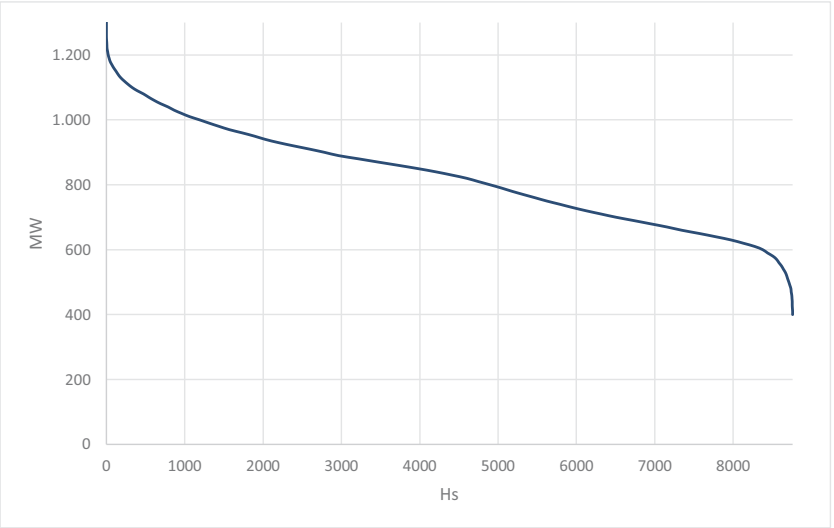


Fig. 62. Curva de duración de carga del sistema eléctrico cordobés para el año 2006 (fuente: elaboración propia INFO_TIPO_2).

Del mismo se puede observar que la demanda mínima que se debió atender fue de 400 MWh, y que la máxima fue de 1230 MWh. Naturalmente en el eje de las abscisas se representan las 8760 horas que tiene un año. El área bajo la curva representa la energía total que se debió alimentar durante el año en cuestión. Mientras más se aproxime esa curva a una línea horizontal a la altura de la demanda máxima, "mayor" o "mejor" será la utilización del sistema; de hecho, el sistema debe estar dimensionado para atender a esa demanda aun cuando la demanda media es considerablemente menor.

Asociada a tal concepto se encuentra la definición del factor de carga (FC) de un sistema eléctrico, que esencialmente resulta del cociente entre la demanda media de potencia durante el año y la demanda máxima que debió atender en el mismo período. Evidentemente tal factor será siempre menor que uno; en todo caso sería igual a uno cuando la carga atendida a lo largo del año fuera siempre la misma. Cualquier sistema real tendrá un FC considerablemente menor que uno, y naturalmente se debería procurar que el mismo tienda a un valor unitario. El hecho de dimensionar un sistema para que se encuentre en condiciones de abastecer una carga por espacio de unos pocos minutos u horas (el extremo izquierdo del eje de abscisas de la figura) cuando la carga en general será mucho menor encarecerá todas las instancias del suministro energético: incorporación de generadores que se encuentren disponibles para su abastecimiento, capacidad de transformadores, líneas y cables para el mismo fin, y solo para ser usados en su capacidad algunos minutos al año. Por otro lado, las "partes altas" de esta curva se corresponden con cargas importantes y, por ende, con corrientes eléctricas de magnitud significativa. Si se tiene en cuenta que las pérdidas eléctricas técnicas en las redes eléctricas están relacionadas con el valor al cuadrado de la corriente, es posible inferir que la "forma de esta curva" también tiene relación con tales pérdidas.

Debe también aclararse en esta instancia que el período de "muestreo" que se emplee puede afectar algunas cuantificaciones que se efectúen con estos datos. Tal como se explicitó anteriormente, el valor que se dispone en una base por hora en realidad es el valor medio a partir de cuatro registros "guardados" durante la hora (Sistema SMEC). Esto puede significar, entre otras cosas, que el valor máximo real durante esa hora puede haber sido mayor. Sin embargo, a los fines a los que aquí se lo requiere, se considera que su efecto no resulta significativo.

La figura 63 muestra, año por medio, cómo ha ido evolucionando la curva de duración de carga de la Provincia de Córdoba. Se puede observar la tendencia creciente en cuanto a la demanda de energía anual y los "picos de demanda", hasta que finalmente, en los dos últimos años representados (2016 y 2018), resultan prácticamente idénticos.

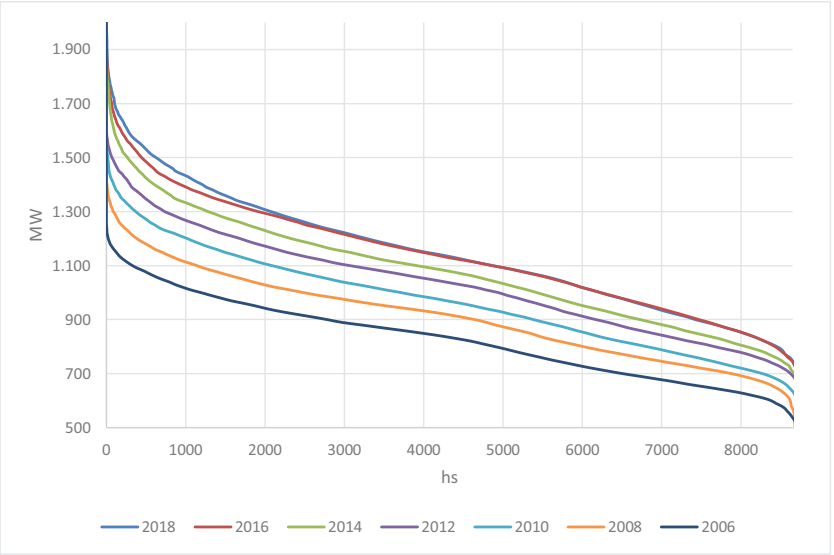


Fig. 63. Evolución de curva de duración de carga del sistema eléctrico cordobés período 2006-2018 (fuente: elaboración propia INFO_TIPO_2).

Sin perder de vista que esta información de demanda conceptual representa "energía comprada al MEM", se analizarán algunos aspectos que se considera que deben ser destacados. La aclaración respecto de que se trata de "energía comprada al MEM" se considera pertinente, ya que, si estos valores se comparan con otros mostrados anteriormente, se podrán evidenciar algunas diferencias. En principio aquellos datos se referían a "energía facturada a usuarios finales". Por lo tanto, no solo existen diferencias por las "pérdidas técnicas", sino también por los "asincronismos" con los que se miden estos valores de energía. En todo caso, estos últimos valores son "on line" y los anteriores son "lecturas de estado de medidores".

En la tabla 10 se muestran los siguientes parámetros obtenidos a partir de la serie de datos del período 2005-2018:

2.da columna: [MWh/año], energía total recibida por el sistema eléctrico de la Provincia de Córdoba.
3.ra columna: [MAX [MW], potencia máxima demandada del año (recordando que la medición es el valor "integrado" de una hora).
4.ta columna: Media [MW], potencia media demandada.
5.ta columna: ΔMAX [%], variación interanual de la potencia máxima demandada.
6.ta columna: ΔMedia [%], variación interanual de la potencia media demandada.
7.ma columna: Factor de carga = 4.ta columna/3.ra columna.
8.va columna: ΔFC [%], variación interanual del factor de carga.

Año	MWh/año	MAX [MW]	Media [MW]	ΔMAX %	ΔMedia %	Factor de carga FC	ΔFC %
2005	6.721.128	1.221	767	-	-	0,628	-
2006	7.137.494	1.241	815	1,564	6,195	0,657	4,559
2007	7.673.184	1.354	876	9,129	7,518	0,647	-1,477
2008	7.907.588	1.413	900	4,342	2,762	0,637	-1,514
2009	8.010.329	1.466	914	3,818	1,565	0,623	-2,170
2010	8.372.032	1.542	956	5,146	4,527	0,620	-0,588

2011	8.677.087	1.567	991	1,620	3,644	0,632	1,991
2012	8.946.457	1.598	1.018	1,954	2,823	0,638	0,852
2013	9.250.250	1.706	1.056	6,784	3,679	0,619	-2,908
2014	9.350.391	1.880	1.067	10,230	1,083	0,568	-8,298
2015	9.678.562	1.862	1.105	-0,963	3,510	0,593	4,516
2016	9.886.670	1.911	1.126	2,617	1,871	0,589	-0,727
2017	9.830.799	1.894	1.122	-0,871	-0,293	0,592	0,584
2018	9.936.229	1.971	1.134	4,018	1,072	0,576	-2,832

Tabla 10. Evolución energía eléctrica anual, demanda máxima de potencia, energía media y factor de carga (fuente: elaboración propia INFO_TIPO_2).

En la figura 64 se muestra lo más destacable de la anterior tabla:

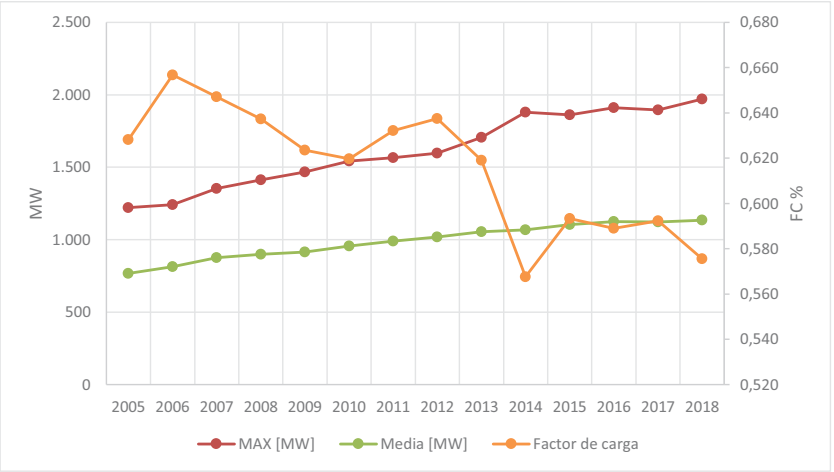


Fig. 64. Evolución demanda máxima de potencia, potencia media y factor de carga (fuente: elaboración propia INFO_TIPO_2).

La figura 65 muestra la demanda máxima de potencia registrada por año y la energía total anual.

El incremento de las potencias máximas demandadas creció a una tasa superior que la potencia media demandada, deteriorando, por lo tanto, el factor de carga global del sistema. Tal como se comentó anteriormente, esto significa, entre otras cosas:

- Un incremento relativo en los costos fijos de provisión (o generación) de energía.
- Un incremento relativo en los costos fijos para adaptar la capacidad de carga de todos los componentes del sistema.
- Un incremento relativo en las pérdidas eléctricas técnicas del sistema.
- Por lo tanto, un incremento relativo en los costos asociados a cada instancia de la cadena de la EE.

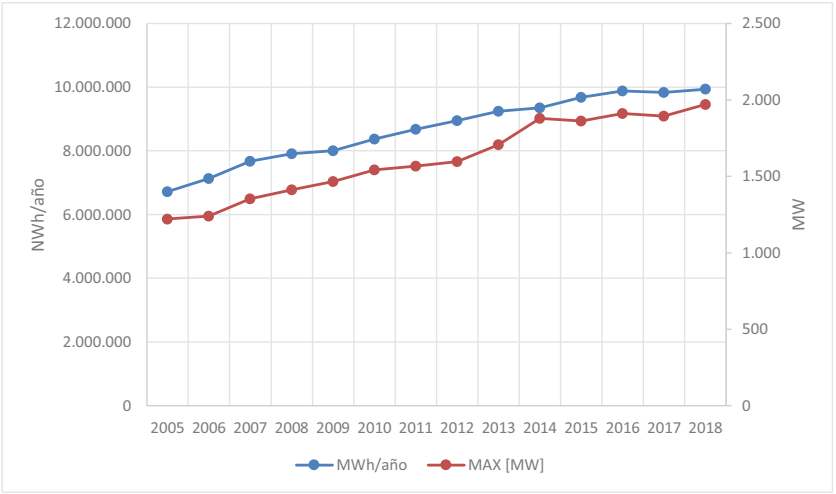


Fig. 65. Evolución demanda máxima de potencia y energía total anual (fuente: elaboración propia INFO_TIPO_2).

4.2. Conclusiones

A medida que se ha ido desarrollando esta sección, se han manifestado algunas situaciones que podrían tener impacto significativo en la operación del sistema eléctrico provincial y que en ningún caso resultarían, en principio, positivas. Tales situaciones pueden ser originadas por diferentes motivos: sistemas tarifarios que, con algún "objetivo de política energética", impactan en aspectos operativos del sistema energético de manera negativa; políticas de incentivos para la adquisición de equipamiento cuya operación no resulta globalmente favorable desde una perspectiva de "sistema energético" (induciendo un sobredimensionamiento de algún sistema en particular o induciendo a un uso energético menos eficiente). A partir de esto se incluye un ejemplo sencillo mediante el cual se pretende evidenciar una situación conflictiva en el uso final de los energéticos y su impacto.

Para ello se analizan alternativas tecnológicas y energéticas para la calefacción. La situación es observada desde la evaluación económica operativa por parte del usuario, pero también se introduce la perspectiva del "operador" del sistema energético, o la "autoridad ministerial competente", que es quien determina o induce comportamientos en los usuarios finales respecto de la elección de alternativas energéticas. El objetivo es que el ejemplo sea de fácil interpretación para quienes no tienen hábitos en el manejo de magnitudes energéticas; para ello, se recurrirá a algunas simplificaciones, que, de todas maneras, no se contraponen con el "sentido común" de los principios energéticos.

El problema:

Un ambiente necesita un flujo de calefacción de 1000 kcal/horas. El planteo por horas puede ser obviado si resulta una complicación; en tal caso, podría plantearse que "son necesarias 1000 kcal". Las alternativas que se plantean para ello son tres:

- **calefactor tiro balanceado**
- **aire acondicionado etiqueta de eficiencia energética A**
- **aire acondicionado etiqueta de eficiencia energética A+++**

Se trata de buscar la solución más económica desde el punto de vista del "insumo energético", según las tarifas actuales (de GN y de electricidad).

• *Calefactor tiro balanceado*: se asume un equipo con una eficiencia energética de 69,6% (este valor se asume ya que es el valor medio de los resultados obtenidos en INTI, 2008). Entonces, para disponer de las 1000 kcal, serán necesarias 1437 kcal de GN (1000/0,696).

• *Aire acondicionado:* se asume que se dispone de un equipamiento tipo split, el cual trabaja bajo el concepto de bomba de calor; este último se obtiene "llevándolo" desde un ambiente a otro; para esto,

la única energía que se requiere es la necesaria para "comprimir" un fluido en uno de tales ambientes, que luego será "expandido" en el otro.
Si uno de estos equipos se encuentra etiquetado con una eficiencia energética A, en el modo "calefacción", su eficiencia se cuantifica mediante el coeficiente de desempeño energético (COP: Coefficient of Performance):

COP = energía calorífica obtenida/energía consumida

Asumiendo un COP de 3,6, la "energía eléctrica" necesaria sería 277,8 kcal (1000/3,6), o, lo que es lo mismo, 0,32 kWh (1kWh = 860 kcal).
Si, en cambio, su etiquetado de eficiencia energética es A+++, en el modo "calefacción", su eficiencia se cuantifica mediante el coeficiente de rendimiento estacional (SCOP: Seasonal Coefficient of Performance), que también se define como el cociente entre la energía obtenida y la consumida.
Si se asume un SCOP de 5,1, la "energía eléctrica" necesaria sería 196,1 kcal (1000/5,1), o, lo que es lo mismo, 0,23 kWh.

En lo que sigue se les asignará un valor monetario a ambas unidades de energía a partir de los costos vigentes.

Para el GN se asume la tarifa vigente en la Provincia de Córdoba para un usuario que consume entre 1000 y 1250 m^3 (T3.1). Esto es, un cargo fijo mensual de ARS 443,6, más otro variable cuya razón es de 10,83 ARS/m^3. Suponiendo que el consumo anual es de 1200 m^3, anualizando el consumo, el costo promedio, incluyendo un 31% de impuestos y tasas, es de 20,00 ARS/m^3.

Análogamente, para la EE se supone un usuario con una demanda mensual de entre 120 y 500 kWh. En este caso, el cargo fijo es de 85,4 ARS/mes, más otro variable a razón de 5,37 ARS/kWh los primeros 120 kWh y 6,84 ARS/kWh los restantes. Asumiendo que se trata de un usuario con un consumo mensual de 200 kWh, anualizando el consumo, el costo promedio, incluyendo un 31% de impuestos y tasas, es de 8,36 ARS/kWh.

Entonces, los costos energéticos para obtener las 1000 kcal de las tres opciones son:

Calefactor tiro balanceado	**ARS 3,09**
Aire acondicionado etiqueta de eficiencia energética A	**ARS 2,70**
Aire acondicionado etiqueta de eficiencia energética A+++	**ARS 1,91**

Visión del usuario: existen varios elementos que definirán la tecnología que un usuario de servicios públicos energéticos elegirá para la calefacción de su hogar. Lo que aquí se verifica es que, si la decisión se basa exclusivamente en los "costos energéticos operativos", la electricidad es siempre la "mejor opción" para las tarifas actuales.

Visión desde la perspectiva de quien gestiona los sistemas energéticos: alrededor del 65% de la EE argentina es generada por sistemas térmicos fósiles. El informe anual de CAMMESA 2018 indica que, de los 137.482 GWh generados ese año, 87.727 GWh fueron térmicos fósiles. El consumo especifico medio (CEM) equivalente en GN del parque térmico fue de GN = 1918 kcal/kWh. Si este valor es ponderado sobre el total de la energía generada, cada kWh se encuentra "cargado" de 1224 kcal/kWh, y si, además, se considera desde el punto de generación hasta el de consumo, se "perdió" un 15%, entonces, una mejor aproximación sería de 1407 kcal/kWh. Esto quiere decir que a los 0,32 kWh o a los 0,23 kWh requeridos para las opciones 2 y 3, respectivamente, debería adicionárseles la componente térmica que fue necesaria en su generación.

Comentarios:

Mediante el presente ejemplo se procura evidenciar que las planificaciones, en general, en materia energética tienen múltiples aristas de análisis y actores involucrados. Tales planificaciones también involucran distintos campos de acción e implementación de políticas de cada uno de ellos. Decidir que lo óptimo para un país es que el sistema de calefacción sea el GN o la EE es política de Estado, que responde a un conjunto de elementos de análisis sujetos a condicionantes técnicos, económicos, etc. Adoptada tal posición, el mismo Estado dispone de diferentes alternativas para obligar, o inducir, a que los usuarios finales adopten lo que se consideró apropiado: políticas tarifarias, facilidades de pago o subsidios en la compra de equipos, tasas o impuestos sobre energéticos o equipos, etc.

5. PERSPECTIVAS DE EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En cualquier ámbito, en particular en el sector eléctrico, la planificación requiere de modelos que permitan predecir la evolución de un objeto de estudio, según la trayectoria de un conjunto de variables que directa o indirectamente lo afecten. Naturalmente la predicción de demanda eléctrica de largo plazo requiere de un análisis que permita inferir cuáles son las variables que la determinan y la cuantificación de sus efectos. Es de esperar que, por ejemplo, el estudio por categorías homogéneas de consumo permita un más detallado

discernimiento sobre las variables que lo afectan y de qué manera. Modelos más detallados y completos tenderán a ser más precisos en sus predicciones.

Un parámetro determinante en la demanda de energía eléctrica es el nivel de actividad económica. Este queda determinado por la interacción de un conjunto prácticamente incontable de factores: producto bruto interno, tasa de inflación, poder adquisitivo de los salarios, balanza comercial, tipo de cambio, dependencia de la importación de energía, niveles de pobreza, etc. En general, no es tarea sencilla el ordenamiento de estas variables, de manera de alcanzar modelos medianamente precisos, para predecir la evolución de la demanda de EE. La complejidad es aún mayor en países que se encuentran en vías de desarrollo, sensibles a variables externas (por ejemplo, el precio de *commodities* sobre los que no se tiene incidencia en la formación de precios), políticas en materia económica y energética erráticas y contradictorias (precio de energéticos durante largos períodos con niveles de subsidio del orden del 80% vs. eliminación de tales subsidios), etc. Este conjunto de elementos configura un escenario prácticamente imposible de modelar y, por ende, de predecir su comportamiento en el mediano o largo plazo.

Muchos ejemplos se podrían enumerar para graficar esta situación:

- La mirada que hace no más de tres años preveía respecto de la demanda eléctrica la Plataforma de Escenarios Energéticos Argentina 2040.
- El Informe Mensual de ADEERA de septiembre de 2018, donde denota una disminución de la demanda de energía eléctrica en la Provincia de Córdoba de 8,51% respecto de igual mes del año anterior.
- En la Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de Julio de 2019 (Comisión Nacional de Energía Atómica), la generación total neta nacional vinculada al SADI del año móvil cerrado en julio de 2019 es un 8,5% menor que el mismo período anterior, con lo que probablemente este valor resulte próximo al 10% al cerrar el corriente año.

A pesar de lo anterior, en lo que sigue se presenta un modelado básico de la demanda de EE en la Provincia de Córdoba y su posterior empleo en la configuración de escenarios y uso en el análisis evolutivo.

El objetivo del modelo es inferir la evolución de la demanda de EE total de la Provincia de Córdoba. Para ello se recurre a la información obtenida de la Secretaría de Energía de la Nación (Informes Estadísticos del Sector Eléctrico (http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3253).

En este caso, las distintas categorías empleadas en aquel formato se han reagrupado en tres:

- Residencial: se corresponde exactamente con la misma categoría original.
- Servicios: es el resultado de la suma de comercial, servicios sanitarios, alumbrado público, oficial y GUME comerciales.
- Industrial: es el resultado de la suma de industrial, riego, usuarios rurales, GUME industriales.

Los modelos matemáticos que se emplearán se sustentan en herramientas estadísticas, precisamente en modelos de regresión lineal, que en los casos planteados podrían ser lineales simples o lineales múltiples. Los modelos de regresión múltiple estudian la relación entre una variable de interés Y (variable dependiente) y un conjunto de variables explicativas (X_1, X_2, X_3,) que se reconocen como las variables regresoras o independientes. La posible dependencia entre la variable independiente y las regresoras puede ser de tres tipos:

- Existe relación funcional entre ellas: el conocimiento de las variables regresoras permite definir el comportamiento de la variable independiente.
- No existe ninguna relación entre ellas: conocer las regresoras no aporta nada para predecir el comportamiento de la independiente
- Existe una cierta relación entre la variable independiente y todas o algunas de las variables regresoras. Este caso tiende a ser el más habitual y es el que permite una mayor precisión en la predicción.

Los modelos de regresión procuran evaluar tales relaciones y dar ciertos márgenes de seguridad en cuanto a las predicciones sobre la variable dependiente.

La formulación de un modelo de regresión lineal múltiple asume que se dispone de k variables regresoras (independientes) para *n* observaciones de la variable respuesta:

$$y_i = \beta_0 + \beta_1 x_{1i} + \beta_2 x_{2i} + \cdots . + \beta_k x_{ki} + \varepsilon_i$$

Donde β_0 es el coeficiente que indica el valor de la variable respuesta cuando la regresora es cero.

Llevado al caso que se estudia, y suponiendo que es el supuesto de la demanda residencial, entonces, **y** es la demanda de energía, $\boldsymbol{x_1}$ podría ser el poder adquisitivo de los usuarios y $\boldsymbol{\beta_1}$ el coeficiente que relaciona la demanda con el poder adquisitivo; $\boldsymbol{x_2}$ podría ser el precio de la energía y $\boldsymbol{\beta_2}$ el coeficiente que relaciona la

demanda con el precio de la energía, etc., y se dispone de *n* observaciones, una serie de *n* años de la demanda, el poder adquisitivo, el precio de la energía, etc. Entonces, el problema se reduce a determinar cuáles de las variables de las que se dispone información inciden sobre el comportamiento de la demanda (precio, poder adquisitivo, habitantes, etc.) y luego estimar cuantitativamente la manera (los $\boldsymbol{\beta}$`s) en que tales factores determinan la variación de la demanda.

Posteriormente, para estimar el comportamiento futuro, se supondrá una evolución interanual de las variables dependientes, las cuales, al ser afectadas por los coeficientes regresivos ($\boldsymbol{\beta}$`s), que se supondrá que permanecen constantes, determinarán la evolución de la demanda eléctrica.

Resulta oportuno destacar que un aspecto interesante en este tipo de estudios es el de las elasticidades, fundamentalmente aquellas referidas al impacto de las tarifas, como las del poder adquisitivo. En tal caso, ambos elementos son incorporados al modelo y, a partir de ellos, resulta posible inferir el modo cuantitativo en que ellas intervienen en la demanda (por ejemplo, y para el caso de las tarifas, esto implicaría cuantificar la manera en que un incremento tarifario reduciría la demanda en términos de ARS/kWh o sus equivalentes porcentuales). Naturalmente ha sido posible reconstruir la serie histórica de información de tarifas y de un indicador de poder adquisitivo para el período analizado (de hecho, el correspondiente a las tarifas ha sido incluido como apéndice de este documento). Este tema constituyó un esfuerzo considerable en la revisión bibliográfica y de modelos. Particularmente para el estudio del sector residencial se intentó vincular el consumo con todas las variables que se muestran en las figuras 70 y 71, entre las que se encuentran la "tarifa" y el "poder de compra", a partir de los cuales poder evaluar las elasticidades de precio e ingreso respectivamente. Ante la imposibilidad de encontrar una explicación coherente, no solo a los resultados vinculados a tarifas e ingresos, sino también al resto de las variables, se optó finalmente por el vínculo tradicionalmente más aceptado y empleado, el PGB, con el siguiente criterio:

- Para el sector servicios, el PGB de tal sector.
- Para el sector industrial, el PGB del sector de bienes.
- Para el sector residencial, el PGB total.

5.1. Sector servicios

Se construyó la serie de la evolución de la demanda de EE de la categoría servicios, como la suma que se explicó anteriormente y sobre la disponibilidad de información de las eventuales variables regresoras:

1. Cantidad de usuarios.
2. Producto bruto geográfico del sector servicios.
3. Tarifa (para el sector servicios, empleando los valores que se mostraron anteriormente).

Con la idea de obtener una primera impresión, en este caso visual, en cuanto a la eventual relación entre la demanda de EE y las potenciales variables regresoras, se representó gráficamente la evolución de la demanda, de la cantidad de usuarios y del PGB del sector servicios referidos al valor que tenían en el año 2005 (fig. 66). Por una cuestión de escalas, en la figura 67 se muestra la evolución de la demanda conjuntamente con el precio de la energía, usando el mismo criterio para la representación.

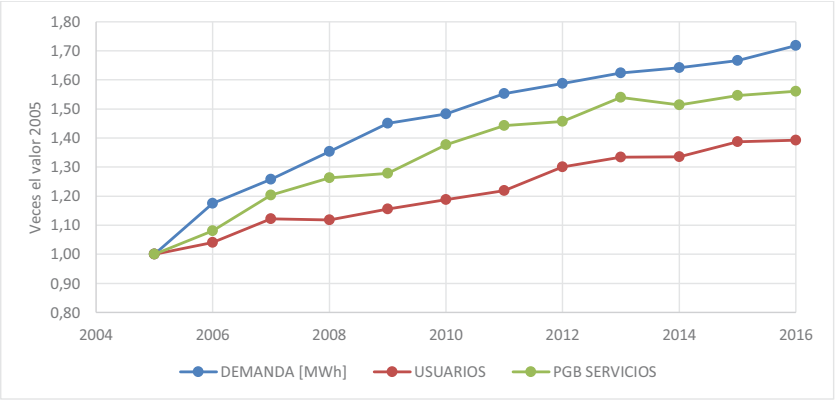


Fig. 66. Evolución de la demanda, la cantidad de usuarios y el PGB del sector servicios (fuente: elaboración propia INFO_TIPO_2 y Dirección General de Estadísticas y Censos de la Provincia de Córdoba).

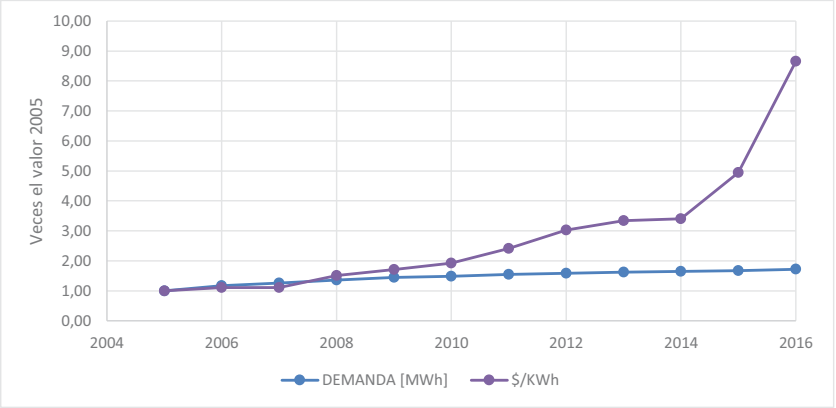


Fig. 67. Evolución del precio de la EE para usuario "típico" correspondiente, anteriormente definido (fuente: elaboración propia).

Cuando se correlacionan estas variables, se obtienen resultados coincidentes con los que se desprenden de las figuras: el PGB y la cantidad de usuarios definen con gran precisión el comportamiento de la demanda, no afectando significativamente el costo de la energía.

Se asume que la cantidad de usuarios es también dependiente de la evolución del PGB, por lo que la regresión se basará exclusivamente en esta variable. Cabe destacar que, en la revisión bibliográfica sobre el tema, el PGB (o PBI) es un factor determinante cuando se procura una variable que defina el comportamiento de la demanda de algún sector en particular (servicio o industria) o inclusive el residencial.

El resultado que se obtiene según el procedimiento de modelado y ajuste que se describió anteriormente se puede explicar como sigue: si la demanda total del sector servicios en el año 2020 era de 1.750.000 MWh, y el incremento en ARS (2004) del PGB del sector servicios pasase del año 2020 al 2021 de 32.000 millones a 33.280 (4% de incremento), entonces, la demanda pasaría a ser de 1.824.854 MWh.

5.2. Sector industria

Las figuras 68 y 69 muestran las mismas variables bajo los mismos criterios que en el caso del sector servicios. Tal tarifa es la señalada anteriormente para el usuario industrial típico.

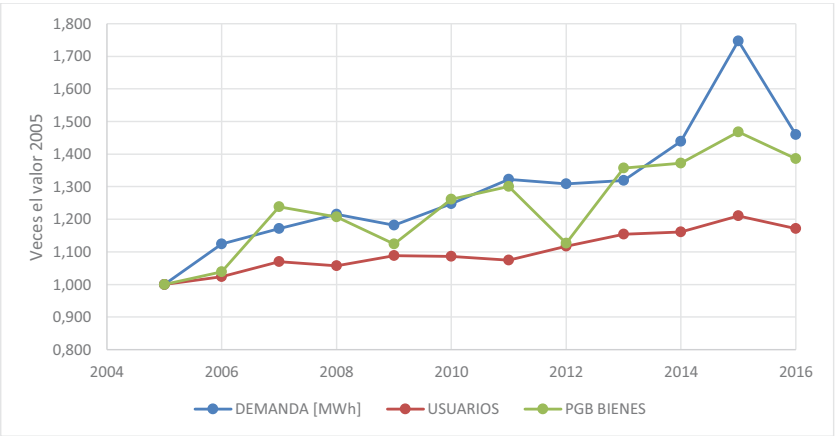


Fig. 68. Evolución de la demanda, la cantidad de usuarios y el PGB del sector bienes (fuente: elaboración propia INFO_TIPO_2 y Dirección General de Estadísticas y Censos de la Provincia de Córdoba).

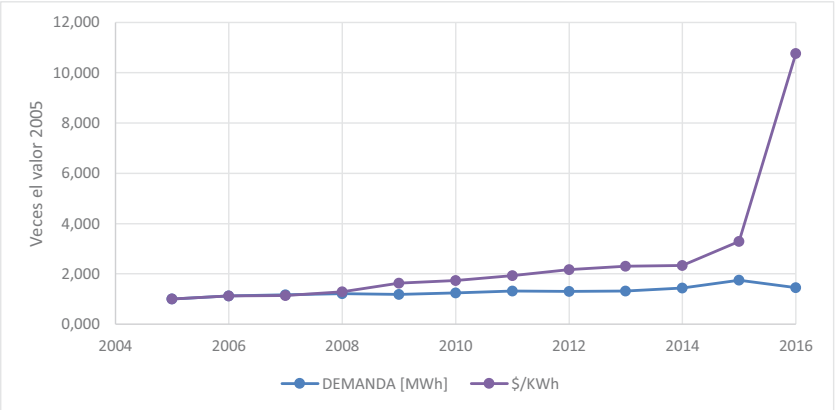


Fig. 69. Evolución del precio de la EE para usuario "típico" correspondiente anteriormente definido (fuente: elaboración propia).

Empleando el mismo criterio que para el sector servicios, la demanda de este sector ha sido ajustada con el producto bruto geográfico de bienes durante el mismo período y con idéntico criterio al del sector de servicios.

5.3. Sector residencial

Las figuras 70 y 71 muestran el caso residencial.

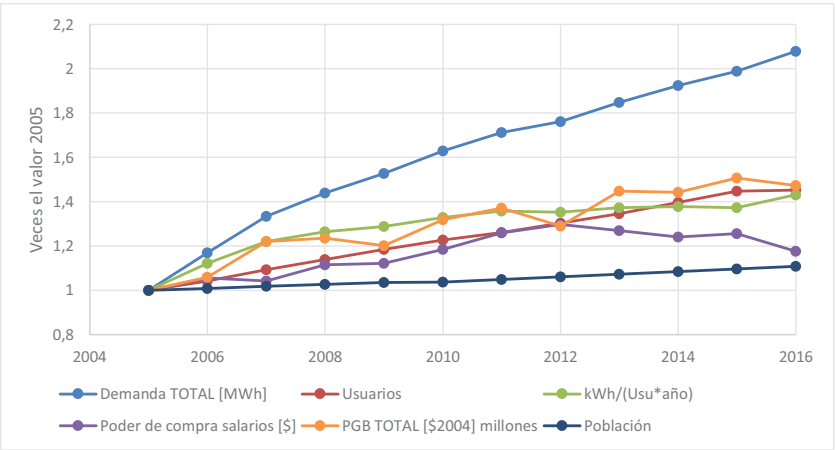


Fig. 70. Evolución de la demanda total, la cantidad de usuarios, los consumos específicos, el poder de compra salarial y la población (fuente: elaboración propia).

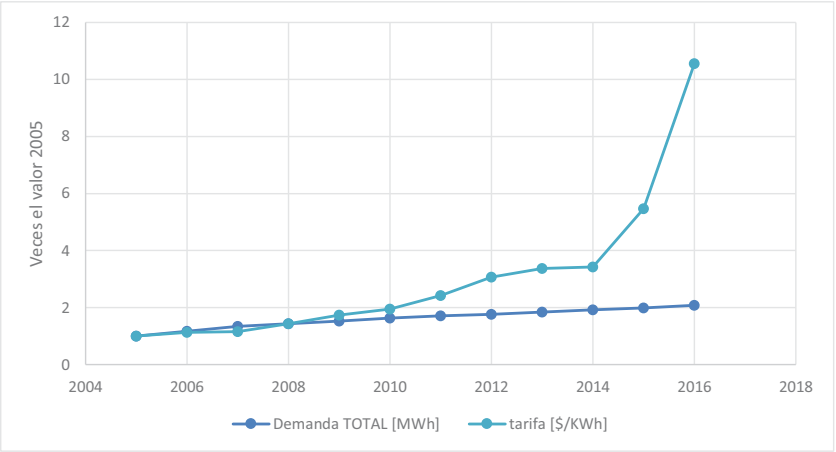


Fig. 71. Evolución del precio de la EE para usuario "típico" correspondiente anteriormente definido (fuente: elaboración propia).

Como ya se ha expresado anteriormente, la demanda del sector residencial ha sido ajustada con el PGB total.

5.4. Expectativas de proyección de demanda

A partir de la curva de carga por hora suministrada por CAMMESA, la demanda total del año 2018 de la Provincia de Córdoba fue de 9.886.670 MWh. A partir de la Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de Julio de 2019 (Comisión Nacional de Energía Atómica), se asume una disminución del 8,5% respecto del 2018; por lo tanto, la demanda total de Córdoba para el corriente año sería de 8.107.100 MWh.

Según el esquema de agrupamientos con el que se acaba de trabajar y en proporción a la distribución de facturaciones del año 2016, la composición se corresponde con un 36,9% de residencial, 20,9% de servicios y 42,2% de industrial. Esto significa para el año 2019 una proyección de la demanda para la provincia de 2.991.520, 1.694.384 y 3.421.196 MWh para el sector residencial, servicios e industrial, respectivamente. La tasa promedio de crecimiento del producto geográfico bruto de la provincia desde el 2005 hasta el 2017 fue de 4,6%, tanto para el sector de bienes como para el de servicios. En lo que sigue se asume una hipótesis más probable de crecimiento anual del PGB del 4%; sobre ella se plantean otras dos como pesimistas y optimistas de 1,5% por debajo y por encima del valor más probable. Las figuras 72, 73 y 74 muestran el crecimiento esperado de la demanda anual de energía para los tres sectores considerados y para un PGB creciendo a razón del 4%, del 2,5% y del 5,5%.

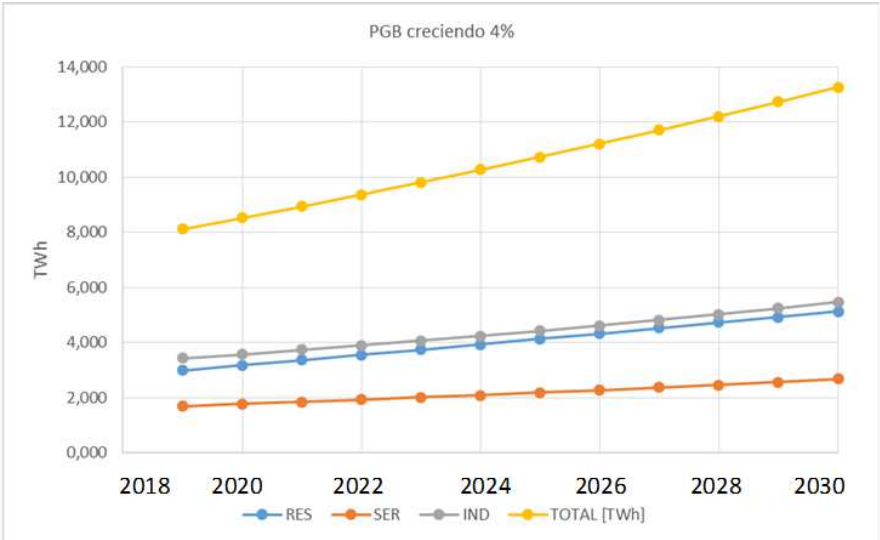


Fig. 72. Tendencia de la demanda de EE anual de cada sector y total asumiendo una tasa de crecimiento de PGB de 4% anual (fuente: elaboración propia).

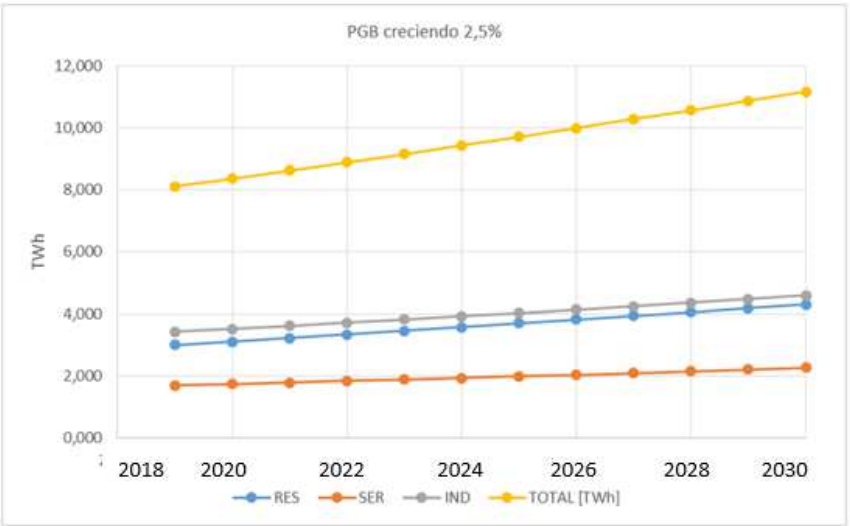


Fig. 73. Tendencia de la demanda de EE anual de cada sector y total asumiendo una tasa de crecimiento de PGB de 2,5% anual (fuente: elaboración propia).

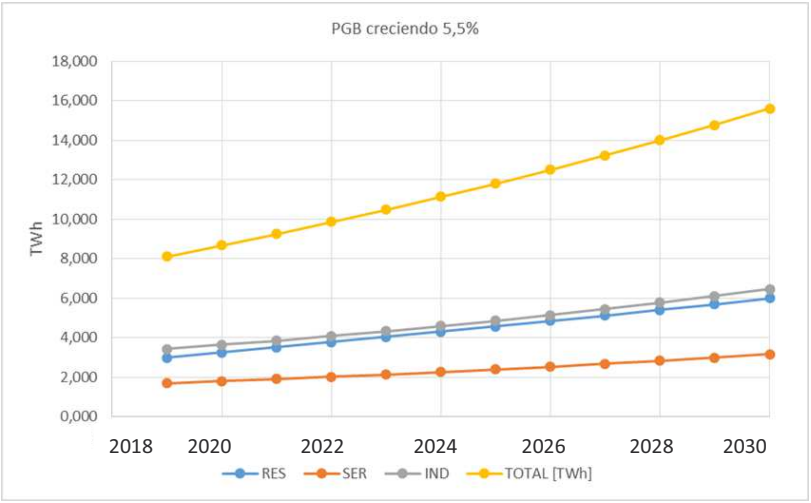


Fig. 74. Tendencia de la demanda de EE anual de cada sector y total asumiendo una tasa de crecimiento de PGB de 5,5% anual (fuente: elaboración propia).

En principio, no se ha observado que la demanda máxima de potencia disminuya al mismo ritmo que lo está haciendo actualmente la demanda anual de energía. En lo que sigue se relaciona la demanda máxima de potencia con la demanda anual de energía, asumiendo que la relación entre ambas seguirá a un ritmo constante y que la demanda máxima de potencia del año 2019 será la misma que en el 2018. La figura 75 muestra la evolución de las demandas máximas de potencia, bajo las condiciones supuestas.

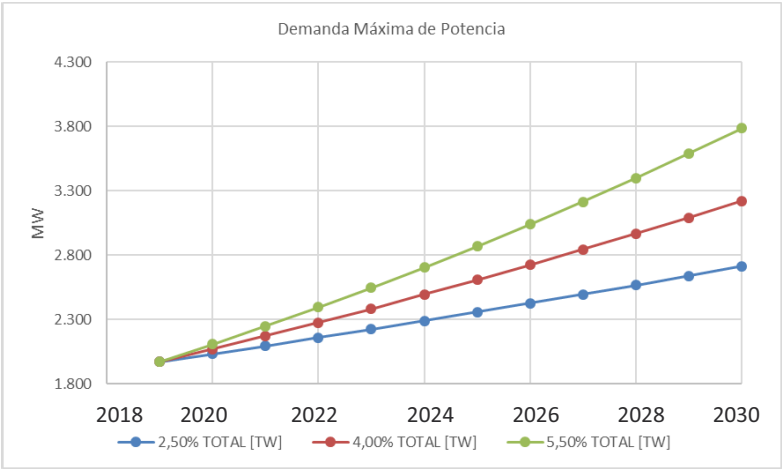


Fig. 75. Tendencia de la demanda máxima de potencia según las diferentes hipótesis anteriores de desarrollo (fuente: elaboración propia).

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CEPAL (2014), “Informe nacional de monitoreo de la eficiencia energética de la República de Chile”.

---------- (2015a), “Informe nacional de monitoreo de la eficiencia energética del Brasil”.

---------- (2015b), “Informe nacional de monitoreo de la eficiencia energética de la República Oriental del Uruguay”.

---------- (2018), “Informe nacional de monitoreo de la eficiencia energética de México”.

Gastiarena, M.; Fazzini, A.; Prieto, R. y Gil, S. (2017), “Gas vs. electricidad: Uso de la energía en el sector residencial”, *Petrotecnia*, abril de 2017, pp. 50-60.

Gil, S. y Prieto, R. (2013), “¿Cómo se distribuye el consumo residencial de gas?”, *Petrotecnia*, diciembre de 2013, pp. 86-92.

INTI (2008), Programa Pruebas de Desempeño de Productos, Informe de Análisis de Estufas de Tiro Balanceado (Gas Natural).

López, E.; Schlomann, B.; Reuter, M.; Eichhammer, W.; Fraunhofer (2018), “Energy Efficiency Trends and Policies in Germany – An Analysis Based on the ODYSSEE and MURE Databases”, Fraunhofer, Institute for Systems and Innovation Research ISI, Karlsruhe, Alemania.

ODYSSEE-MURE, “Definition of ODEX indicators in ODYSSEE data base”.

ANEXO A

EVOLUCIÓN PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

En lo que sigue se presenta una aproximación a lo que ha sido la evolución de los precios de la EE. Para ello se han estudiado tres usuarios definidos como “típicos”, en función del consumo de EE, según tres categorías tarifarias: residencial (T1), general y servicios (T2) y grandes consumos.

Las tarifas consideradas para todas las categorías y para todo el período analizado se corresponden con las de la EPEC.

Usuarios “típicos”:

- Residencial (T1): 200 kWh/mes.
- General y servicios (T2): 650 kWh/mes.
- Grandes consumos (T3): media tensión con demanda mayor a 300 kW, con demanda contratada en punta y fuera de punta de 750 kW, y un consumo mensual de energía pico, valle y resto de 87.500, 87.500 y 175.000 kWh respectivamente.

El valor que se muestra es el resultante de dividir el consumo total de energía por el monto total de la factura, en todos los casos sin impuestos ni tasas.

A los fines de una mayor aproximación al precio final incluyendo las tasas e impuestos, los mismos serán del orden de 31,5% para un T1 (21% de IVA, 10% Municipal, 0,5 % ERSEP y otros) y, para un T2 y T3, esta carga puede superar el 40% (27% de IVA, Ingresos Brutos, Municipales, etc.). Debe reconocerse también que, durante el período que se analiza, surgieron y desaparecieron diferentes tasas e impuestos.

Residencial (T1)

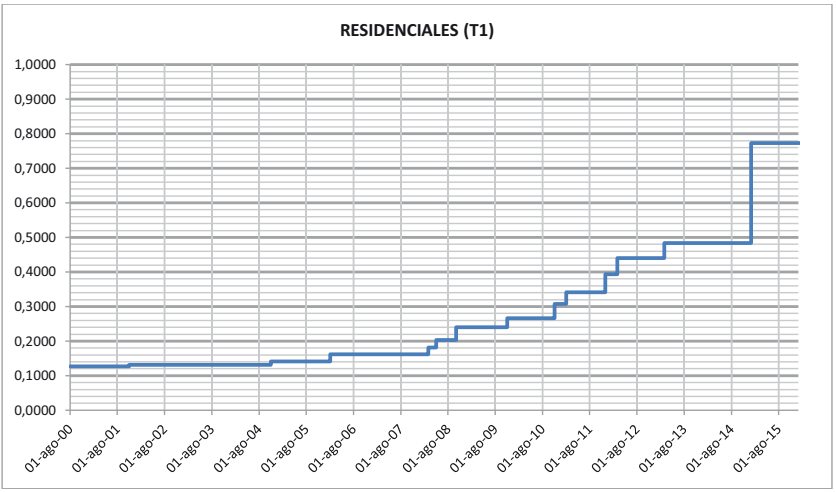


Fig. A1. Precio energía [ARS/kWh] para ”típico” usuario residencial (T1), sin impuestos, período 01/01/2000 a 31/12/2015.

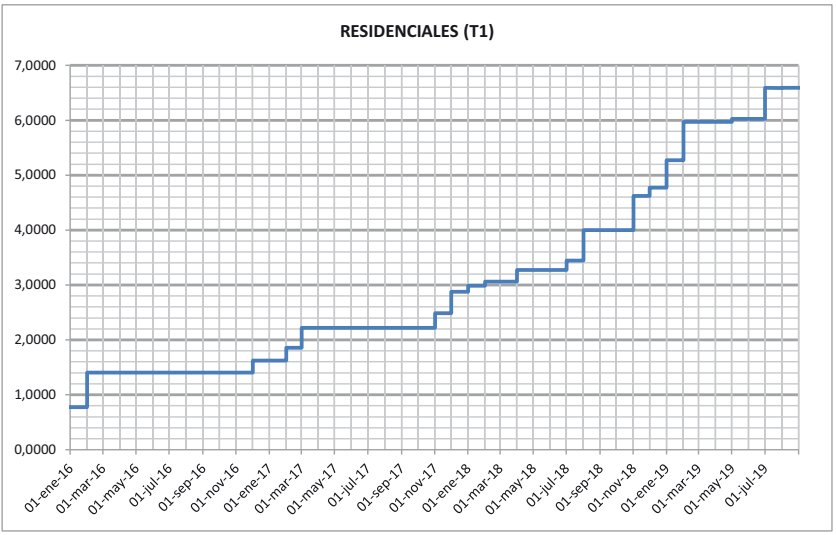


Fig. A2. Precio energía [ARS/kWh] para "típico" usuario residencial (T1), sin impuestos, período 01/01/2016 a 31/08/2019.

General y servicios (T2)

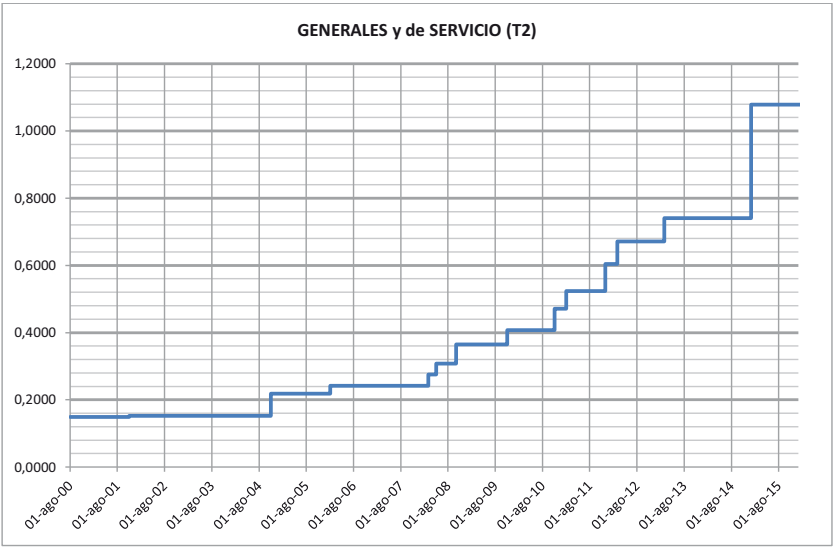


Fig. A3. Precio energía [ARS/kWh] para "típico" usuario general y de servicios (T2), sin impuestos, período 01/01/2000 a 31/12/2015.

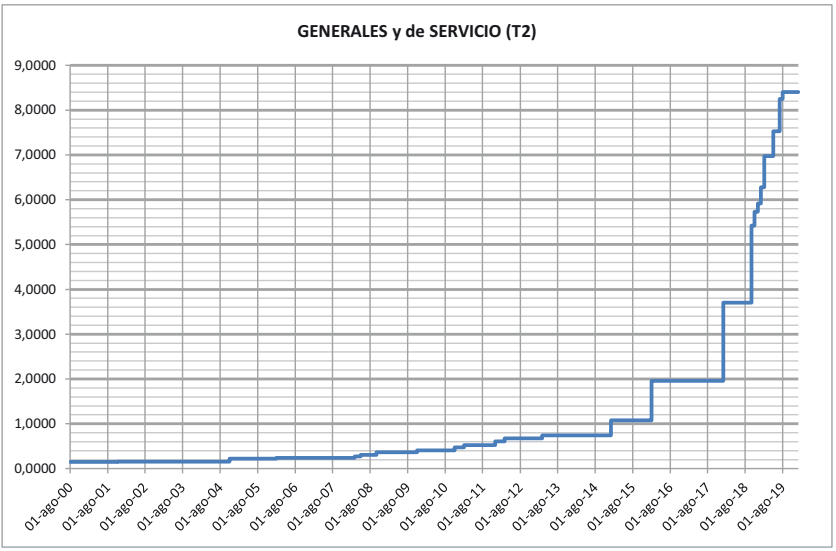


Fig. A4. Precio energía [ARS/kWh] para "típico" usuario general y de servicios (T2), sin impuestos, período 01/01/2016 a 31/08/2019.

Grandes consumos (T3)

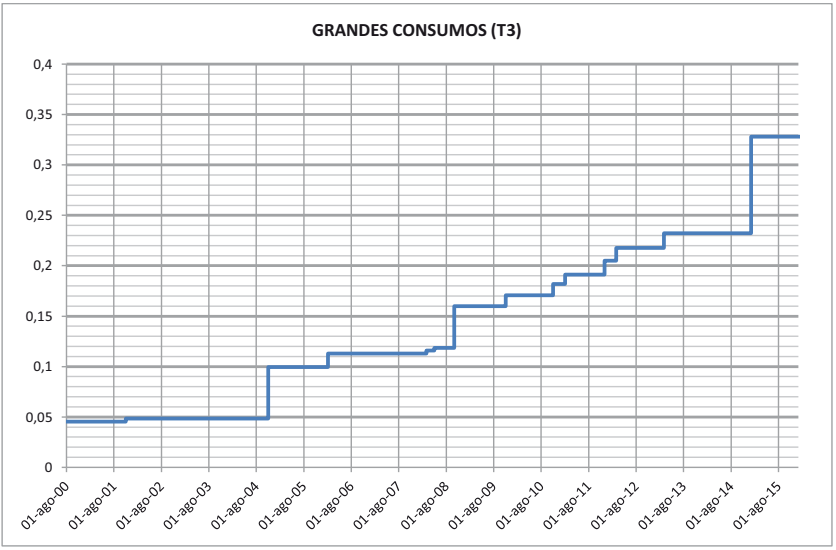


Fig. A5. Precio energía [ARS/kWh] para "típico" usuario grandes consumos (T3), sin impuestos, período 01/01/2000 a 31/12/2015.

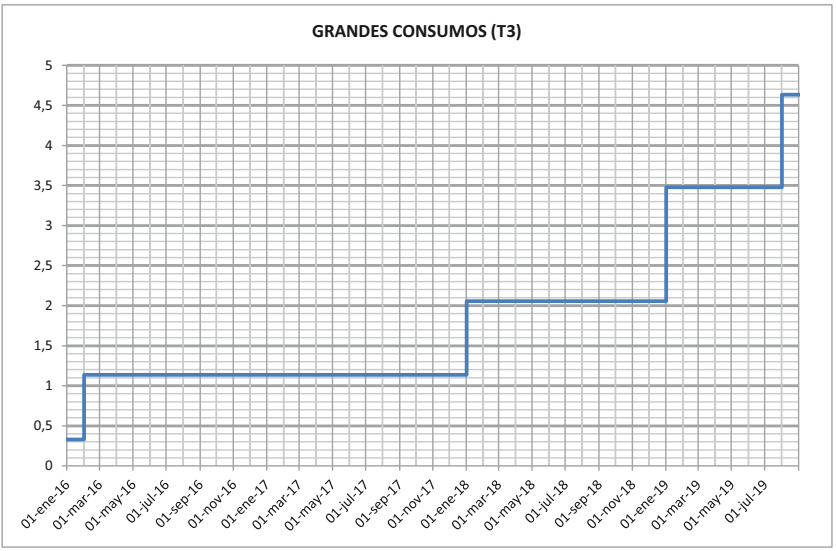


Fig. A6. Precio energía [ARS/kWh] para "típico" usuario grandes consumos (T3), sin impuestos, período 01/01/2016 a 31/08/2019.

ANEXO B

Oportunamente, en el texto central de este capítulo, se señalaron las limitaciones encontradas para desarrollar este trabajo, desde el punto de vista de la disponibilidad de información, cada vez que se pretendió determinar algún índice de eficiencia o sustentabilidad energética, de usos frecuentes en países que han liderado procesos destacados de transición energética.

EL presente anexo tiene por objeto dar una visión general de la dimensión alcanzada en los últimos tiempos en lo referente a indicadores energéticos. En tal sentido, se han abarcado dos instancias:

- Indicadores energéticos para el desarrollo sustentable.
- Indicadores de eficiencia energética.

A partir de una importante revisión bibliográfica, se presentan e interpretan definiciones surgidas de trabajos conjuntos de instituciones de reconocida trayectoria en temas energéticos.

Para el primero de estos apartados, el documento base lleva por título “Energy Indicators for Sustainable Development: Guidelines and Methodologies”, el cual es el resultado de un trabajo conjunto del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), en colaboración con el Departamento de Asuntos Económicos y Sociales (UNDESA) de las Naciones Unidas, la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la Oficina Europea de Estadística de las Comunidades Europeas (Eurostat) y la Agencia Europea de Medio Ambiente (AEMA).

Para el segundo, el documento adoptado se titula “Energy Efficiency Indicators: Essentials for Policy Making”, surgido de la Agencia Internacional de Energía.

Cabe destacar que, en el desarrollo del trabajo central al que se anexa este documento, se mantuvo como uno de los objetivos la valoración de tales índices a los fines de ubicar a Argentina, y en particular a la Provincia de Córdoba, en el contexto internacional en esta materia. La disponibilidad de información constituyó un cuello de botella prácticamente insuperable para avanzar en tal sentido. Sin embargo, se considera fundamental que se expliciten y difundan los caminos adoptados por otros países, donde las políticas energéticas son decisiones de Estado, cuyo sostenimiento resulta independiente, en gran medida, de los signos partidarios de los gobernantes de turno. En este sentido, y sin ningún tipo de valoración ideológica, el análisis rápido de las políticas en materia energética de las últimas décadas en nuestro país parece haber seguido una política errática o, al menos, de profundas contradicciones.

ANEXO B-1

INDICADORES ENERGÉTICOS PARA EL DESARROLLO SUSTENTABLE

Se considera que ningún conjunto de indicadores energéticos puede ser cerrado y definitivo. Para que sean de utilidad, los indicadores han de ir evolucionando con el tiempo, a fin de ajustarse a las circunstancias específicas de cada país y a sus prioridades y capacidades.
Los supuestos:

- La energía es imprescindible para potenciar el bienestar social y económico, y, en la mayoría de los casos, es indispensable para generar la riqueza industrial y comercial.
- Por esencial que pueda ser para el desarrollo, la energía es solo un medio y no un fin.
- No hay ninguna forma de energía –carbón, solar, nuclear, eólica o de cualquier otro tipo– que sea buena o mala intrínsecamente, y cada una de ellas vale solo en la medida en que cumpla los fines para los que ha sido creada.
- No existe producción de energía o tecnología de conversión sin riesgos o sin desechos. En algún punto de todas las cadenas de energía –desde la extracción del recurso al suministro de los servicios energéticos– se producen, emiten o eliminan contaminantes, a menudo con graves repercusiones para la salud y el medio ambiente.
- Aunque una tecnología no emita substancias nocivas en el lugar de explotación, pueden surgir emisiones y desechos a lo largo de la cadena de producción u otras partes de su ciclo vital.
- A la hora de seleccionar los combustibles energéticos y las tecnologías conexas para la producción, suministro y utilización de los servicios relacionados con la energía, resulta fundamental tener en cuenta las consecuencias económicas, sociales y ambientales.
- Los encargados de la adopción de políticas necesitan métodos para medir y evaluar (indicadores) los efectos actuales y futuros del uso de la energía sobre la salud humana, la sociedad, el aire, el suelo y el agua. Han de determinar si la utilización actual de la energía es sustentable y, en caso contrario, cómo cambiarla para que lo sea.
- En un indicador energético dado, es posible que un mismo valor no signifique lo mismo para dos países diferentes. El significado dependerá del grado de desarrollo de cada país, de la naturaleza de su economía, de su geografía y de la disponibilidad de recursos energéticos nacionales.

Se abordan tres de las principales dimensiones del desarrollo sustentable:

- la económica
- la social
- la ambiental

INDICADORES DIMENSIÓN SOCIAL

Soc_1: Porcentaje de hogares (o de población) sin electricidad o energía comercial, o muy dependientes de energías no comerciales

Porcentaje de hogares (o de población) sin acceso a servicios de energía comercial, incluida la electricidad, o muy dependientes de variantes de la energía “tradicional” no comercial, como la leña, los residuos agrícolas y el estiércol animal.

Finalidad: supervisar los progresos en la esfera de la accesibilidad y asequibilidad de los servicios comerciales de energía, incluida la EE.

Relación con el desarrollo sustentable: los servicios de energía comercial son decisivos para facilitar alimentos, vivienda, agua, saneamiento, atención a la salud, educación y acceso adecuados a las comunicaciones. La falta de acceso a los servicios modernos de energía contribuye a la pobreza y a las privaciones, y obstaculiza el desarrollo económico y humano.

Soc_2: Porcentaje de ingresos de los hogares dedicado a combustibles y electricidad

Porcentaje de los ingresos disponibles de los hogares (o consumo privado) gastado en combustibles y EE (en promedio y para el 20% de la población con menores ingresos).

Finalidad: este indicador proporciona una medida de la asequibilidad de la energía para el hogar medio y para el segmento más pobre de los hogares.

Relación con el desarrollo sustentable: desde el punto de vista del desarrollo sustentable, es importante examinar los ingresos, la riqueza y, en particular, la asequibilidad de los servicios modernos de abastecimiento de energía para toda la población. El producto interno bruto (PIB) per cápita puede ser elevado, pero la distribución de sus ingresos tal vez esté tan sesgada que un alto porcentaje de la población no tiene la posibilidad de satisfacer las necesidades de energía comercial de los hogares a los precios vigentes y con los niveles de ingresos privados.

Soc_3: Uso de energía en los hogares por grupo de ingresos y combinación de combustibles

Uso de la energía en hogares representativos de cada grupo de ingresos y combinación de combustibles utilizados. Ingresos de los hogares divididos en quintiles (20%).

Finalidad: este indicador suministra una medida de las desigualdades y de la asequibilidad energética. El indicador proporciona una evaluación de la cantidad de EE y de combustibles utilizados por la población en relación con el nivel de ingresos y la combinación de combustibles correspondiente.

Relación con el desarrollo sustentable: desde el punto de vista del desarrollo sustentable, es importante examinar los ingresos, la riqueza y, sobre todo, la asequibilidad de los servicios modernos de abastecimiento de energía para toda la población. El producto interno bruto (PIB) per cápita de un país puede ser elevado, pero la distribución de sus ingresos tal vez esté tan sesgada que un alto porcentaje de la población no tiene la posibilidad de satisfacer las necesidades de energía comercial de sus hogares a los precios en vigor y con sus niveles de ingresos.

Soc_4: Víctimas mortales de accidentes por la energía producida por la cadena de combustibles

Número de víctimas mortales de accidentes al año por la energía producida por la cadena de combustibles.

Finalidad: este indicador muestra el número de víctimas mortales de accidentes por energía producida en los sistemas energéticos y actividades conexas. El indicador se utiliza con el objeto de evaluar el riesgo para la salud humana derivado de los sistemas de energía y, en particular, por las diversas cadenas de combustibles por energía producida.

Relación con el desarrollo sustentable: los sistemas de energía guardan relación con una larga serie de agresiones e impactos, que no excluyen los riesgos ambientales para la salud. El análisis de la sostenibilidad de las prácticas actuales en materia de suministro de energía indica que la extracción, transporte, uso y gestión de los desechos de las opciones energéticas llevan aparejados considerables riesgos para la salud, que, en muchos casos, dan lugar a accidentes mortales.

INDICADORES DIMENSIÓN ECONÓMICA

Eco_1: Uso de energía per cápita

Uso de la energía en términos de suministro total de energía primaria (STEP), consumo final total (CFT) y consumo final de electricidad per cápita.

Finalidad: este indicador mide el nivel de utilización de la energía sobre una base per cápita, y refleja las pautas de uso de la energía y la intensidad energética agregada de una sociedad.

Relación con el desarrollo sustentable: la energía es un factor esencial en el desarrollo económico y en el suministro de servicios vitales que mejoran la calidad de vida. Aunque la energía es una condición clave para el progreso económico, su producción, consumo y subproductos han repercutido en graves presiones sobre el medio ambiente, no solo por el agotamiento de los recursos que provoca, sino también por la contaminación que genera.
El objetivo a largo plazo consiste en mantener el ritmo de desarrollo y la prosperidad, gracias más bien al aumento de la eficiencia energética que a la intensificación de su uso y merced a la transición hacia la utilización de opciones energéticas respetuosas con el medio ambiente.

Eco_2: Uso de energía por unidad de PIB

Relación del suministro total de energía primaria (STEP), consumo final total (CFT) y uso de la electricidad respecto del producto interno bruto (PIB).

Finalidad: este indicador refleja las tendencias en el uso total de energía con respecto al PIB y expresa la relación general entre la utilización de la energía y el desarrollo económico.

Relación con el desarrollo sustentable: la energía es esencial para el desarrollo económico y social. Sin embargo, el consumo de energía afecta a la disponibilidad de recursos y al medio ambiente. En concreto, el uso de combustibles fósiles es la causa principal de la contaminación atmosférica y el cambio climático. Mejorar la eficiencia energética y disociar el desarrollo económico del uso de la energía son objetivos importantes del desarrollo sustentable.

Eco_3: Eficiencia de la conversión y distribución de energía

Eficiencia de la conversión y distribución de energía, incluida la eficiencia de los combustibles fósiles para la generación de EE, eficiencia de la refinación de petróleo y las pérdidas producidas durante la transmisión y distribución de EE, y el transporte y distribución de gas.

Finalidad: este indicador mide la eficiencia de los sistemas de conversión y distribución en las diversas cadenas de suministro de energía, incluidas las pérdidas producidas durante la transmisión y distribución de EE, y el transporte y distribución de gas.

Relación con el desarrollo sustentable: las mejoras en la eficiencia de los sistemas de suministro de energía se traducen en una utilización más efectiva de los recursos energéticos y en la atenuación de los impactos negativos sobre el medio ambiente.

Eco_4: Relación reservas/producción

Relación entre las reservas de energía que quedan a finales de un año y la producción de energía en ese mismo año.

Finalidad: el objetivo de este indicador reside en medir la disponibilidad de las reservas nacionales de energía con respecto a la producción correspondiente de combustibles. El indicador abarca combustibles como el petróleo, el gas natural, el carbón y el uranio, y proporciona una medida relativa del tiempo que las reservas comprobadas podrían durar si la producción se mantuviese a los niveles actuales.

Relación con el desarrollo sustentable: la disponibilidad del suministro de combustibles energéticos constituye un aspecto clave de la sustentabilidad. La gestión adecuada de las reservas comprobadas de energía es un elemento indispensable de los programas nacionales de desarrollo sustentable.

Eco_5: Relación recursos/producción

Relación de los recursos energéticos restantes al final de un año respecto de la producción de energía de ese mismo año.

Finalidad: los recursos se definen como concentraciones de materiales sólidos, líquidos o gaseosos, de origen natural, situados en la corteza de la tierra o sobre ella, de manera que su extracción económica pueda resultar factible. Este indicador abarca combustibles como el petróleo, el gas natural, el carbón y el uranio. Facilita una medida relativa del tiempo que podrían durar esos recursos si la producción se mantuviera a los niveles actuales.

Relación con el desarrollo sustentable: este indicador sienta las bases para estimar los posibles suministros futuros de energía con respecto a la disponibilidad actual de recursos energéticos y los niveles de producción. La gestión adecuada de los recursos de energía es un componente necesario de los programas nacionales de energía sustentable.

Eco_6: Intensidades energéticas de la industria

Uso de energía por unidad de valor agregado en el sector industrial y para determinadas industrias de alto consumo de energía.

Finalidad: este conjunto de indicadores mide el uso total de energía del sector industrial y de determinadas industrias de alto consumo de energía, seleccionadas por el valor agregado correspondiente. La intensidad proporciona información sobre la utilización de energía por unidad de producto.

Relación con el desarrollo sustentable: la mejora de la eficiencia energética y la reducción de la intensidad de los procesos industriales son objetivos importantes del desarrollo sustentable para todos los países del mundo. Las mejoras en la intensidad se traducen en un uso más efectivo de los recursos energéticos y en un descenso de los impactos ambientales negativos.

Eco_7: Intensidades energéticas del sector agrícola

Uso de energía final por unidad de valor agregado en el sector agrícola.

Finalidad: este indicador es una medida de la intensidad energética agregada en el sector agrícola, que puede utilizarse para analizar tendencias, particularmente en el uso de energías no comerciales y renovables.

Relación con el desarrollo sustentable: la disponibilidad de energía es un factor clave a fin de incrementar la productividad agrícola y mejorar la vida rural. Las modalidades de energía renovable, como la solar, la eólica y la bioenergía, pueden contribuir en gran medida a incrementar la eficiencia del trabajo y a diversificar las actividades económicas en las zonas rurales.

Eco_8: Intensidades energéticas del sector de los servicios/comercial

Uso de energía final por unidad de valor agregado en el sector servicios y comercial o por superficie construida.

Finalidad: este indicador es una medida de la intensidad energética agregada en el sector comercial y de servicios que puede utilizarse para analizar tendencias.

Relación con el desarrollo sustentable: si bien no es un sector demandante de energía, como el de la industria, en cuanto al volumen, su impacto tiende a ser creciente.

Eco_9: Intensidades energéticas de los hogares

Cantidad total de energía usada en el sector residencial por persona u hogar o por unidad de superficie edificada. Cantidad de energía utilizada por uso final residencial por persona o por hogar o por unidad de superficie construida o por aparato electrodoméstico (toneladas equivalentes de petróleo [Tep] de energía final y kWh de electricidad per cápita o por hogar o por metro cuadrado de superficie construida; Tep y kWh de EE para calefacción de espacios cerrados por unidad de superficie edificada; kWh de iluminación por unidad de superficie edificada; Tep y kWh para preparación de alimentos por hogar; Tep y kWh para calentamiento de agua per cápita; unidad de consumo de electricidad para los aparatos electrodomésticos).

Eco_10: Intensidades energéticas del transporte

Uso de energía por unidad de carga/kilómetro (km) transportada y por unidad de pasajero/km desplazado por modalidad (carga: Tep por tonelada/km; desplazamiento: Tep por pasajero/km).

Eco_11: Porcentajes de combustibles en la energía y electricidad

Estructura del suministro de energía en términos de porcentajes de los combustibles energéticos en el suministro total de energía primaria (STEP), consumo final total (CFT) y generación de electricidad y capacidad de generación.

Finalidad: este indicador facilita el porcentaje de combustibles en el STEP, el CFT, la generación de electricidad y la capacidad de generación.

Relación con el desarrollo sustentable: la composición del suministro energético es un factor clave en la seguridad energética. Para un país dado, la combinación energética "correcta" depende de una cartera muy diversificada de combustibles y fuentes de energía nacionales e importadas o comercializadas a escala regional.

Eco_12: Porcentaje de energía no basada en el carbono en la energía y la electricidad

Porcentaje de fuentes de energía no basadas en el carbono en el STEP y en la generación de EE y capacidad de generación.

Finalidad: este indicador mide el porcentaje de fuentes de energía no basadas en el carbono en el STEP y la generación de electricidad y capacidad de generación.

Relación con el desarrollo sustentable: el fomento de la energía y de la EE procedente de fuentes no basadas en el carbono reviste la máxima prioridad para el desarrollo sustentable por varias razones, que van desde la protección ambiental hasta la seguridad energética y la diversificación del suministro de energía.

Eco_13: Porcentaje de energías renovables en la energía y electricidad

Porcentaje de las energías renovables en el suministro STEP, CFT y generación de EE y capacidad de generación (con exclusión de la energía no comercial).

Finalidad: este indicador mide el porcentaje de fuentes de energía renovables en el STEP, el CFT y en la generación de EE y capacidad de generación.

Relación con el desarrollo sustentable: la promoción de la energía y, en particular, de electricidad a partir de fuentes renovables reviste una alta prioridad para el desarrollo sustentable por varias razones, incluida la seguridad y diversificación del suministro de energía y la protección ambiental.

Eco_14: Precios de la energía de uso final por combustible y sector

Precios reales de la energía pagados por el consumidor final con impuestos y subvenciones, y sin ellos.

Finalidad: este indicador refleja el precio final de los servicios de energía pagado por los consumidores. Los precios de la energía son el motor que incentiva o desincentiva el consumo o la conservación, o las mejoras en la eficiencia. Los precios pueden afectar también a la asequibilidad económica.

Relación con el desarrollo sustentable: los precios de la energía se pueden regular para internalizar los costos ambientales y sociales, gestionar la demanda y fomentar el desarrollo de otras modalidades de energía renovable.

Eco_ 15: Dependencia de las importaciones netas de energía

Relación de las importaciones netas respecto del STEP en un año dado, en total y por tipo de combustible, como el petróleo y sus derivados, el gas, el carbón y la electricidad.

Finalidad: este indicador mide el grado de dependencia de un país de las importaciones para hacer frente a sus necesidades de energía.

Relación con el desarrollo sustentable: la seguridad energética, concebida en términos de disponibilidad física de los suministros para satisfacer la demanda a un precio dado, a fin de conseguir la sustentabilidad económica y social, reviste una importancia decisiva. Por ello, las interrupciones en el suministro de energía constituyen un tipo de riesgo sistemático, que es preciso afrontar mediante políticas para un desarrollo sustentable.

Eco_16: Reservas de combustibles críticos por consumo del combustible correspondiente

Relación de las existencias de combustibles energéticos críticos respecto del uso diario, mensual o anual del combustible correspondiente. Por lo general, el combustible crítico es el petróleo. Algunos países pueden considerar críticos a otros combustibles.

Finalidad: la finalidad de este indicador reside en medir la disponibilidad de las reservas nacionales de combustibles críticos, como el petróleo, con respecto al consumo del combustible correspondiente. Muchos países mantienen reservas de petróleo en previsión de alteraciones en su suministro.

Relación con el desarrollo sustentable: este indicador sirve de base para estimar la seguridad del suministro de energía, al mostrar la relación entre las reservas actuales de combustibles críticos y los niveles de consumo. Mantener unas existencias estratégicas de combustibles críticos puede ser un componente necesario de un programa nacional de sustentabilidad.

Env_1: Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) por la producción y uso de energía, per cápita y por unidad de PIB

Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) procedentes de la producción y uso de energía, per cápita y por unidad de producto interno bruto (PIB), incluido el dióxido de carbono (CO_2), el metano (CH4) y el óxido nitroso (N_2O).

Finalidad: este indicador mide las emisiones totales, per cápita y por unidad de PIB, de los tres principales GEI procedentes de la producción y uso de energía, que tienen un impacto directo sobre el cambio climático.

Relación con el desarrollo sustentable: durante el siglo XX, la temperatura media de la superficie de la tierra se elevó alrededor de 0,6 °C, y abundan cada vez más las pruebas de que la mayor parte de este calentamiento es imputable a las concentraciones crecientes de GEI en la atmósfera. Según las predicciones, los efectos resultantes darán lugar a repercusiones climatológicas más extremas que en el pasado, con zonas que experimentarán muchas más tormentas y lluvias, mientras que otras sufrirán sequías.

Env_2: Concentraciones ambientales de contaminantes atmosféricos en zonas urbanas

Concentraciones ambientales de contaminantes atmosféricos como ozono, monóxido de carbono, material particulado (partículas totales en suspensión, humos negros), dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno, benceno y plomo.

Finalidad: este indicador proporciona una medida de la situación del medioambiente en términos de calidad del aire, que puede ser motivo de preocupación sanitaria en zonas urbanas. También facilita una medida indirecta de la exposición de la población por lo que hace a los impactos sobre la salud humana y la vegetación.

Relación con el desarrollo sustentable: la alta densidad de población y la concentración de industrias y de tráfico ejercen fuertes presiones sobre el medioambiente local. La contaminación atmosférica originada por el uso de energía en los hogares, la industria, las centrales eléctricas y el transporte (vehículos de motor) suele representar un problema grave.

Env_3: Emisiones de contaminantes atmosféricos procedentes de los sistemas energéticos

Emisiones de contaminantes atmosféricos procedentes de todas las actividades relacionadas con la energía, incluidos la producción de EE y el transporte. Esencialmente substancias acidificantes, como óxidos de azufre y de nitrógeno.

Finalidad: este indicador detecta la liberación a la atmósfera de los contaminantes atmosféricos procedentes de las actividades relacionadas con la energía.

Relación con el desarrollo sustentable: en la concentración de contaminantes tienen una gran influencia los patrones de producción y consumo de energía, en los que repercuten, a su vez, la intensidad y la eficiencia energéticas. Las emisiones de estos contaminantes también se ven afectadas por las normas nacionales de control y de lucha contra la contaminación, y el uso de tecnologías energéticas limpias.

Env_4-1: Descargas de contaminantes en efluentes líquidos procedentes de los sistemas energéticos

Descargas de contaminantes en efluentes líquidos procedentes de todas las actividades relacionadas con la energía, incluidas las descargas de aguas de refrigeración, que pueden elevar la temperatura del curso de agua.

Finalidad: el objetivo de este indicador consiste en controlar las descargas en las aguas de los ríos, lagos y mares de contaminantes dañinos procedentes de las industrias energéticas y, en especial, de la minería del carbón y la extracción de petróleo.

Relación con el desarrollo sustentable: el agua dulce es un recurso escaso en muchas partes del mundo y necesita ser utilizada con prudencia para garantizar y mantener un abastecimiento de buena calidad en cantidades sustentables. El agua dulce se usa como fuente de suministro de agua potable, de riego para los

cultivos de labranza y de agua para que beban los animales en las granjas, y es el hábitat de plantas, especies de peces y otros elementos de la fauna.

Env_4-2: Descargas de petróleo en aguas costeras

Vertidos totales, accidentales, autorizados e ilegales de aceites minerales en el medio ambiente costero y marino.

Finalidad: este indicador muestra la cantidad de petróleo descargado en las aguas costeras y la efectividad de las medidas diseñadas para reducir esas descargas a lo largo del tiempo, con arreglo a los convenios y planes de acción sobre los mares regionales.

Relación con el desarrollo sustentable: los derrames de petróleo o descargas en el mar constituyen una amenaza de contaminación que puede dañar los ecosistemas costeros, poner en peligro la vida marina y contaminar playas y litorales. Sus efectos tóxicos pueden matar o perjudicar a los organismos marinos, y sus efectos físicos sobre la vida en el mar pueden dar lugar a la pérdida de la propiedad de repeler el agua y reducir el aislamiento térmico y la flotabilidad.

Env_5: Zonas del suelo en las que la acidificación supera la carga crítica

Zonas del suelo en las que pueden producirse daños debido a que los niveles de acidificación superan las cargas críticas.

Finalidad: este indicador describe el grado de acidificación a nivel nacional. Se utiliza para controlar el estado y las tendencias de la gravedad de la acidificación causada por la deposición húmeda y seca a lo largo del tiempo y para evaluar los resultados ambientales de las políticas nacionales de lucha contra la contaminación atmosférica.

Relación con el desarrollo sustentable: cuando los compuestos de azufre y nitrógeno se asientan fuera de la atmósfera en forma de deposición húmeda (lluvia ácida) o deposición seca, la acidificación resultante de los suelos y las aguas superficiales puede tener graves consecuencias tanto para la vida de las plantas como de la fauna acuática. Cuando un suelo se acidifica, sus nutrientes esenciales son lixiviados, lo que reduce su fertilidad.

Env_6: Tasa de deforestación atribuida al uso de energía

Seguimiento a lo largo del tiempo de la variación anual de la superficie forestal natural y de plantación que podría atribuirse al uso de la leña como combustible con fines energéticos.

Finalidad: el objetivo de este indicador estriba en mostrar un cambio a lo largo del tiempo en la zona cubierta por las formaciones boscosas de un país, cambio que podría atribuirse al uso de la leña para cubrir las necesidades energéticas.

Relación con el desarrollo sustentable: los bosques desempeñan múltiples funciones ecológicas, socioeconómicas y culturales en un gran número de países. Constituyen uno de los ecosistemas más diversos y extendidos del mundo. Los bosques proporcionan muchos recursos esenciales, incluidos los productos de la madera, oportunidades de recreo y un hábitat para la fauna salvaje, y sirven para numerosas e importantes funciones, como el filtrado de contaminantes y el papel que representan en la conservación del agua y el suelo.

Env_7: Relación entre la generación de desechos sólidos y las unidades de energía producida

Cantidad de desechos sólidos (con exclusión de los desechos radiactivos) producidos anualmente por las actividades relacionadas con la extracción y acondicionamiento de combustibles primarios, y residuos producidos por las centrales térmicas, expresados como peso de los desechos por unidad de energía producida.

Finalidad: el fin principal de este indicador consiste en proporcionar información sobre la cantidad y tipo de desechos sólidos generados cada año por el sector energético y que requieren instalaciones adecuadas de evacuación.

Relación con el desarrollo sustentable: desde la extracción de energía hasta su uso final, este sector genera tipos específicos de desechos; por ejemplo, desechos de la minería del carbón, desechos del procesamiento

de los combustibles y de su combustión, etc. El volumen de residuos de la minería tiende a ser grande y la naturaleza de estos los convierte en un riesgo para la seguridad.

Env_8: Relación entre los desechos sólidos adecuadamente evacuados y el total de desechos sólidos generados

Cantidad de desechos generados por el sector energético que han sido adecuadamente evacuados, expresada como porcentaje del volumen total de desechos sólidos producidos por el sector energético.

Finalidad: el objetivo principal de este indicador reside en evaluar el grado de evacuación apropiada de los desechos sólidos del sector energético.

Relación con el desarrollo sustentable: desde la extracción de energía hasta su uso final, este sector genera tipos específicos de desechos; por ejemplo, desechos de la minería del carbón, desechos del procesamiento de los combustibles y de su combustión, etc.

Env_9: Relación entre los desechos radiactivos sólidos y las unidades de energía producida

Desechos radiactivos procedentes de los ciclos de combustibles nucleares o de otros ciclos de combustibles por unidad de energía producida. Los desechos destinados a su evacuación en forma sólida se clasifican y se incluyen en diferentes categorías con arreglo a las definiciones nacionales.

Finalidad: el objeto de este indicador reside en contabilizar las cantidades de las distintas corrientes de desechos radiactivos que genera cada ciclo de combustible nuclear en concreto y otros ciclos de combustibles por unidad de energía producida.

Relación con el desarrollo sustentable: la energía es un factor clave para el desarrollo sustentable, por lo que debe minimizarse la generación de todos los tipos de desechos sólidos y, en particular, de desechos sólidos radiactivos. Estos últimos constituyen una preocupación ambiental relacionada con los diferentes sistemas de generación de energía y, en particular, con las centrales nucleares.

Env_10: Relación entre los desechos radiactivos sólidos en espera de evacuación y el total de desechos radiactivos sólidos generado

Este indicador sirve para medir las cantidades acumuladas de desechos radiactivos sólidos en espera de evacuación cerca de la superficie terrestre o geológica, procedentes de todas las etapas de los ciclos de combustibles nuclear y no nuclear.

Finalidad: al proporcionar el porcentaje de desechos radiactivos en espera de evacuación, este indicador muestra la situación relativa de los desechos radiactivos existentes en cualquier momento de cualquier ciclo de combustibles energéticos.

Relación con el desarrollo sustentable: es importante garantizar que los desechos radiactivos se gestionen, transporten, almacenen y evacuen de manera segura, con miras a la protección de la salud humana y del medio ambiente a corto y largo plazo.

REFERENCIAS

International Atomic Energy Agency, United Nations Department of Economic and Social Affairs, International Energy Agency, Eurostat and European Environment Agency (2005), “Energy Indicators for Sustainable Development: Guidelines and Methodologies”, Viena, Austria.

ANEXO B-2

INDICADORES DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

Los indicadores energéticos, y los de eficiencia energética en particular, resultan muy importantes para:

- Estudiar interacciones entre las actividades económicas y humanas.
- La demanda de energía.
- Las emisiones de gases de efecto invernadero.
- El modelado y la predicción de demanda futura de energía.

Intensidad energética y eficiencia energética

- *Eficiencia energética*: producir mayor cantidad de bienes o servicios consumiendo menos cantidad de energía.

- *Intensidad energética*: energía consumida para producir una unidad económica, un bien o un servicio.

Esta última es influenciada por varios factores: costo de servicios (entre otros, los mismos energéticos), clima, tipo de cambio, etc. La intensidad energética puede tener relación con la eficiencia energética, pero no la determina y, por ende, no resultan equivalentes.

La conservación de la energía o ahorro energético y la eficiencia energética determinan o inciden en la intensidad energética.

La International Energy Agency (IEA) sugiere, y tal suposición es aceptada de manera prácticamente universal, una estructura piramidal en la concepción de los indicadores:

- En la cumbre de la pirámide, los más agregados de todos los indicadores, mostrando el consumo energético total respecto del PBI y/o respecto de la población total.
- Una segunda fila orientada a la definición de intensidades energéticas por sector (industrial, transporte, etc.), también en unidades monetarias y/o físicas según resulte atinado a cada sector en cuestión.
- Por debajo, se encuentran los subsectores o usos finales, que forman parte de cada sector y aportan una descripción más detallada.

Este orden de jerarquías permite, por ejemplo, definir prioridades o visualizar con más claridad situaciones que requieran de mayor profundidad de análisis. En la medida que se desciende en tal esquema piramidal, mayor será el requerimiento de datos y mayor la complejidad de análisis, pero, al mismo tiempo, también brindará una mejor medida de la eficiencia de determinado sector, de un uso final, un proceso o una tecnología.

No todos los indicadores resultan relevantes para todos los países ni en todos los países los datos e información son accesibles. La selección de los indicadores prioritarios dependerá de la disponibilidad de información, de los recursos y de las políticas a las que se pretenda dar respuesta. La selección y el desarrollo de los indicadores constituyen el primer paso para analizar la situación energética actual y obtener conclusiones en cuanto a su tendencia pasada y la manera de influir en su tendencia futura.

Las pautas de comportamiento humano asociadas a la elección, adopción, uso y mantenimiento de la tecnología resultan sensibles a diferentes factores sociales, culturales y psicológicos, y son un elemento clave para dimensionar la capacidad potencial y el nivel real de eficiencia, así como para comprender la actitud de los consumidores y su comportamiento. El ahorro de energía, alcanzado por medio de mejoras tecnológicas en la eficiencia energética, puede ser neutralizado por factores de comportamiento negativo.

INDICADORES PARA EL SECTOR RESIDENCIAL

Aquí se incluyen las actividades que utilizan energía en departamentos y casas. Abarca la calefacción y el calentamiento de agua, el aire acondicionado, la iluminación, la cocina y el uso de electrodomésticos (considerando tanto grandes como pequeños electrodomésticos con conexión a la red eléctrica).

Los factores que determinan las tendencias de los consumos energéticos y sus diferentes usos son: cambios en la población, el mix de fuentes de energía, la tasa de urbanización, el número de viviendas ocupadas, los ocupantes por hogar, el tamaño de la vivienda, el tipo de vivienda, las características del edificio y su antigüedad, el nivel de ingresos y crecimiento, la preferencia de los consumidores y su comportamiento, la disponibilidad energética, las condiciones climáticas, la tasa de penetración de equipos y electrodomésticos, etc.

En general, para el desarrollo de indicadores energéticos se consideran principalmente dos variables para explicar las tendencias del consumo energético: superficie útil residencial (para la calefacción y el enfriamiento de locales) y número de viviendas ocupadas (en cuanto al calentamiento de agua, iluminación y electrodomésticos). Sin embargo, para entender cómo cada factor influye en el consumo energético, es esencial determinar dónde está el mayor potencial de reducción de consumo energético, y qué área debería ser priorizada para el desarrollo de políticas de eficiencia energética.

INDICADORES DE NIVEL 1

Intensidad energética residencial agregada

INDICADOR	DATOS	OBJETIVOS	LIMITACIONES
Consumo energético residencial per cápita.	Consumo energético residencial por fuente de energía. Población.	Es relativamente de fácil implementación y da una base consistente para la comparación. Da información cualitativa sobre qué uso final puede haber tenido el más rápido crecimiento.	No mide la eficiencia energética desarrollada. El indicador está influenciado por la tasa de penetración de diferentes electrodomésticos, el número de ocupantes por vivienda, el nivel de ingresos de los ocupantes, la tendencia en tamaño y tipo de vivienda, la eficiencia del equipamiento de acondicionamiento de espacios y agua, el tipo de lámparas utilizado, la eficiencia de la aislación del edificio, etc.
Consumo energético residencial por vivienda ocupada.	Consumo energético. Número de viviendas ocupadas.	Da una visión general sobre las tendencias en intensidad energética agregada. Cuando no se conoce el consumo energético por uso final, el consumo energético por vivienda ocupada puede utilizarse como un indicador de la intensidad energética. Es posible inferir conclusiones importantes cuando se conoce el clima, la tenencia de equipamiento que utiliza energía y el área de la vivienda.	No mide la eficiencia energética alcanzada. Está influenciado por muchos factores no relacionados con la eficiencia energética, tales como las diferencias en los niveles de ingresos o los precios de la energía.
Consumo energético residencial por unidad de superficie.	Consumo energético. Superficie total edificada.	Monitorear el consumo energético en el sector residencial. En combinación con el consumo energético por hogar, da una útil visión sobre cuáles podrían haber sido las causas principales del consumo energético.	No mide la eficiencia energética desarrollada. Está influenciado por muchos factores no relacionados con la eficiencia energética, tales como las diferencias en los niveles de ingresos o los precios de la energía.

INDICADORES DE NIVEL 2

Calefacción

INDICADOR	DATOS	OBJETIVOS	LIMITACIONES
Consumo energético en calefacción de locales per cápita.	Consumo energético para calefacción de locales. Población.	Da una indicación de las tendencias en consumo para calefacción de locales.	Este indicador no toma en cuenta los efectos de la superficie edificada y el porcentaje de superficie calefaccionada.

Consumo energético en calefacción de locales por vivienda ocupada.	Consumo energético para calefacción de locales. Cantidad de viviendas ocupadas.	Da una indicación de las tendencias en consumo para calefacción de locales.	Este indicador no toma en cuenta los efectos de la superficie edificada y el porcentaje de superficie calefaccionada.
Consumo energético para calefacción de locales por unidad de superficie.	Consumo energético para calefacción de locales. Superficie total edificada.	Da una indicación de las tendencias en consumo para calefacción de locales.	No distingue entre la eficiencia del equipamiento y de la edificación. No mide la eficiencia energética desarrollada. No toma en cuenta la superficie no calefaccionada ni las viviendas sin calefacción de locales.
Consumo energético para calefacción de locales por unidad de superficie calefaccionada.	Consumo energético para calefacción de locales. Superficie total calefaccionada.	Donde solamente una fracción de la superficie total es calefaccionada, da una mejor indicación de tendencias en consumo energético para calefacción de locales.	No distingue entre la eficiencia del equipamiento y de la edificación. No mide la eficiencia energética desarrollada.

Enfriamiento

INDICADOR	DATOS	OBJETIVOS	LIMITACIONES
Consumo para enfriamiento de locales por vivienda con acondicionamiento de aire.	Consumo energético para refrigeración. Cantidad de viviendas con acondicionamiento de aire.	Da una indicación sobre las tendencias del consumo energético para refrigeración.	No considera la superficie de la vivienda que se refrigera.
Consumo energético para enfriamiento de locales por unidad de superficie refrigerada.	Consumo energético para refrigeración. Superficie refrigerada.	Da una indicación sobre las tendencias del consumo energético para refrigeración. Puede utilizarse para representar la eficiencia energética en refrigeración. Puede indicar la eficacia de políticas (sea rendimiento energético mínimo o la promoción de acondicionadores de aire de alta eficiencia).	No considera las diferentes tecnologías que son utilizadas para refrigerar la casa, por lo que puede sub- o sobreestimar la eficiencia energética real.

Calentamiento de agua

INDICADOR	DATOS	OBJETIVOS	LIMITACIONES
Consumo energético para calentamiento de agua per cápita.	Consumo energético para calentamiento de agua. Población.	Da una indicación sobre las tendencias en consumo energético para calentamiento de agua. Si el indicador se desarrolla a nivel de fuente energética, puede indicar la eficacia de políticas (ya sea	Este indicador no toma en cuenta la cantidad de personas con acceso y/o necesidad de calentamiento de agua. No toma en cuenta el efecto de la cantidad de ocupantes por hogar.

		rendimiento energético mínimo o la promoción de calentadores solares de agua).	No considera el tipo de fuente de energía utilizada para calentamiento de agua.
Consumo energético para calentamiento de agua por vivienda ocupada.	Consumo energético para calentamiento de agua. Cantidad de viviendas ocupadas.	Da una indicación sobre las tendencias en consumo energético para calentamiento de agua. Si el indicador se desarrolla a nivel de fuente energética, puede indicar la eficacia de políticas (ya sea rendimiento energético mínimo o la promoción de calentadores solares de agua).	No toma en cuenta la cantidad de viviendas ocupadas con acceso y/o necesidad de calentamiento de agua.

Cocción

INDICADOR	DATOS	OBJETIVOS	LIMITACIONES
Consumo energético para cocción per cápita.	Consumo energético para cocción. Población.	Da una indicación sobre las tendencias en consumo energético para cocción. Si el indicador se desarrolla a nivel de fuente energética, puede indicar la eficacia de políticas (ya sea rendimiento energético mínimo o promoción de cocinas a biomasa con alta eficiencia).	Este indicador no toma en cuenta el efecto de ocupantes por vivienda. No considera el uso de pequeños electrodomésticos para cocción, ni los hábitos de cocción.
Consumo energético para cocción por vivienda.	Consumo energético para cocción. Cantidad de viviendas ocupadas.	Puede ser utilizado para representar la eficiencia energética para cocción (si se desarrolla en algunos países a nivel de fuente energética). Da una indicación sobre las tendencias en consumo energético para cocción. Si el indicador se desarrolla a nivel de fuente energética, puede indicar la eficacia de políticas (ya sea rendimiento energético mínimo o promoción de cocinas a biomasa con alta eficiencia).	No considera el uso de pequeños electrodomésticos para cocción, ni los hábitos de cocción.

Iluminación

INDICADOR	DATOS	OBJETIVOS	LIMITACIONES
Consumo energético para iluminación per cápita.	Consumo energético para iluminación. Población.	Da una indicación sobre las tendencias de consumo energético para iluminación. Puede indicar la eficacia de una campaña para la conservación de energía o el impacto de una reglamentación sobre iluminación eficiente.	Incluye el impacto de la eficiencia energética y el comportamiento del consumidor. Este indicador no toma en cuenta el efecto de ocupantes por hogar. No considera las diferencias en el flujo de luz solar por país.

			No toma en cuenta preferencias del consumidor local respecto al color de la luz.
Consumo energético para iluminación por vivienda ocupada.	Consumo energético para iluminación. Cantidad de viviendas ocupadas.	Puede utilizarse para representar la eficiencia energética en iluminación. Da una indicación sobre las tendencias de consumo energético para iluminación. Puede indicar la eficacia de una campaña para conservación de energía o el impacto de una reglamentación sobre iluminación eficiente.	Incluye el impacto de la eficiencia energética y el comportamiento del consumidor. No toma en cuenta preferencias del consumidor local respecto al color de la luz. No considera preferencias del consumidor local respecto al color de la luz.
Consumo energético para iluminación por unidad de superficie.	Consumo energético para iluminación. Superficie edificada total.	Da una indicación sobre las tendencias de consumo energético para iluminación. Puede indicar la eficacia de una campaña para conservación de energía o el impacto de una reglamentación sobre iluminación eficiente.	Incluye el impacto de la eficiencia energética y el comportamiento del consumidor. No considera las necesidades individuales de iluminación. No mide el desarrollo técnico en eficiencia energética. No toma en cuenta preferencias del consumidor local respecto al color de la luz. No considera preferencias del consumidor local respecto al color de la luz.

Electrodomésticos

INDICADOR	DATOS	OBJETIVOS	LIMITACIONES
Consumo energético de electrodomésticos per cápita.	Consumo energético para electrodomésticos. Población.	Da una indicación sobre las tendencias del consumo energético para electrodomésticos. Al compararlo con otros usos finales, da una visión de los cambios respecto a su importancia en el sector residencial.	Este indicador no toma en cuenta el efecto de ocupantes por vivienda. No considera la tasa de penetración relativa de diferentes electrodomésticos. No toma en cuenta el tamaño/capacidad o el uso.
Consumo energético para electrodomésticos por vivienda.	Consumo energético para electrodoméstico. Cantidad de viviendas ocupadas.	Da una indicación sobre las tendencias del consumo energético para electrodomésticos. Al compararlo con otros usos finales, da una visión de los cambios respecto a su importancia en el sector residencial.	Este indicador no toma en cuenta el efecto de ocupantes por vivienda. No toma en consideración la tasa de penetración relativa de diferentes electrodomésticos. No toma en consideración el tamaño/capacidad o el uso.

Indicadores que explican los cambios en el consumo energético residencial

INDICADOR	DATOS	OBJETIVOS	LIMITACIONES
Cantidad de ocupantes por vivienda ocupada.	Población. Cantidad de viviendas ocupadas.	Comprender cómo la tasa de ocupación afecta el consumo energético (en general existe una relación inversa entre la tasa de ocupación y la demanda de energía).	Aporta poca información por sí mismo; por ejemplo, si la disminución es el resultado de un descenso en la población, el impacto en el consumo energético podría ser despreciable.

Tamaño promedio de la vivienda.	Superficie edificada total. Cantidad de viviendas ocupadas.	Comprender el impacto que la superficie de la vivienda tiene en el consumo energético para calefacción de locales, iluminación y enfriamiento de locales. Este es, en general, el factor más significativo en cuanto al consumo energético en las viviendas.	Da información útil solamente para usos finales que son influenciados por la superficie de la vivienda. Es uno de los elementos, entre tantos, que influencia las tendencias del consumo energético.
Precio de la electricidad y el calor comercial versus consumo energético.	Precio de la energía por fuente. Consumo energético por fuente y uso final.	Evaluar hasta qué punto los precios de la energía pueden influenciar el consumo energético, en el tiempo y para distintas ciudades.	Además del precio, otros factores tienen un impacto en el nivel de consumo de energía, tales como las normas de edificación, aspectos culturales y climáticos, e ingresos personales para gasto.
Estatus socioeconómico y tenencia de las viviendas.	Ingresos. Tenencia de las viviendas ocupadas.	Comprender cómo los factores socioeconómicos pueden influenciar el consumo energético residencial.	Los factores socioeconómicos no cubren todos los elementos que influencian el comportamiento en consumo de energía.

INDICADORES PARA EL SECTOR SERVICIOS

Aquí se incluyen las actividades relativas al comercio, finanzas, inmobiliario, administración pública, salud, alimentación y alojamiento, educación y servicios comerciales.

Abarca la energía consumida para calefacción de locales, enfriamiento de locales y ventilación, calentamiento de agua, iluminación y otros equipos diversos que utilizan energía, tales como los electrodomésticos comerciales y los equipos de cocina, el equipamiento de oficina, etc.

El principal factor que afecta al consumo energético en el sector servicios es el nivel de actividad económica. Niveles más altos de actividad económica inducen a un incremento en la actividad comercial y a un mayor número de empleados en el sector. Ambos efectos llevan a un incremento en la demanda de servicios energéticos. Las tendencias en el consumo de energía final total también son influenciadas por el clima, la superficie edificada, el tipo de edificio (relativo al sector de actividad), la antigüedad de los edificios, la madurez de una cierta economía, la calidad de gestión energética del edificio, el ingreso per cápita, las condiciones climáticas y las mejoras en la eficiencia energética. El perfil económico y demográfico también tiene un impacto en la estructura del sector.

INDICADORES DE NIVEL 1

INDICADOR	DATOS	OBJETIVOS	LIMITACIONES
Consumo energético en servicios por valor añadido en servicios.	Consumo energético total en servicios. Valor añadido total en servicios (en moneda corriente).	Refleja las tendencias del consumo energético global respecto del valor añadido. Indica la relación general entre consumo de energía y desarrollo económico.	No mide los desarrollos en eficiencia energética. Depende de factores tales como el clima, la geografía y la estructura del sector servicios. Se ve influenciado por cambios en la estructura del sector servicios. Diferentes actividades del sector servicios pueden tener resultados económicos muy distintos. Los valores añadidos están influenciados por una variedad de efectos de precios que no están relacionados con cambios en el consumo energético.
Consumos energéticos en servicios por	Consumo energético total para servicios.	En combinación con el indicador anterior, puede dar una señal sobre la	No mide los desarrollos en eficiencia energética.

unidad de superficie.	Superficie total del sector servicios.	naturaleza del consumo energético preponderante en el sector. Puede dar una visión del principal uso final, que influye en los cambios del consumo energético.	Depende de factores tales como el clima, la geografía y la estructura del sector servicios. Influenciado por cambios en la estructura de servicios: diferentes tipos de edificios tienen muy diferentes tipos de requerimientos energéticos.

Calefacción

INDICADOR	DATOS	OBJETIVOS	LIMITACIONES
Consumo energético para calefacción de locales por valor añadido.	Consumos energéticos para calefacción de locales. Valor añadido en servicios.	Proporciona una indicación de las tendencias de intensidad energética en calefacción de locales.	Este indicador no toma en cuenta los efectos de la superficie edificada y la porción de superficie calefaccionada.
Consumo energético en calefacción de locales por unidad de superficie.	Consumos energéticos para calefacción de locales. Superficie total edificada.	Proporciona una indicación de las tendencias en intensidad energética en calefacción de locales.	No diferencia entre la eficiencia del edificio y la del equipamiento. No mide desarrollos en eficiencia energética. No toma en cuenta la fracción de superficie calefaccionada. No considera el nivel de calefacción requerido por diferentes tipos de edificios.
Consumo energético en calefacción por unidad de superficie calefaccionada.	Consumos energéticos para calefacción de locales. Superficie total calefaccionada.	Proporciona un mejor indicador, ya que toma en cuenta la fracción de superficie calefaccionada.	No diferencia entre la eficiencia del edificio y la del equipamiento. No mide desarrollos en eficiencia energética. No considera el nivel de calefacción requerido por diferentes tipos de edificios.

Enfriamiento

INDICADOR	DATOS	OBJETIVOS	LIMITACIONES
Consumo energético en enfriamiento de locales por valor añadido.	Consumo energético para enfriamiento de locales. Valor añadido en servicios.	Proporciona una indicación general sobre las tendencias en el uso de enfriamiento de locales.	No toma en consideración la superficie que requiere enfriamiento de locales o la estructura del sector servicios. No considera las diferentes tecnologías que se utilizan para enfriamiento de locales de edificios, por lo que puede sub- o sobreestimar la eficiencia energética real.
Consumo energético en enfriamiento de locales por unidad de superficie.	Consumo energético para enfriamiento de locales. Superficie refrigerada (o superficie total edificada).	Proporciona una indicación de las tendencias en consumo energético para enfriamiento de locales. Puede usarse para representar la eficiencia energética en enfriamiento de locales. Puede indicar la eficacia de políticas (sea rendimiento energético mínimo o la	No considera las diferentes tecnologías que se utilizan para enfriamiento de locales de edificios, por lo que puede sub- o sobreestimar la eficiencia energética real.

		promoción de acondicionadores de aire de alta eficiencia).	

Calentamiento de agua

INDICADOR	DATOS	OBJETIVOS	LIMITACIONES
Consumo energético para calentamiento de agua por valor añadido.	Consumo energético para calentamiento de agua. Valor añadido en servicios.	Proporciona una indicación de las tendencias en consumo energético para calentamiento de agua. Si el indicador se desarrolla a nivel de fuente energética, puede indicar cambios en el mix tecnológico.	Este indicador no toma en cuenta el uso/necesidad de calentamiento de agua. No considera el tipo de fuente energética utilizada para el calentamiento de agua.

Iluminación

INDICADOR	DATOS	OBJETIVOS	LIMITACIONES
Consumo energético para iluminación por valor añadido.	Consumo energético para iluminación. Valor añadido en servicios.	Proporciona una indicación de las tendencias generales de intensidad energética en iluminación.	No toma en consideración las necesidades de iluminación de edificios específicos ni tipos de actividades. No toma en cuenta los esquemas de trabajo ni las horas de disponibilidad de luz diurna. No mide desarrollos en eficiencia energética.
Consumo energético en iluminación por unidad de superficie.	Consumo energético para iluminación. Superficie total edificada.	Puede ser utilizado para representar la eficiencia energética en iluminación. Proporciona una indicación de las tendencias generales de intensidad energética en iluminación. Puede indicar la eficacia de una campaña de conservación de energía o el impacto de reglamentación sobre iluminación eficiente.	Incluye el impacto de la eficiencia energética y el uso/necesidad de iluminación para diferentes edificios. No considera las necesidades específicas de ciertos tipos de edificios. No toma en cuenta los esquemas de trabajo ni las horas de disponibilidad de luz diurna.

Otros equipamientos

INDICADOR	DATOS	OBJETIVOS	LIMITACIONES
Consumo energético de otros equipamientos por valor añadido.	Consumo energético de otros equipamientos. Valor añadido en servicios.	Proporciona una indicación de las tendencias de intensidad en otros equipamientos. Cuando la energía total es comparada con otros usos finales, proporciona una visión del cambio en su importancia en el sector servicios.	Es un indicador de intensidad agregada, que no tiene en cuenta la estructura del sector, el tipo de equipamiento utilizado o las eficiencias de diferentes equipamientos.
Consumo energético de otros equipamientos por unidad de superficie.	Consumo energético para otros equipamientos.	Proporciona una indicación de las tendencias del consumo energético en otros equipamientos. Cuando la energía total se compara con otros usos finales, proporciona una	Es un indicador de intensidad agregada, que no tiene en cuenta la estructura del sector, el tipo de equipamiento utilizado o las eficiencias de diferentes equipamientos.

	Superficie total edificada en servicios.	visión del cambio en su importancia para el sector servicios.	

Indicadores que explican los cambios en el consumo energético del sector servicios

INDICADOR	DATOS	OBJETIVOS	LIMITACIONES
Superficie del sector servicios per cápita, en relación con el valor añadido per cápita (el nivel de empleo puede utilizarse en lugar de la población).	Población. Valor añadido en servicios. Superficie edificada en servicios.	Comprender cómo el valor añadido en servicios influencia la superficie edificada. Proporciona una visión de las tendencias futuras en la superficie edificada de servicios. Puede ayudar a estimar la superficie edificada.	Este indicador está totalmente influenciado por la actividad. Un cambio en la economía puede variar la relación entre el crecimiento del valor añadido y el crecimiento de la superficie edificada. Información sobre la diferencia en la relación entre países desarrollados y en desarrollo.
Proporción de la producción del sector servicios respecto al total del producto interno bruto (PIB).	Valor añadido en servicios. PIB total.	Comprender la tendencia e importancia del sector servicios en la economía. Puede ayudar a evaluar las tendencias futuras en servicios.	Este indicador está totalmente influenciado por la actividad. La tasa de crecimiento de servicios en relación con el PIB puede ser muy diferente dependiendo del nivel de desarrollo del país.

INDICADORES PARA EL SECTOR INDUSTRIAL

El sector industrial es heterogéneo y de gran complejidad. No existe una definición única respecto a qué se incluye o no dentro de este sector.

En general, el sector industrial incluye la manufactura de bienes y productos, la minería y extracción de materias primas, y la construcción. La generación de EE, las refinerías, y la distribución de agua, electricidad y gas se excluyen del sector industrial.

A efectos de desarrollar indicadores de eficiencia energética, al decir industria se hace referencia a los sectores de la industria manufacturera (excluyendo la minería y extracción de materias primas, y al sector de la construcción) e incluye altos hornos y hornos de coque (que, en el balance de energía de la AIE, se incluyen dentro del sector de transformación).

Se reconoce que un análisis "más preciso" de la eficiencia energética en el sector industrial requiere un estudio más detallado para cada proceso de la producción manufacturera. Lo ideal sería utilizar la unidad de producción física para generar indicadores de eficiencia en el sector industrial. Si no hay información disponible sobre la unidad de producción física, se puede usar información sobre el valor añadido para indicar tendencias generales del sector, pero no para desarrollar indicadores de eficiencia energética.

La prioridad debe ser dada al subsector industrial con mayor consumo energético, siempre que haya suficiente información disponible. Si la información no está disponible, se debería priorizar la búsqueda de información de consumo energético y de producción física del subsector.

En general, el primer factor clave es desarrollar indicadores agregados para entender la importancia del sector industrial en la economía. Luego, se necesitarán indicadores por subsector industrial para evaluar dónde y cómo se utiliza la energía, y dónde hay un mayor potencial para reducir el consumo. Deben desarrollarse indicadores más representativos para asegurar que las políticas y las acciones tendentes a reducir el consumo energético están siendo dirigidas a las áreas donde existe potencial. La decisión sobre qué industria debe ser priorizada para el desarrollo de indicadores más representativos debe también tener en cuenta la importancia del subsector industrial dentro de la economía, el potencial de ahorro del sector, la disponibilidad de información o la posibilidad de obtenerla.

En un primer nivel se sugieren dos indicadores:

- Consumo energético por unidad de producto físico.
- Consumo energético por unidad de valor agregado.

Los indicadores de un segundo nivel dependen de la información disponible, tanto en términos de datos de consumo energético como de datos de actividad (valor agregado o unidad física de producción).

A este nivel, el mejor indicador para evaluar la intensidad energética es el consumo energético por unidad de producción. Sin embargo, este indicador está disponible solo para ciertas industrias, puesto que algunas industrias generalmente suelen ser demasiado heterogéneas como para tener una sola medida de

producción (p. ej., la industria química) y a veces en el mismo proceso tecnológico pueden producirse distintos productos.

INDICADORES DE NIVEL 1

INDICADOR	DATOS	OBJETIVOS	LIMITACIONES
Consumo energético de subsector industrial basado en unidad de valor añadido.	Consumo energético por subsector industrial. Correspondiente valor añadido.	Indica la relación general entre consumo energético y desarrollo económico.	Puede ocultar algunos cambios estructurales importantes en la industria (estos impactos pueden, en cierto modo, ser compensados utilizando información más detallada de la energía y del valor añadido). El valor añadido es influenciado por una variedad de efectos independientes de los cambios en la producción física.
Consumo energético de subsector industrial basado en unidad de producción física.	Consumo energético por subsector industrial. Correspondiente unidad física de producción.	Indica la relación entre consumo energético y la producción física. A menudo llamado consumo "específico" o de "unidad energética". A un nivel desagregado, puede facilitar mejores medidas de eficiencia energética de un proceso de producción particular.	No es posible comparar indicadores definidos en diferentes unidades. No provee una imagen agregada de eficiencia energética para la totalidad de la industria.

En un tercer nivel, los indicadores anteriores pueden extenderse a distintos subsectores industriales.

Indicadores adicionales que pueden explicar cambios en el consumo energético industrial

INDICADOR	DATOS	OBJETIVOS	LIMITACIONES
Consumo energético total de la industria por fuente de energía.	Consumo energético total por fuente de energía.	Visión de efectos del mix de energía final sobre el consumo de energía final total. Visión de las tendencias de emisiones de CO_2.	Observar las tendencias energéticas no necesariamente da como resultado avances (o retrocesos) en eficiencia energética. En las tendencias de consumo energético pueden influir distintos elementos, como variaciones en los precios de los combustibles, modificaciones estructurales de la industria, cambios de procesos y la implementación de políticas ambientales que favorecen el uso de combustibles más limpios.
Consumo energético en los subsectores de la industria y por tipo de fuente de energía.	Consumo energético por subsectores de la industria y por tipo de fuente de energía.	Explicar el rol que el mix de energía juega en las tendencias de consumo energético en cada subsector. Visión de tendencias de emisiones de CO_2. No son influenciados por la estructura de la industria cuando se desarrollan de manera desagregada.	Observar las tendencias energéticas no necesariamente resulta en avances (o retrocesos) en eficiencia energética. Es influenciado por cambios en los precios relativos de los combustibles, por cambios de los procesos de la industria y por la implementación de legislación medioambiental. También influye la estructura de la industria si se desarrolla a nivel agregado.

Composición del valor añadido de la industria (en moneda).	Valor añadido en moneda constante por subsector de la industria.	Proveer información importante en relación con cada subsector. Visión sobre los impactos estructurales del subsector de la industria sobre el consumo energético. Información cualitativa para explicar las tendencias en el consumo energético.	El valor añadido es influenciado por una amplia gama de efectos de precios, independientes de los cambios en el nivel de producción física. La composición del valor añadido de la industria puede esconder cambios estructurales importantes dentro del subsector industrial. No proporciona un nexo entre el valor añadido y la energía necesaria para cuantificar el impacto de los cambios estructurales.

REFERENCIAS

International Energy Agency (2014), “Energy Efficiency Indicators: Essentials for Policy Making”, París, Francia.

Capítulo 3
Informe de la infraestructura eléctrica necesaria en la Provincia de Córdoba

Miguel Piumetto, Eloy Villafañe, Fernando Ybañez, Marco Gauna, Oscar Marchi, Daniel E. Lago y Luis E. Vélez

1. INTRODUCCIÓN

El cambio climático es una modificación significativa y duradera de los patrones locales o globales del clima; puede ser producido por causas naturales (por ejemplo, variaciones en la energía que se recibe del Sol, erupciones volcánicas, etc.) o por influencia antrópica (por las actividades humanas), a través de la emisión de gases que atrapan calor (gases de efecto invernadero o GEI). Nada es posible hacer para reducir los gases generados de manera natural; sin embargo, la reducción de los GEI generados por las actividades humanas debe ser vista como una obligación de toda la humanidad.

De las emisiones globales de gases de efecto invernadero (GEI), el 35% corresponden a gases generados por el sector energético (Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, 2015) como se observa en la figura 1. Los combustibles fósiles (el petróleo, el gas natural y el carbón) para producir electricidad, hacer funcionar automóviles, calefaccionar hogares y dar energía a las fábricas son los que emiten la mayor cantidad de carbono por unidad de energía suministrada.

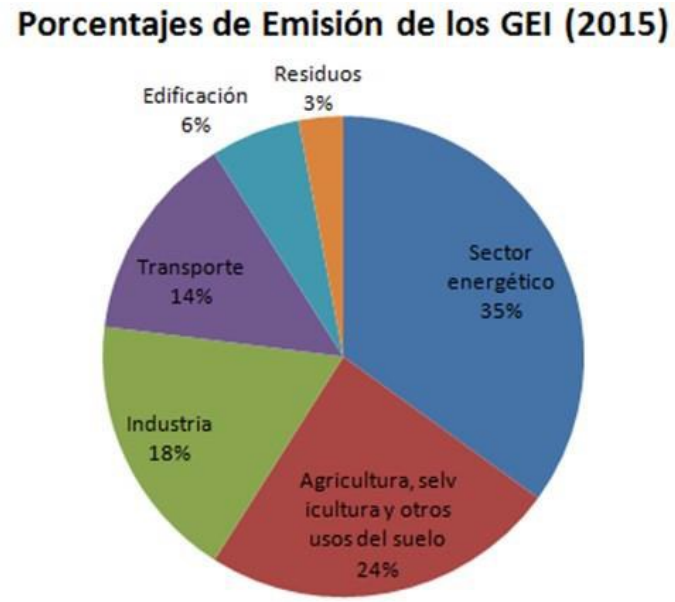


Fig. 1. Participación del sistema eléctrico en los GEI en Argentina.

En nuestro planeta, en forma potencial hay una gigantesca cantidad de energía disponible a partir de fuentes renovables, de la cual actualmente se usa una minúscula parte. En Argentina, y en particular en la Provincia de Córdoba, existe un alto potencial de fuentes energéticas renovables y es posible establecer escenarios tecnológicos y económicamente factibles, con grandes ventajas ambientales.

Las energías renovables tienen importancia porque permiten disminuir la dependencia de los combustibles fósiles en franco agotamiento y por su capacidad de generar una matriz energética más diversa y, por ende, menos vulnerable. Asociado al tema de las energías renovables, aparecen los sistemas distribuidos que permiten incorporar energías generadas en distintos puntos, los que pueden actuar como consumidores o generadores. Estos avances tecnológicos ayudan a resolver el problema de la variabilidad de algunas de las energías renovables.

El desarrollo de las energías limpias es imprescindible para combatir el cambio climático y limitar sus efectos más devastadores. El 2014 fue el año más cálido desde que existen registros. La Tierra ha sufrido un calentamiento de 0,85 ºC de media desde finales del siglo XIX, apunta National Geographic en su número especial del “Cambio climático” de noviembre de 2015 (Acciona, 2017).

La promoción de tecnologías de energías renovables ofrece, entonces, una doble ventaja: diversificación energética y la esperanza de desarrollo para comunidades pobres y aisladas que no están conectadas a las grillas de transporte y distribución eléctrica.

Hace unos años, la utilización de energías renovables era casi exclusiva de ambientalistas y personas que no tenían acceso a otro tipo de energía, pero poco a poco se está transformando en una alternativa viable no solo desde el punto de vista de la sustentabilidad ambiental, sino también desde un punto de vista económico. En la actualidad, las energías renovables han dejado de ser tecnologías caras y minoritarias para ser plenamente competitivas y eficaces de cara a cubrir las necesidades de la demanda.

La planificación del sistema eléctrico requiere, en primer lugar, conocer la demanda de energía y de potencia que debe satisfacer, a fin de proponer posteriormente las instalaciones que resulten técnica y económicamente más convenientes para lograr el abastecimiento eléctrico. El primer paso será describir sucintamente el sistema eléctrico y sus distintas etapas, se identificarán los elementos constitutivos y se caracterizará el "producto eléctrico" y su demanda.

Luego se abordarán la generación mediante energías renovables, la generación distribuida por parte de los usuarios en el marco de la Ley de Fomento de la GD 27.424 y la adhesión de la Provincia de Córdoba a la Ley Nacional mediante la Ley 10.604. Sobre la base de los requerimientos de potencias, se analizan y orienta en cuanto a estructura eléctrica necesaria en un futuro, teniendo en cuenta proyecciones nacionales y provinciales con sus respectivas licitaciones a nivel nacional.

Finalmente, se analizan aspectos de eficiencia energética, su impacto en el medioambiente, la Ley Provincial de Promoción de la Eficiencia Energética 10.572 y los efectos negativos de no avanzar con las energías renovables, como así también aspectos positivos que se desarrollarán con el progreso de la GD.

2. EL SISTEMA ELÉCTRICO

A continuación, se describirá sucinta y esquemáticamente un sistema eléctrico y sus etapas, y se identificarán los elementos constitutivos. Un sistema eléctrico está integrado por todas las instalaciones necesarias para producir, transportar, transformar, distribuir y comercializar la energía eléctrica, constituyendo cada una de ellas las distintas etapas características del proceso de la energía eléctrica.

La *producción* de energía eléctrica (la generación) tiene lugar en las centrales eléctricas, las cuales, según sea la energía primaria utilizada, pueden ser clasificadas en hidráulicas, térmicas (a vapor o a gas), nucleares y no convencionales o renovables (eólicas, solares, geotérmicas, mareomotrices, etc.). Las grandes centrales de generación se ubican en lugares alejados de los centros de consumo; en algunos casos, por razones técnicas, urbanísticas o de contaminación, y en otros, porque deben estar próximas a los sitios en los que se encuentra la energía primaria (centrales hidráulicas o a pie de pozo de petróleo). La energía allí producida debe, entonces, ser transportada hasta el consumidor.

El sistema de *transporte*, en el orden nacional, está constituido por el llamado Sistema Interconectado Nacional (SIN) o Sistema Argentino de Interconexión (SADI), formado por líneas de muy alta tensión (500 kV), que vinculan las centrales eléctricas con la mayoría de las provincias.

En el caso de la Provincia de Córdoba, el Sistema Interconectado Provincial (SIP) se vincula al SIN en tres lugares (ver fig. 2)[1]:

- Estación Transformadora 500/132 kV Malvinas Argentinas (próxima a la localidad de Montecristo). Potencia de los transformadores instalados: 900 MVA.
- Estación Transformadora 500/132 kV Almafuerte (en la localidad homónima). Potencia de los transformadores instalados: 600 MVA.
- Estación Transformadora 500/132 kV Arroyo Cabral (próxima a Villa María). Potencia del transformador instalado: 300 MVA.

[1] Hay una cuarta estación de 500 kV que vincula el SADI con el Sistema Eléctrico Provincial: es la Estación Transformadora Luján, de 600 MVA, situada en la Provincia de San Luis. Es importante mencionarla ya que una alternativa posible para alimentar el Valle de Traslasierra (Villa Dolores, Mina Clavero, Cura Brochero, etc.) es construir una línea de 132 kV en conjunto con la Provincia de San Luis.

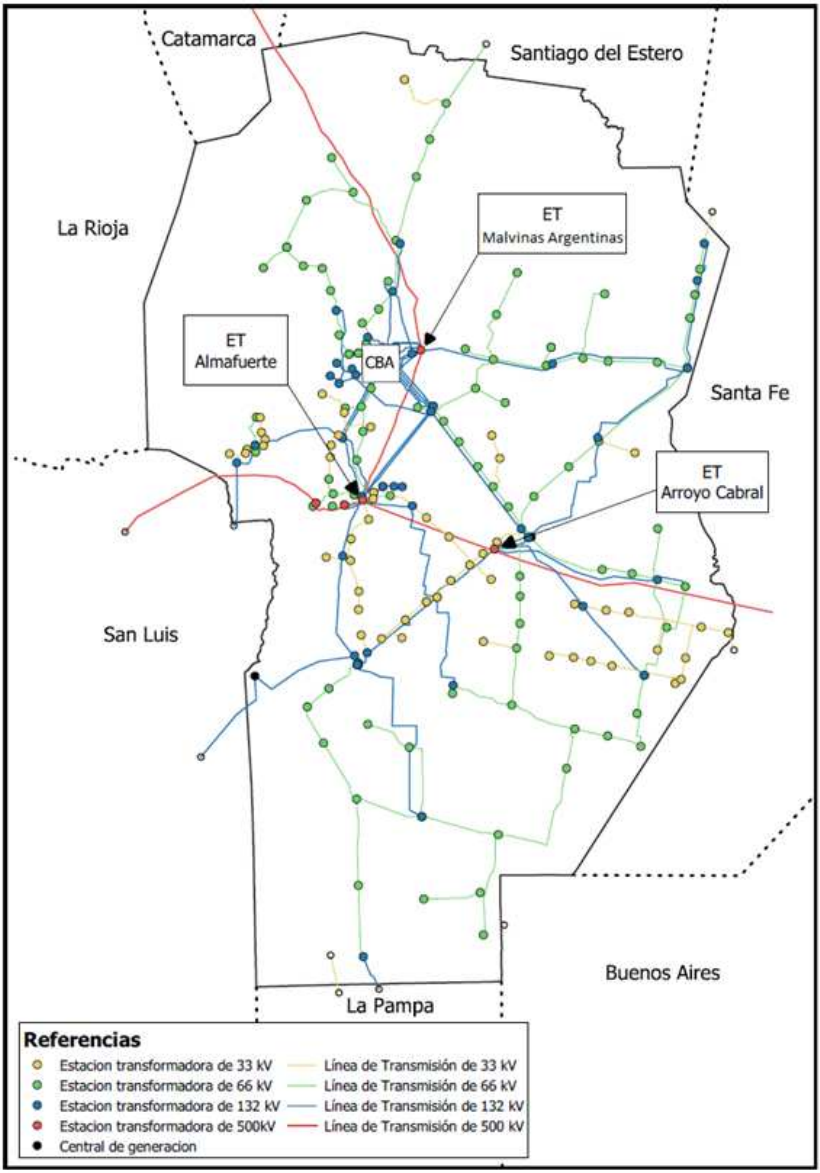


Fig. 2. Sistema Eléctrico Provincial.

La energía es transportada a los lugares de consumo mediante líneas de alta tensión de 132 y 66 kV, que conforman el Sistema Interconectado Provincial (SIP). Ya en las ciudades y conglomerados urbanos, esta energía es transformada al nivel de media tensión (33 y 13,2 kV) en las llamadas estaciones transformadoras de alta a media tensión (AT/MT).

Desde estas estaciones transformadoras, ya en media tensión, la energía se entrega al *Sistema de Distribución Primario* (distribuidores de media tensión), cuyas redes pueden ser aéreas o subterráneas. De

estas líneas de media tensión se abastece a los transformadores de media a baja tensión, en los cuales se reduce de 13,2 kV a los conocidos 380/220 V, tensión del *Sistema de Distribución Secundario* o de Baja Tensión. En esta tensión se distribuye a los clientes residenciales, comercios, pequeños talleres e industrias, alumbrado público, etc.

Puede decirse, entonces, que un sistema eléctrico de potencia está formado por una serie de elementos que generan, transportan, transforman y distribuyen la energía eléctrica, que culmina con la etapa de comercialización. En la figura 3 se muestran, de manera esquemática, estas etapas, cada una de las cuales presenta particularidades tanto desde el punto de vista técnico como desde el comercial, y constituyen una especialidad en sí mismas.

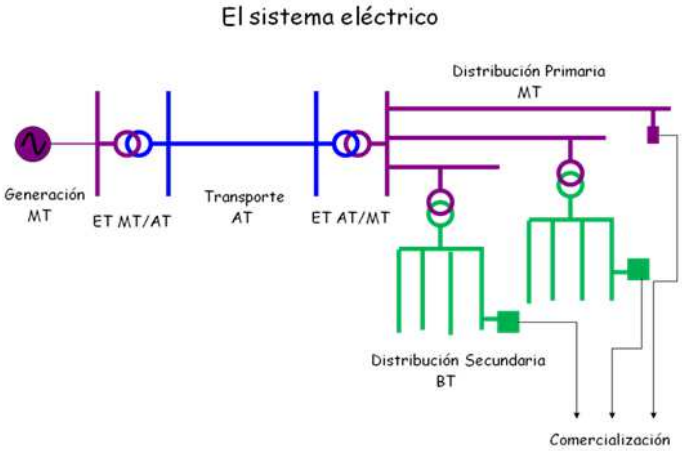


Fig. 3. El sistema eléctrico.

Referencias:

AT: alta tensión
MT: media tensión
BT: baja tensión
ET: estación transformadora
(No se han indicado los grandes usuarios, puesto que pueden estar abastecidos en cualquiera de los niveles de tensión).

3. LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La GD es definida como el uso integrado de unidades pequeñas de generación directamente conectadas al sistema de distribución o bien al interior de las instalaciones del usuario. Es, por lo tanto, la utilización, de forma integrada o individual, de pequeños generadores, por parte de compañías eléctricas, clientes eléctricos o terceros, en aplicaciones que benefician al sistema eléctrico, a usuarios eléctricos específicos o a ambos, como se aprecia en la figura 4. Frecuentemente es utilizada como sinónimo de otros términos, como autogeneración, generación on-site, cogeneración y generación “dentro del recinto”. La definición incluye el almacenamiento y la tecnología para la autogestión de la demanda interna (Herman, 2001).

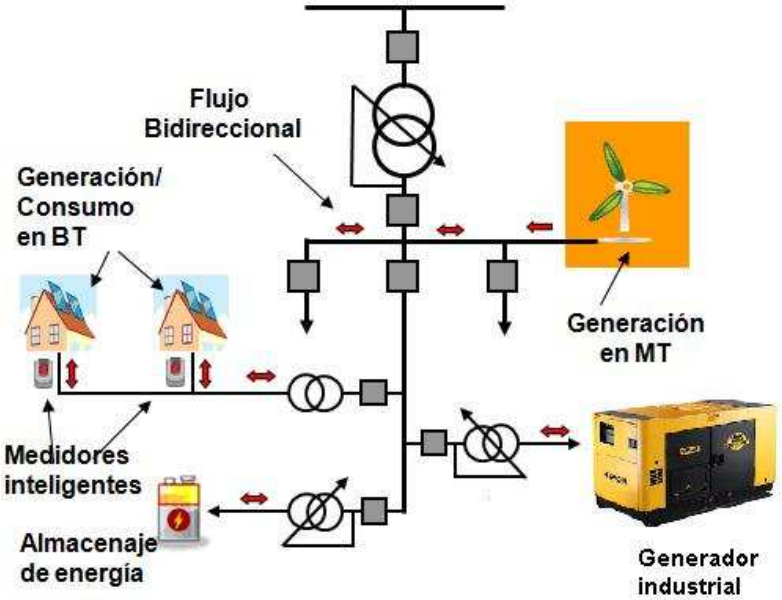


Fig. 4. Nuevo esquema de la red eléctrica con generación distribuida.

Las tecnologías de la GD con la que pueden operar incluyen recursos de energía renovable, combustibles fósiles o la combustión de residuos. El equipamiento oscila en tamaños desde menos de un kilovatio (kW) hasta decenas de megavatios (MW). La GD puede satisfacer todo o parte de las necesidades de potencia de un cliente. Al estar conectada a la red de distribución o al sistema de transmisión, como se observa en la figura 5, la potencia puede venderse para el servicio público o a terceros.

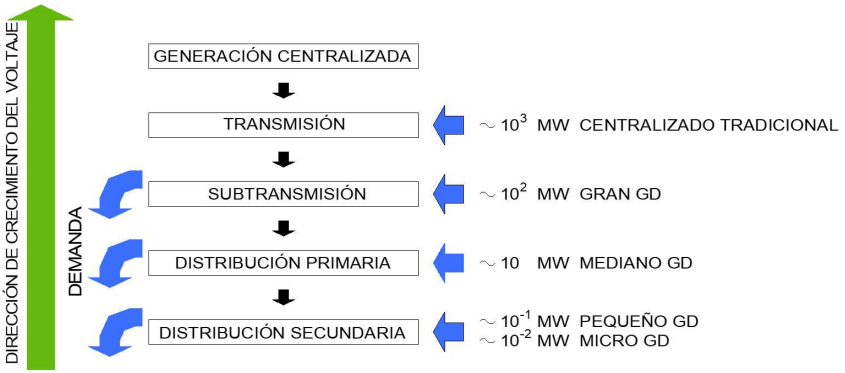


Fig. 5. Tamaño de la GD y su conexión al Sistema Eléctrico de Potencia.

La GD y las fuentes de energía renovable (FER) han atraído la atención del mundo entero (Hammons y Lai, 2007; Pimentel *et al.*, 1994; Rob van Gerwen, 2006), siendo ambos aspectos considerados importantes para la mejora de la confiabilidad y la seguridad del suministro de energía eléctrica para disminuir la dependencia en combustibles fósiles y para la reducción de emisiones de gases de invernadero. Las

viabilidades de la GD y de las FER dependen en gran parte de medidas regulatorias y de estimulación económica, las cuales son cuestiones de decisión política.

3.1. Razones para la GD

La inserción de la GD se ve con diferentes variantes en su uso y, en cuanto a las razones que las impulsan, son importantes y variadas (Piumetto, 2015), tales como:

1. En general suele ser más económica, en costo, que lo que demanda el funcionamiento de una línea troncal para sitios remotos.
2. Puede proveer potencia primaria y potencia de reserva durante los cortes del sistema del servicio público y para instalaciones que requieren servicio no interrumpido.
3. Se usa para cogeneración, donde la combustión de residuos puede ser usada para la calefacción, refrigeración o generación de vapor.
4. Los usos tradicionales incluyen importantes instalaciones industriales con elevadas demandas de vapor y de potencia.
5. Mejora la calidad de potencia para el equipamiento electrónico.
6. En cuanto al suministro reactivo y el control de voltaje, aporta la inyección o absorción de potencia reactiva para controlar el voltaje de la red.
7. En cuanto a la estabilidad de la red, con el uso de equipamiento de respuesta rápida se puede lograr un sistema de transmisión seguro.
8. Pueden soportar y restablecer un sector del sistema de servicio eléctrico sin soporte exterior después de un colapso del sistema.

La GD aporta beneficios a los consumidores, como así también para los servicios públicos, como lo muestran algunos ejemplos que se enumeran a continuación (Piumetto *et al*., 2013):

a) Los costos de transmisión son reducidos porque los generadores están más cercanos a la carga y las centrales más pequeñas reducen el tiempo de construcción y el costo de inversión.
b) Las tecnologías como las microturbinas, las celdas de combustible y las fotovoltaicas pueden ofrecer distintas capacidades, las cuales incluyen reservas o potencia de emergencia, picos de demandas o potencia de carga base.
c) Se mejora la eficiencia energética al combinar calor y potencia, que también contribuye a ahorrar costos (CHPQA, 2000).
d) La GD requiere menor capital de inversión, se puede terminar y poner en funcionamiento en una fracción de tiempo menor que la necesaria para la construcción de grandes estaciones de generación.
e) Algunos tipos de GD, tal como aquellas que funcionan con recursos renovables o sistemas de energía limpia, pueden reducir dramáticamente las emisiones comparadas con las de los grandes centros de generación convencionales.
f) La GD puede compensar o aplazar las necesidades de la construcción de más centrales de energía base o la creciente infraestructura de transmisión y distribución, y puede también reducir la congestión en la red, permitiendo tarifas eléctricas más bajas para todos los clientes del servicio público.
g) Al ser unidades modulares y más pequeñas, requieren menos capital de inversión y menor plazo de ejecución que las grandes centrales de energía. Esto reduce una cantidad de riesgos para los servicios públicos, que incluyen previsiones de balance de carga/recurso y precios de combustible, obsolescencia tecnológica y riesgos regulatorios.
h) La GD provee una muy alta fiabilidad y calidad de potencia que numerosas empresas necesitan, particularmente cuando se han combinado con almacenaje de energía y tecnologías de calidad de potencia.
i) La GD maximiza la eficiencia de la energía, posibilitando soluciones a medida para las necesidades específicas de los clientes, tales como sistemas combinados de calor y potencia.
j) Durante la generación de potencia muy cercana al punto de consumo donde hay congestión, la GD puede incrementar la efectividad de la capacidad de las redes de transmisión y distribución para otros clientes.
k) La GD puede reducir las demandas de los clientes de la red durante los períodos de demanda máxima.
l) La GD podría permitir a los clientes vender la potencia de exceso o servicios auxiliares para el mercado de potencia y, de este modo, incrementar el número de proveedores que venden energía, aumentar la competencia y aliviar el mercado de potencia.
m) La GD puede reducir el consumo de potencia reactiva y mejorar la estabilidad de voltaje del sistema de distribución con costos más bajos que un equipo de regulador de voltaje.

n) La GD expande el uso de recursos renovables, tales como cogeneración de biomasa en la industria del papel, sistemas de techado fotovoltaico solar en hogares y aerogeneradores, a fin de mejorar la conservación de recursos de energía.
ñ) La GD ofrece beneficios a la red como reducción de pérdidas en las líneas y aumento de la fiabilidad (Suchismita y Singh, 2006).
o) Desde un punto de vista de la seguridad de la red, muchos generadores pequeños son colectivamente más confiables que unos pocos grandes. Estos pueden ser reparados más rápidamente y las consecuencias de la falla de una pequeña unidad son menos catastróficas.

3.2. Los impactos técnicos de la GD

Las tecnologías de la GD incluyen los motores, pequeños generadores eólicos, celdas de combustibles y sistemas fotovoltaicos. A pesar de su pequeño tamaño, las tecnologías de la GD tienen un fuerte impacto en el mercado de los sistemas eléctricos. En algunos mercados, en realidad, la GD está reemplazando a la energía de la red, que es más costosa. Sin embargo, hay aspectos técnicos que merecen atención y estudios más precisos para comprender mejor el comportamiento de la red en presencia de la GD.

3.3. Tecnologías de la GD

Ninguna tecnología de la GD puede representar exactamente el amplio rango de capacidades y aplicaciones o el alcance de los beneficios y costos asociados de la GD. Algunas de esas tecnologías han sido usadas por muchos años, especialmente los motores de pistón y las turbinas a gas. Otras, como las celdas de combustibles y las microturbinas, son relativamente nuevos desarrollos. Varias tecnologías de la GD están en la actualidad disponibles comercialmente, y algunas son esperadas para ser introducidas o sustancialmente mejoradas dentro de unos pocos años (Courcelle, 2001). Se verá una breve reseña de las principales tecnologías usadas en la GD, mientras que en la tabla 1 se muestran los rangos de potencia en cada caso:

Tecnología	Tamaño típico disponible
Combustibles Fósiles	
Turbina a Gas de Ciclo Combinado	35-400 MW
Motores de Combustión Interna	5 kW-10 MW
Turbinas de Combustión	1-250 MW
Micro-Turbinas	35 kW-1 MW
Renovables	
Pequeñas Hidro	1-100 MW
Micro Hidro	25 kW-1 MW
Turbinas Eólicas	200 W-3 MW
Fotovoltaicos	20 W-100 kW
Solar térmica	1-80 MW
Biomasa	100 kW-20 MW
Celda de Combustible	200 kW-5 MW
Geotérmico	5-100 MW
Energía del Océano	100 kW-1 MW
Motor Stirling	2-10 kW

Tabla 1. Tipo de tecnología de la GD y potencia disponible.

Motores a pistón. Los motores a pistón de diésel o gas son las tecnologías de GD comerciales bien aceptadas, desarrolladas y difundidas. Los motores diésel de tamaños industriales pueden obtener eficiencias de combustible de más del 40% y ser relativamente de bajo costo por kilovatio. Aunque casi la mitad de la capacidad fue ordenada para uso en reserva, también se incrementó la instalación de unidades para uso permanente o pico.

Turbinas a gas. Originalmente desarrolladas para motores jet, las turbinas a gas son en la actualidad usadas en la industria con volúmenes grandes de potencia. Pequeñas turbinas a gas industriales de 1-20 MW

son comúnmente usadas en aplicaciones combinadas de calor y potencia. Ellas son útiles, en especial, cuando se requiere el vapor a más altas temperaturas que las que puede producir un motor a pistón. El costo de mantenimiento es un poco más bajo que los motores a pistón, como también la eficiencia de conversión eléctrica. Las turbinas a gas pueden ser ruidosas. Las emisiones son un tanto más bajas que los motores y la tecnología de control de emisión del NOx rentable está disponible comercialmente.

Microturbinas. En las microturbinas se extiende la tecnología de la turbina a gas a unidades de pequeño tamaño. La tecnología fue desarrollada originalmente para aplicaciones de transporte, pero hoy se está aplicando en generación de potencia. Una de las características técnicas más sorprendentes de las microturbinas es su velocidad rotacional extremadamente alta. La rotación de la turbina está por encima de las 120.000 rev/min, y el generador, por encima de las 40.000 rev/min. El rango de las unidades individuales va desde los 30 a 200 kW, pero puede ser combinada en sistemas de unidades múltiples. Las temperaturas de combustión bajas aseguran niveles de emisión de NOx muy bajos. Estas turbinas producen mucho menos ruido que un motor de tamaño comparable. Se espera que el gas natural sea el combustible más frecuente, pero también puede ser usado el gas de residuos o el biogás. Las desventajas principales de las microturbinas son su corto camino de antecedentes y los costos altos comparados con los motores a gas.

Celdas de combustibles. Las celdas de combustibles son generadores de electricidad estáticos y compactos que usan el hidrógeno y el oxígeno para producir electricidad. El sector de transporte es el mercado potencial más importante para las celdas de combustibles, y las industrias automotrices están realizando inversiones sustanciales en investigación y desarrollo. La generación de potencia, sin embargo, es vista como un mercado en el cual las celdas de combustibles podrían ser comercializadas mucho más rápidamente. Estas pueden convertir los combustibles en electricidad a eficiencias muy altas (35-60%) comparadas con tecnologías convencionales (Lee, 2006). Como no hay combustión, las emisiones nocivas son bajas. Las celdas de combustibles pueden operar con muy alta fiabilidad y, entonces, podrían suplementar o reemplazar la electricidad base de la red. Otras tecnologías de celdas de combustible, es decir, de carbono fundido, membrana de intercambio de protones, son el centro de importantes investigaciones y desarrollos.

Sistemas fotovoltaicos. Los sistemas fotovoltaicos son de tecnología renovable con una inversión importante y con los costos de operación más bajos. Ellos no generan calor y son sistemas a pequeñas escalas. Estas características sugieren que los sistemas fotovoltaicos son muy adecuados para las aplicaciones en hogar y comercios pequeños, donde los precios de la energía de la red son muy altos. Los costos operativos son muy bajos, por no haber costos de combustión.

Eólica. La generación eólica se está posicionando rápidamente en el suministro de energía en todo el mundo. La energía eólica es a veces considerada como la GD, porque el tamaño y la localización de algunos parques eólicos producen la energía apropiada para la conexión en los voltajes de transporte.

3.4. Recursos renovables de energía

Hay recursos de energía naturales que son inextinguibles; por ejemplo, el eólico, el solar, el geotermal, la biomasa y la generación hidráulica pequeña.

Energía hidráulica pequeña. El potencial de los sistemas hidroeléctricos pequeños depende de la disponibilidad de corrientes de agua adecuadas. Si este recurso existe, el mismo puede proveer electricidad barata, limpia y confiable. Las centrales hidroeléctricas convierten la energía cinética de un salto de agua en energía eléctrica. La potencia disponible en una corriente de agua depende de la altura vertical de las caídas de agua y el volumen de la corriente de agua. Las potencias del agua en turbina y su movimiento de rotación son transmitidos a través de un eje hacia el generador de electricidad. Una instalación hidroeléctrica cambia el entorno natural. Los efectos en el medioambiente deberían, por lo tanto, ser evaluados durante la planificación del proyecto para evitar problemas tales como ruidos o daños para el ecosistema.

Energía eólica. Las turbinas eólicas producen electricidad para los hogares, las empresas y los servicios. La energía eólica continuará hasta prosperar en nuevos diseños de turbinas, hoy en desarrollo, que reducen los costos. En la actualidad se fabrican turbinas eólicas económicamente viables en más y más lugares. La velocidad del viento varía con la hora del día, la estación y la altura de la turbina por sobre el nivel de tierra. La energía disponible por el viento es proporcional al cubo de la velocidad del viento. Un generador eólico es usado para convertir la potencia del viento en electricidad. Los generadores eólicos pueden ser divididos en dos categorías, una con eje horizontal y otra con eje vertical. El Instituto de Investigación de Energía Eléctrica, EE. UU., ha fijado que la energía eólica ofrece servicios de electricidad libre de polución que tiene casi costos competitivos con las actuales fuentes convencionales. Sin embargo, un interés medioambiental acerca de la energía eólica es el uso de la tierra. Hoy, pequeñas máquinas eólicas de 5 a 40 kW de capacidad pueden suministrar las necesidades eléctricas normales de hogares y pequeñas industrias. Las turbinas de tamaño medio recomendadas desde 100 a 500 kW producen la mayoría de la energía generada comercialmente.

Biomasa. El término biomasa refiere a la vegetación de la tierra y muchos productos que derivan de ella. Algunos de los combustibles de biomasa comunes son la leña, los residuos de agricultura y las cosechas de cultivos para la energía. Los servicios y las instalaciones comerciales e industriales usan biomasa para

producir electricidad. Según el Banco Mundial, el 50 al 60% de la energía en países en desarrollo de Asia y el 70 al 90% de la energía en países en desarrollo de África proceden de la biomasa. En EE. UU., Japón y Europa, los residuos municipales y de la agricultura están siendo quemados para producir electricidad.

Energía solar. Las centrales de energía eléctrica térmica solar usan varios dispositivos concentradores para enfocar el sol y conseguir las temperaturas altas necesarias para producir vapor para la potencia. Los colectores de placa planos transfieren el calor del sol al agua directamente o a través del uso de otro fluido y de un intercambiador de calor. El mercado para los fotovoltaicos se expande rápidamente. Los hogares pueden usar sistemas fotovoltaicos para reemplazar o suplementar la potencia eléctrica del servicio público. Un sistema residencial estándar solo consiste de paneles solares, una batería para almacenar energía para usar en períodos sin insolación y un inversor que transforme la tensión continua en una alternada de valor adecuado para que puedan funcionar los electrodomésticos convencionales.

Geotermal. La energía geotermal es la proveniente del calor de la tierra, que es usada directamente como agua caliente o vapor, o para producir electricidad. Mientras los adecuados sitios geotermales de altas temperaturas no son generalizados, se pueden encontrar sitios de bajas temperaturas en casi cualquier parte del mundo, y ellos pueden proveer calefacción y refrigeración para edificios. Los sistemas geotermales están localizados en áreas donde la corteza de la tierra es relativamente delgada. La perforación en el suelo y la inserción de cañerías activan el agua caliente o el vapor para ser extraído a la superficie. En algunas aplicaciones, esto es usado para proveer calefacción a los hogares. En otras áreas, el vapor es usado para mover una turbina para generar electricidad. Según la Agencia de Información de Energía de EE. UU., la energía geotermal tiene un potencial para proveer a los EE. UU. de 49.000 MW para el 2030. Esta tiene la capacidad para proveer por encima de los 80.000 MW. Como un recurso de energía renovable y local, la energía geotermal puede ayudar a reducir la dependencia de las naciones con el petróleo y con otros combustibles importados. Las bombas de calor geotermales son un modo eficiente para los sistemas de calor y frío. Estas usan la temperatura normal de la tierra para los sistemas de calor en invierno y las de frío en verano. Las bombas geotermales tienen ventajas a pesar del hecho de que la temperatura del suelo no varía en mucho de estación en estación, como la temperatura del aire.

3.5. Aspectos técnicos a considerar en las redes

Aspectos térmicos

Cuando la GD es conectada a la red de distribución, se cambia el sentido del flujo de potencia en función de la carga. Es muy probable que el aumento excesivo de los niveles de GD cause un aumento en el flujo de corriente total en la red, llevando a los componentes de la red cerca de sus límites térmicos. Si los límites térmicos de los componentes de un circuito pueden ser excedidos por la conexión de la GD, entonces, los circuitos afectados en potencia necesitarían ser reemplazados. Esto usualmente consistiría en el cambio de los conductores por otros de mayor sección. En otras situaciones de la relación de carga y potencias de GD harán descongestionar sectores de la red.

Perfil de tensión

Los perfiles de tensión a lo largo de un alimentador de red de distribución cargado son típicamente tales que el nivel de voltaje es máximo en las cercanías de las barras transformadoras de la red de distribución, y las caídas de voltaje a lo largo de la extensión del alimentador son como resultado de la carga conectada en el alimentador (Delfanti *et al*., 2009). La caída de tensión es generalmente grande en las redes rurales, las cuales son comúnmente redes radiales con alimentadores que cubren largas distancias utilizando conductores de capacidad relativamente baja, en especial en los extremos de los alimentadores. Será necesario el control del conmutador del transformador para garantizar que, en máximas cargas del alimentador, la caída de voltaje a través del mismo no resulte en descensos importantes de niveles de voltaje, por debajo del límite menor del voltaje reglamentario. La GD a través de un alimentador de distribución usualmente tendrá el efecto de reducir las caídas de voltaje a través de él, y podría llevar a un aumento de voltaje en algunos puntos, que ocasionarían el incremento del voltaje del alimentador por arriba del límite reglamentario. El incremento de voltaje es generalmente más un problema de las redes radiales rurales que de las redes interconectadas o las anilladas. El aumento de voltaje se puede reducir restringiendo el tamaño de las centrales de GD (el nivel del aumento de voltaje dependerá en el nivel de generación comparado con la demanda de carga mínima), reformando la red, operando el generador en un factor de potencia principal (por ejemplo, importando VAr desde la red). La GD podría contribuir al flicker de voltaje por las repentinas variaciones en la producción de la GD (por ejemplo, en las velocidades eólicas variables en las turbinas), la puesta en marcha de grandes unidades de GD o las interacciones entre la GD y el equipamiento de control de voltaje en la red. Las turbinas eólicas con generadores de inducción causarían perturbaciones de voltaje cuando arrancan, debido a la inyección de corriente reactiva requerida para energizar el rotor. Debe ser también considerado el cambio o salto de voltaje que ocurriría cuando una turbina eólica corta desde la máxima producción debido a altas velocidades eólicas.

Una reducción temporal en el voltaje de red significa que no hay suficiente potencia para suministrar a la carga conectada. Hay dos causas mayores de estas caídas de voltaje; a saber, repentinas conexiones de grandes cargas o fallas en los ramales adyacentes de la red. Los cambios o saltos de voltajes también ocurren cuando un generador (o grupos de generadores) es desconectado de repente de la red, probablemente, debido a una falla.

Cuando grandes cargas de motores son conectadas repentinamente a la red, estas demandan una corriente que puede ser varias veces mayor que la corriente de operación nominal. Los conductores de alimentación para la carga son diseñados o calculados para la operación normal; por tanto, esta alta corriente puede causar una excesiva caída de voltaje en la red alimentadora. Los descensos de voltaje causados por grandes cargas de motores pueden ser superados por la instalación de arrancadores, los cuales limitan la corriente de arranque, pero incrementan el tiempo de arranque. Dependiendo del tiempo de reacción del sistema de control, hay varias opciones para reducir la severidad de las disminuciones de voltaje; estas son: incrementar la producción de GD, reducir las cargas de la red, utilizar energía de los dispositivos de almacenamiento o energizar bancos de capacitores.

Contribuciones a las fallas

Una falla puede ocurrir de varias maneras en una red: debido a cables aéreos caídos o a un cable de tierra dañado o derivación a tierra, etc. La corriente que fluye en una falla puede ser suministrada por tres tipos de fuentes de la red de distribución, a saber: la alimentación del sistema de distribución, la alimentación de los generadores distribuidos o la alimentación de las cargas (con motores de inducción). La consecuencia directa de la presencia de los generadores dispersos es que, ahora, la energía eléctrica no proviene de una sola fuente, como ocurría tradicionalmente en los sistemas de distribución, sino de más de una, cuyo número final depende de la voluntad del dueño de cada equipo generador, o sea, normalmente fuera del control de la empresa eléctrica. Este aumento se refleja en un valor mayor de la falla y puede suceder que la falla total exceda el nivel de falla nominal del equipamiento de distribución. La presencia de la GD modifica en gran medida las corrientes de falla, pudiendo, incluso, llegar a producir la falta de coordinación selectiva, como puede verse en el caso de presentarse la falla SC4 en el circuito mostrado en la figura 6, donde la corriente suministrada por el generador distribuido puede causar la indebida operación del fusible F2 (Gómez Targarona y Tourn, 2006).

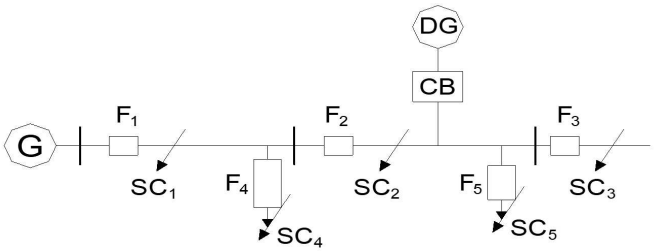


Fig. 6. Efecto de la generación distribuida en las corrientes de falla.

Los niveles de falla aumentados pueden ser absorbidos o reducidos por cualquier actualización de equipamiento o reconfiguración de redes de distribución. Los generadores de inducción contribuyen muy poco a los niveles de falla, mientras la corriente de falla desde el generador de inducción cae rápidamente cuando el generador pierde la excitación magnética debido a la pérdida del suministro de la red. Sin embargo, ellos contribuyen más a los niveles de falla máximos. Los generadores síncronos contribuyen menos a la corriente máxima inicial comparada con los generadores de inducción, pero tienen una mayor contribución de falla de valor RMS en régimen estacionario.

Armónicas e interacción con las cargas

En una red de electricidad ideal, el voltaje tiene una forma de onda sinusoidal perfecta que oscila, por ejemplo, en la red de Argentina, a 50 Hz (ciclos por segundos). Sin embargo, algunos efectos capacitivos o inductivos, o debido a la conmutación de dispositivos tales como conductores extensos, reactores de redes, abastecimientos de potencia DC rectificada, variadores de velocidad de motores y generadores de inversión, introducirán o amplificarán las componentes armónicas en la onda de voltaje. De ese modo, se distorsiona la onda de voltaje. Se espera que la generación eólica y solar de muy pequeña escala tenga inversores

conectados. Las conexiones de inversores incorporan el uso de una proporción alta de componentes que conmutan y que tienen el potencial para incrementar las contribuciones armónicas.

Interacción entre unidades de generación

Los niveles de aumento de generación renovable intermitente (aleatoria) e ingresos que fluctúan desde las unidades de cogeneración de calor y potencia producirán finalmente una mayor dificultad para manejar el balance entre el suministro y la demanda del sistema de potencia. A no ser que la GD pueda ofrecer las mismas funciones de control como los grandes generadores en el sistema, la cantidad de reserva de generación requerida cuando hay una contribución significativa para el sistema desde la GD deberá ser incrementada.

Aspectos con las protecciones de la red

Las redes de distribución fueron diseñadas para conducir la corriente desde voltajes altos hacia bajos voltajes, y los dispositivos de protección están diseñados para reflejar este concepto. Cuando el interruptor de un servicio público se abre, una porción del sistema permanece energizado, mientras que el resto del sistema del servicio público permanece aislado, lo que da como resultado daños para el sector público y personal del servicio público. La información relativa al comportamiento de los dispositivos de protección pierde parte de su aplicabilidad. Las curvas construidas para magnitudes de corriente y tensión constantes deben ser ahora reinterpretadas. Este nuevo escenario de corrientes de carga y falla variables no afecta a la coordinación entre dispositivos de protección conectados estrictamente en serie y recorridos por la misma corriente, ya que el efecto es similar en todos ellos, pero sí afecta a aquellos dispositivos de protección no conectados estrictamente en serie, o sea que pueden estar recorridos por corrientes provenientes de distintas fuentes (Gómez Targarona y Tourn, 2006).

Conexión a la red mediante transformador

La interconexión de la GD con la red de potencia en forma directa es desaconsejable y riesgosa, principalmente en caso de conectarse a líneas aéreas, ya que los generadores poseen un nivel de aislamiento incompatible con el correspondiente del sistema de potencia (Vaschetti *et al*., 2009), requiriendo de un transformador de interconexión, cuyas funciones son: adecuar los niveles de tensión, evitar la inyección de corriente continua al sistema, bloquear las armónicas triples, controlar las corrientes de cortocircuito, facilitar la detección de sobrecorrientes desde el sistema y evitar las sobretensiones por resonancia. No existen especificaciones rígidas al respecto, por la variedad de sistemas en uso en el mundo. No obstante, se dispone de recomendaciones de las empresas eléctricas y hasta el año 1996 existía la Norma ANSI/IEEE 1001-1988, que presentaba los tipos de conexión, analizando sus ventajas y desventajas. El fenómeno de sobretensión por ferroresonancia, sin desbalance, se produce al emplear GD, ya sea con generador sincrónico o asincrónico, para cualquier tipo de conexión del transformador de interconexión. Las condiciones necesarias para que aparezca son: GD funcionando en isla, potencia de la carga menor a tres veces la del generador, capacidad del sistema entre el 25 y el 500% de la potencia del generador, y debe existir un transformador saturado. La solución consiste en desconectar la GD inmediatamente ante la falta la alimentación del sistema, lo que solo se logra al emplear relé detector de valores de pico de tensión.

Las formas posibles de conectar los transformadores de interconexión son:

1) Triángulo del lado del GD y estrella aislada de tierra del lado del sistema.
2) Triángulo del lado del GD y estrella puesta a tierra rígida en el otro.
3) Triángulo del lado del GD y estrella puesta a tierra no-rígida del lado del sistema.
4) Triángulo en ambos lados.
5) Estrella puesta a tierra del lado del GD y triángulo del lado del sistema.
6) Estrella puesta a tierra en ambos lados.
7) Estrella del lado del GD y estrella puesta a tierra rígida del lado del sistema.

El tipo de conexión más adecuada del transformador de interfase “GD y sistema de potencia” es triángulo del lado del generador y estrella puesta a tierra semirrígida del lado del sistema, en la cual las ventajas superan ampliamente a las desventajas, como se aprecia en la figura 7. Todos los problemas presentados pueden solucionarse mediante el empleo de un sofisticado esquema de protecciones, pero a un alto costo, cuyo límite está establecido en el momento en que el sobrecosto contrarresta las ventajas del uso de la GD.

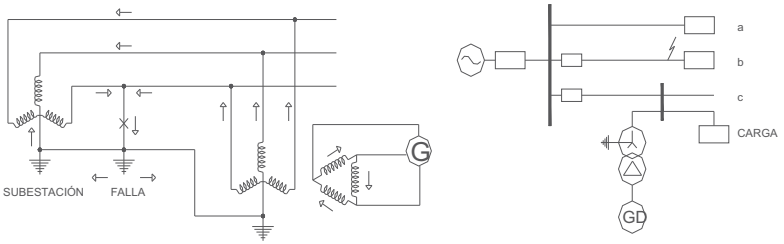


Fig. 7: Conexión de la GD mediante transformador.

3.6. Estandarización de la interconexión

Un cliente que desea la interconexión al sistema de distribución debe ser sometido a un proceso de revisión de interconexión individual al servicio público. Un proceso así puede ser caro y prolongado. Los instaladores de este modo enfrentan altos costos por tener que reunir los requisitos de interconexión que varían de servicio público en servicio público. La manera de generar un ordenamiento en esta problemática es mediante la redacción de normas de interconexión, que en algunos países se encuentra muy adelantada y en otros, como en Argentina, recién se está comenzando. Una de las normas más completas es la IEEE 1547, que demandó varios años de discusión, hasta alcanzar en el año 2005 su estado actual de estándar (Basso, T. y DeBlasio, 2004). En razón de su amplia utilización, no solo en EE. UU., sino a nivel mundial, se presentan a continuación sus principales requerimientos. Tal norma consta, hasta el momento, de tres partes, una general y otras dos, la 1 y la 3; la parte 2 se encuentra en estudio o en situación de proyecto. La norma general indica las especificaciones técnicas y los requerimientos para poder realizar la interconexión. En ella se detallan los apartamientos de tensión y frecuencia, dando los tiempos permitidos para tales apartamientos, asimismo se especifican los límites de calidad de potencia, para perturbaciones tales como inyección de corriente continua, armónicas y flicker. Uno de los temas tratados en detalle es el referente al funcionamiento "no intencionado en isla", dejando sin considerar la "operación intencionada en isla", señalando los tiempos de detección y desconexión de tal funcionamiento. También se detallan las tolerancias en frecuencia, tensión y fase para las operaciones de sincronización. Finalmente, presenta la nómina de ensayos de recepción del equipamiento de generación (Basso, T. y DeBlasio, 2004).

La norma IEEE 1547-1 detalla el procedimiento a seguir en los ensayos listados en la norma IEEE 1547, tendientes a verificar la interconexión de la generación distribuida al sistema de potencia. Los ensayos se orientan a asegurar que se cumpla con los límites especificados en la norma general. En cuanto a la parte 3, IEEE 1547-3, se refiere a los protocolos para el intercambio de información y el control de la operación, o enlace entre la generación distribuida y el sistema de potencia.

3.7. Impacto económico de la GD

La GD tiene algunas ventajas económicas comparadas con la potencia centralizada de la red, particularmente por producir potencia en el sitio. La posibilidad de la generación y el uso tanto de calor como de potencia generada en una sola unidad central puede crear oportunidades económicas adicionales. La GD puede también estar mejor posicionada para usar combustibles de bajo costo, tales como gas de residuos. Los precios relativos de la electricidad de ventas por menor y los costos del combustible son decisivos para la competitividad de las opciones de la GD. Esta razón varía mucho de país a país. En Japón, por ejemplo, donde los precios de la electricidad y del gas natural son altos, la GD es atractiva solamente para la generación a partir del petróleo. En otros países, donde el gas es económico comparado con la electricidad, la GD con gas puede convertirse en económicamente atractiva. Muchas tecnologías de GD pueden ser muy flexibles en su operación. Una central de GD puede operar durante períodos de precios de electricidad altos (períodos máximos) y luego ser desconectada durante períodos de precios bajos.

La facilidad de instalación de la GD también le permite al sistema expandir fácilmente su capacidad para aprovechar la ventaja de los precios altos esperados. Una de las ventajas de la GD es la de ser portátil. Además de la flexibilidad tecnológica, la GD puede sumar valor para algunos sistemas de potencia retrasando la necesidad de actualizaciones (mejoras) en líneas de transmisión congestionadas o en redes de distribución, reduciendo las pérdidas de distribución y promoviendo soporte o servicios auxiliares para la red de distribución local.

Las unidades de cogeneración calor-electricidad (CCE) son económicamente atractivas para la GD debido a su rendimiento y los costos de capital incrementales bajos para el equipamiento de recuperación de calor. La CCE de nivel doméstico, también llamado "Micro CCE", está atrayendo mucho interés, particularmente donde se usan motores de combustión externa y, en algunos casos, celdas de combustibles. Sin embargo, a pesar del potencial por los períodos cortos de recuperación de la inversión, los costos de capital son altos para el consumidor doméstico y constituyen una barrera significativa para la penetración de estas tecnologías.

La provisión de potencia confiable representa el mercado más importante para la GD. La capacidad de generación diésel de emergencia en edificios generalmente no se produce para exportar potencia para la red, representa varios puntos porcentuales de la demanda pico total para electricidad. La creciente demanda del consumidor por la electricidad de alta calidad (por ej., 95 o 99,999%) requiere producción de potencia en el sitio. Muchas de estas tecnologías pueden ser de mayor energía eficiente y limpia que las plantas de potencia de estación central. La modulación es beneficiosa cuando el crecimiento de la carga es lento e incierto.

El tamaño pequeño de estas tecnologías puede ajustarse mejor a los incrementos graduales en las cargas del servicio público. La GD también puede disminuir la demanda durante las horas pico, cuando los costos de la energía son altos y la red está más congestionada. Si se ubica en puntos estratégicos, la GD puede reducir la necesidad de mejorar el sistema de distribución y de transmisión. Los consumidores pueden instalar la GD para mejorar (ajustar) sus costos de electricidad, vender potencia, participar en programas de respuesta de demanda, proveer potencia de reserva para cargas críticas y suministrar energía de calidad para cargas sensibles (Hammons, 2008).

El mayor mercado potencial para la GD es para la potencia complementaria suministrada a través de la red de transmisión y distribución. La producción de potencia in situ reduce los costos de transmisión y de distribución para el despacho de la energía eléctrica. Estos costos promedian cerca del 30% del costo total de la energía eléctrica. Esta participación, sin embargo, varía según los tamaños del cliente. Para los clientes muy importantes, que toman potencia directamente en el voltaje de transmisión, el costo total y el porcentaje son mucho menores y, para un consumidor hogareño pequeño, los cargos de la red podrían constituir más del 40% del precio.

La generación de pequeña escala tiene un bajo costo directo con respecto a la generación central. Primero, hay una más limitada selección de combustibles y tecnologías para generación de energía eléctrica: petróleo, gas natural, eólica o sistemas fotovoltaicos, y, en ciertos casos, biomasa o combustión de residuos. Segundo, los generadores pequeños usados en la GD cuestan más por kilowatt que los necesarios para construir las grandes centrales de generación central. Tercero, los costos de despacho del combustible son normalmente altos. Finalmente, a menos que funcione en el modo de CCE, las centrales pequeñas usadas en GD operan usualmente con menores eficiencias de conversión del combustible que aquellas grandes centrales de igual tipo usadas en la generación central. La GD usa una más limitada selección de combustibles. En los sistemas fotovoltaicos, los costos de operación son muy bajos, pero los costos de capital altos impiden a estos ser competitivos con la energía eléctrica de la red.

4. ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

4.1. El producto eléctrico y su demanda

El sistema eléctrico en su conjunto y la demanda eléctrica presentan características que resulta de interés enunciar:

- La energía eléctrica debe producirse en el momento en que el consumidor la requiere, puesto que es un producto no almacenable.
- Las obras de infraestructura requieren, por lo general, períodos de ejecución prolongados; por lo tanto, las decisiones de inversión en el sistema, obras y equipamiento asociado deben tomarse con la anticipación suficiente como para satisfacer la demanda cuando esta lo requiera.
- El sistema eléctrico debe dimensionarse para abastecer la demanda máxima, a pesar de que esta ocurre pocos días al año durante períodos de escasa duración. Además, debe preverse la salida de servicio de alguno de sus componentes en caso de fallas o mantenimientos programados, condición que se denomina "n-1".
- La demanda está influida por factores diversos: temperatura, nivel de actividad económica, factores sociales, etc.

Al igual que otras variables económicas, la demanda eléctrica tiene variaciones estacionales, cíclicas, de tendencia y aleatorias que deben considerarse en la planificación.

De acuerdo con los datos obtenidos (www.epec.com.ar), la demanda de potencia eléctrica máxima actual de la Provincia de Córdoba es de 1970 MW. Esta demanda es satisfecha mediante las interconexiones

con el Sistema Interconectado Nacional y con la potencia que entregan las Centrales de Generación conectadas directamente al Sistema Interconectado Provincial.

Los **vínculos con el Sistema Interconectado Nacional (SIN)** son:

→ ET Malvinas: 900 MVA
→ ET Almafuerte: 600 MVA
→ ET Arroyo Cabral: 300 MVA

TOTAL: 1800 MVA

Las **centrales de generación eléctrica en la provincia** son[2]:

→ **Centrales hidroeléctricas de EPEC** (especificadas en la tabla 2).

Central	Potencia nominal instalada (MVA)	Año de puesta en servicio	Equipamiento
La Viña	16	1958	2 máquinas de 8 MVA
Calera	5	1911	4 máquinas de 1,25 MVA
Cruz del Eje	1,5	1958	2 máquinas de 0,8 MVA
Molinos 1	52	1957	4 máquinas de 13 MVA
Molinos 2	4	1958	1 máquina de 4 MVA
San Roque	24	1959	4 máquinas de 6 MVA
Fitz Simon	10,5	1943	3 máquinas de 3,5 MVA
Cassaffousth	17,2	1953	3 máquinas de 5,7 MVA
Reolín	33	1966	3 máquinas de 13 MVA
Piedras Moras	6	1995	1 máquina de 6 MVA
TOTAL	**169,2**		

Tabla 2. Centrales hidroeléctricas de EPEC.

Como puede observarse, a excepción de la Central Piedras Moras, estas centrales hidráulicas tienen una antigüedad superior a los cincuenta años, por lo que seguramente la potencia disponible en algunas de ellas es menor a la nominal y muchas de ellas requieren un proceso de *revamping*[3] para una utilización sostenida en la producción de energía.

→ **Centrales termoeléctricas de EPEC** (indicadas en tabla 3).

Central	Potencia nominal instalada (MVA)	Año de puesta en servicio	Equipamiento
Bicentenario	466	2010	2 máquinas de 165 MVA y 1 de 160 MVA
Pilar (Zanichelli)	216	1963	2 máquinas de 33 MVA y 2 de 75 MVA
San Francisco	39	1975/1981	1 máquina de 16 MVA y 1 de 23 MVA
Villa María	48	1971	3 máquinas de 16 MVA
Río Cuarto	32	1974	2 máquinas de 16 MVA
General Levalle	46	1981	2 máquinas de 23 MVA
Suroeste (Bazán)	50	1981	4 máquinas de 35 MVA
Deán Funes	32	1964/1970	2 máquinas de 16 MVA
TOTAL	**929**		

Tabla 3. Centrales termoeléctricas de EPEC.

[2] También se encuentran dentro de la Provincia de Córdoba la Central Nuclear Embalse (600 MW) y la Central de Bombeo Río Grande (750 MW). Estas centrales no están vinculadas al Sistema Eléctrico Provincial, sino al Sistema Interconectado Nacional, por lo que la energía que producen llega al Sistema Interconectado Provincial solamente a través de los vínculos mencionados.

[3] Técnica que da a las instalaciones industriales una nueva vida, mejorándola.

En el caso de estas centrales termoeléctricas, salvo la Central Bicentenario, las demás tienen una antigüedad superior a los treinta años, lo cual hace que los costos operativos de las mismas sean superiores a los costos de las centrales modernas, principalmente por los rendimientos que se logran en la actualidad. Por otra parte, por su antigüedad, varias de estas máquinas pueden encontrarse indisponibles para su despacho, con lo cual la potencia disponible es menor a la instalada.

→ **Otras centrales termoeléctricas que no pertenecen a EPEC** (indicadas en tabla 4).

Central	Potencia nominal instalada (MVA)	Año de puesta en servicio	Equipamiento
Central Maranzana (Río IV)	350	1995	(1)
MSU (Villa María)	200	2018	(2)
Mario Seveso (Arroyito)	30,8	1993	(3)
13 de Julio (Río Tercero)	32	2011	(4)
TOTAL	**612,8**		

Tabla 4. Otras centrales termoeléctricas que no pertenecen a EPEC.

(1) La Central está conectada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a través de la red de alta tensión de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC). En 2018 comenzaron los trabajos para el cierre de ciclo de la licitación adjudicada en octubre de 2017 con el fin de incrementar la capacidad instalada de la central en 125 MW. Se estima que entrará en operación comercial durante 2020[4].
(2) Está emplazada en un predio de 8 hectáreas, dentro del Parque Industrial y Tecnológico en la localidad de Villa María, Córdoba. Se conecta a la subestación Villa María a través de una red de 132 kV operada por la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC), que permite despachar la energía a la red nacional. La central se abastece del gasoducto norte de Transportadora Gas del Norte SA (TGN)[5].
(3) Autogenerador propiedad de Arcor SA que se vincula al MEM en la ET Arroyito de EPEC[6].
(4) La Central Termoeléctrica 13 de Julio de Generadora Córdoba SA está instalada en un terreno propio de 22,5 hectáreas y con más de 800 m^2 cubiertos. Este predio se desarrolla físicamente debajo de la línea de alta tensión en 132 kV, propiedad de Petroquímica Río III SA y que la vincula con la ET Almafuerte de Transener SA. La generación de energía eléctrica está compuesta por dos grupos termoeléctricos FIAT TG16 que totalizan 32 MW de potencia nominal Instalada[7].

La ubicación de estas centrales se puede ver en el plano siguiente (fig. 8):

[4] Ver https://www.albanesi.com.ar.
[5] Ver https://www.msuenergy.com.
[6] Ver https://www.cammesa.com.
[7] Ver https://www.generadoracordoba.com.

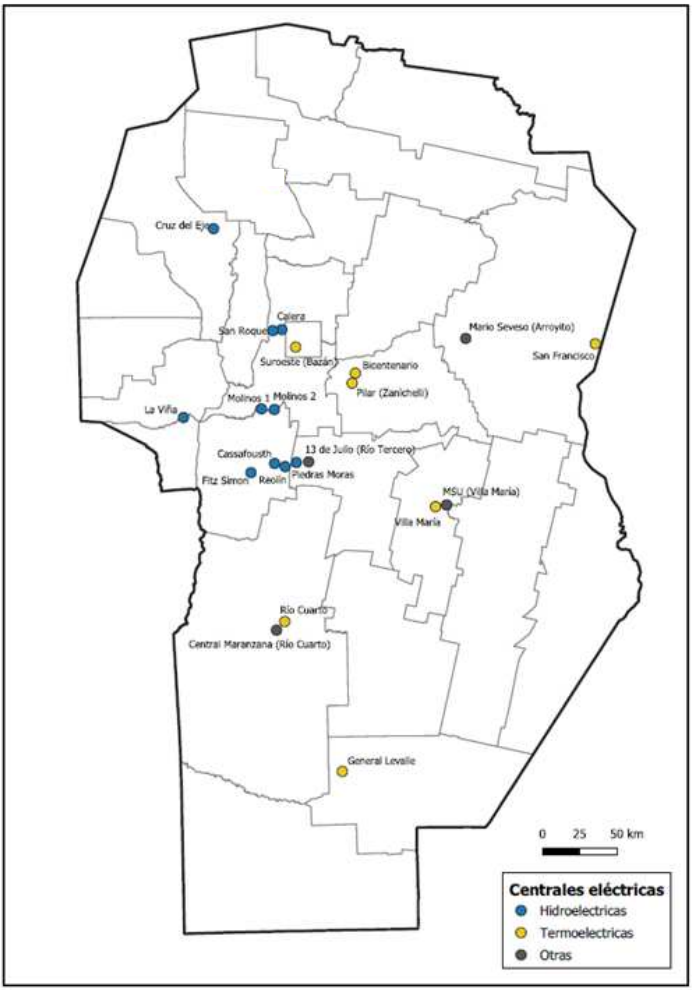


Fig. 8. Ubicación de las centrales eléctricas en la Provincia de Córdoba.

En este punto es necesario destacar que, por razones técnicas, la potencia instalada en las interconexiones más la potencia instalada de las centrales no siempre es suficiente para abastecer la potencia demandada por los consumidores.

De acuerdo con lo desarrollado en el capítulo 2, se tiene, en las siguientes tablas, un resumen de lo que será la proyección de la demanda de potencia y energía en el sistema eléctrico provincial (tablas 5 y 6):

ENERGÍA ANUAL TOTAL			
	TASAS DE CRECIMIENTO (%)		
	2,50	4,00	5,50
Año	TOTAL (TWh)	TOTAL (TWh)	TOTAL (TWh)
2019	8,107	8,107	8,107
2020	8,362	8,515	8,668
2021	8,622	8,934	9,250
2022	8,885	9,364	9,853
2023	9,153	9,806	10,479
2024	9,426	10,260	11,128
2025	9,703	10,726	11,801
2026	9,985	11,205	12,501
2027	10,271	11,697	13,227
2028	10,563	12,203	13,982
2029	10,860	12,723	14,767
2030	11,161	13,258	15,584
Incremento a 10 años	3,054	5,151	7,476
En %	37,67%	63,54%	92,22%

Tabla 5. Proyección de la demanda de energía.

DEMANDAS MÁXIMAS DE POTENCIA			
	TASAS DE CRECIMIENTO (%)		
	2,50	4,00	5,50
Año	TOTAL (MW)	TOTAL (MW)	TOTAL (MW]
2019	1.970	1.970	1.970
2020	2.032	2.069	2.106
2021	2.095	2.171	2.248
2022	2.159	2.276	2.394
2023	2.224	2.383	2.546
2024	2.290	2.493	2.704
2025	2.358	2.606	2.868
2026	2.426	2.723	3.038
2027	2.496	2.842	3.214
2028	2.567	2.965	3.398
2029	2.639	3.092	3.588
2030	2.712	3.222	3.787
Incremento a 10 años	742,171	1.251,702	1.816,752
En %	37,67%	63,54%	92,22%

Tabla 6. Proyección de la demanda de potencia.

Por lo tanto, el desafío para los próximos años será no solamente solicitarle al SADI la potencia y energía necesaria, sino tener además alternativas de generación de potencia y energía para abastecer en forma parcial y/o total las proyecciones a futuro. El desafío es más importante, ya que no solo dependerá de la mayor distribuidora de la provincia (EPEC), sino de la participación de los usuarios con el uso de GD y que

la mayor cantidad de fuentes sean de energías renovables, con impactos en el medioambiente y en la actividad económica regional.

4.2. Energías renovables y desafíos de la GD

A continuación, se transcriben algunos conceptos y consideraciones que realiza la Secretaría de Energía de la Nación relacionadas con energías renovables[8] y los proyectos adjudicados en el marco del programa **RenovAr**.

Se denomina "energías renovables" a aquellas fuentes energéticas basadas en la utilización del sol, el viento, el agua o la biomasa vegetal o animal –entre otras–. Se caracterizan por no utilizar combustibles fósiles –como sucede con las energías convencionales–, sino recursos capaces de renovarse ilimitadamente. Su impacto ambiental es de menor magnitud dado que, además de no emplear recursos finitos, no generan contaminantes. Sus beneficios van desde la diversificación de la matriz energética del país hasta el fomento a la industria nacional, y desde el desarrollo de las economías regionales hasta el impulso al turismo.

Energía eólica

La energía eólica hace referencia a aquellas tecnologías y aplicaciones en que se aprovecha la energía cinética del viento, convirtiéndola a energía mecánica o eléctrica. Existen dos tipos principales de máquinas que aprovechan la energía contenida en el viento: los molinos, que se utilizan fundamentalmente para bombeo mecánico de agua (algo muy común en el campo), y los aerogeneradores, equipos especialmente diseñados para producir electricidad. Las provincias de Santa Cruz, Chubut, Río Negro y Buenos Aires concentran el mayor potencial eólico argentino. Observamos el mapa eólico para Córdoba, tomado de la Secretaría de Gobierno de Energía de la República Argentina y del Ministerio de Servicios Públicos de la Provincia de Córdoba (figs. 9 y 10):

[8] Ver https://www.argentina.gob.ar/energia/energia-electrica/renovables/que-son-las-energias-renovables#1.

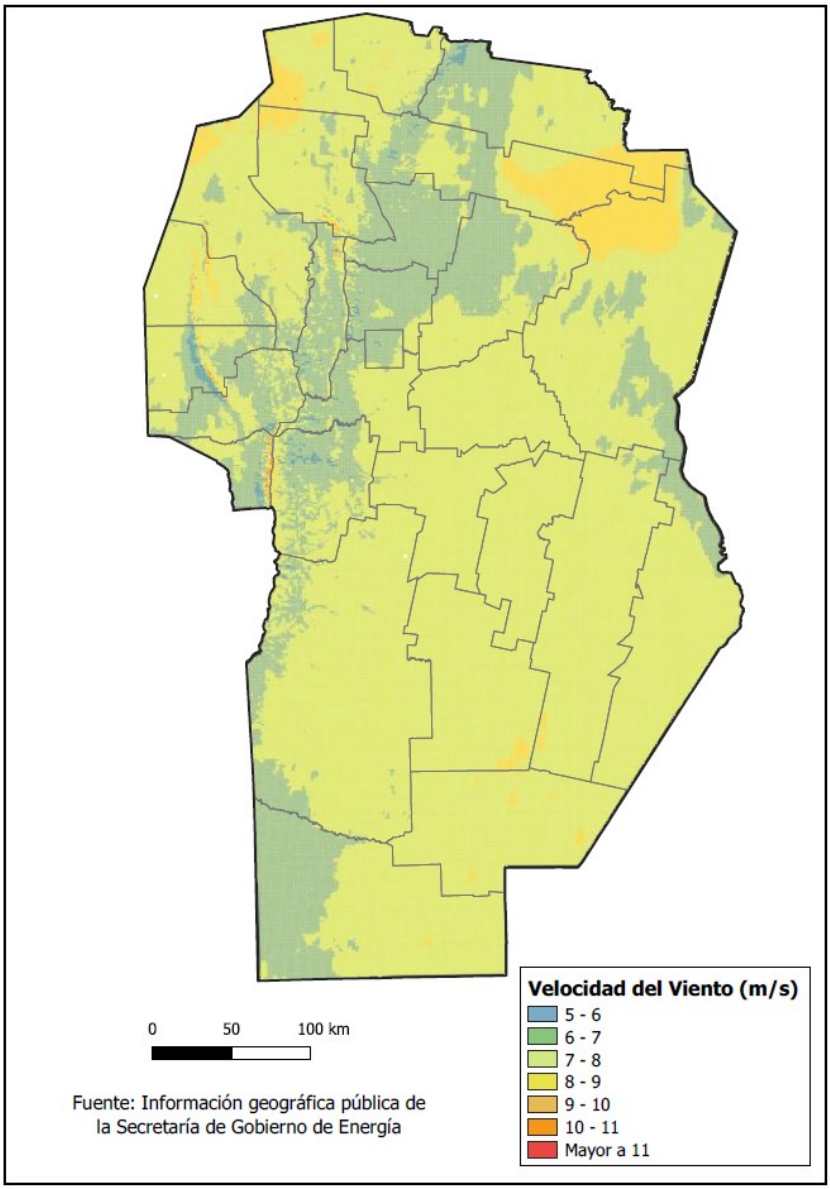


Fig. 9. Recurso eólico. Velocidad del viento en la geografía cordobesa.

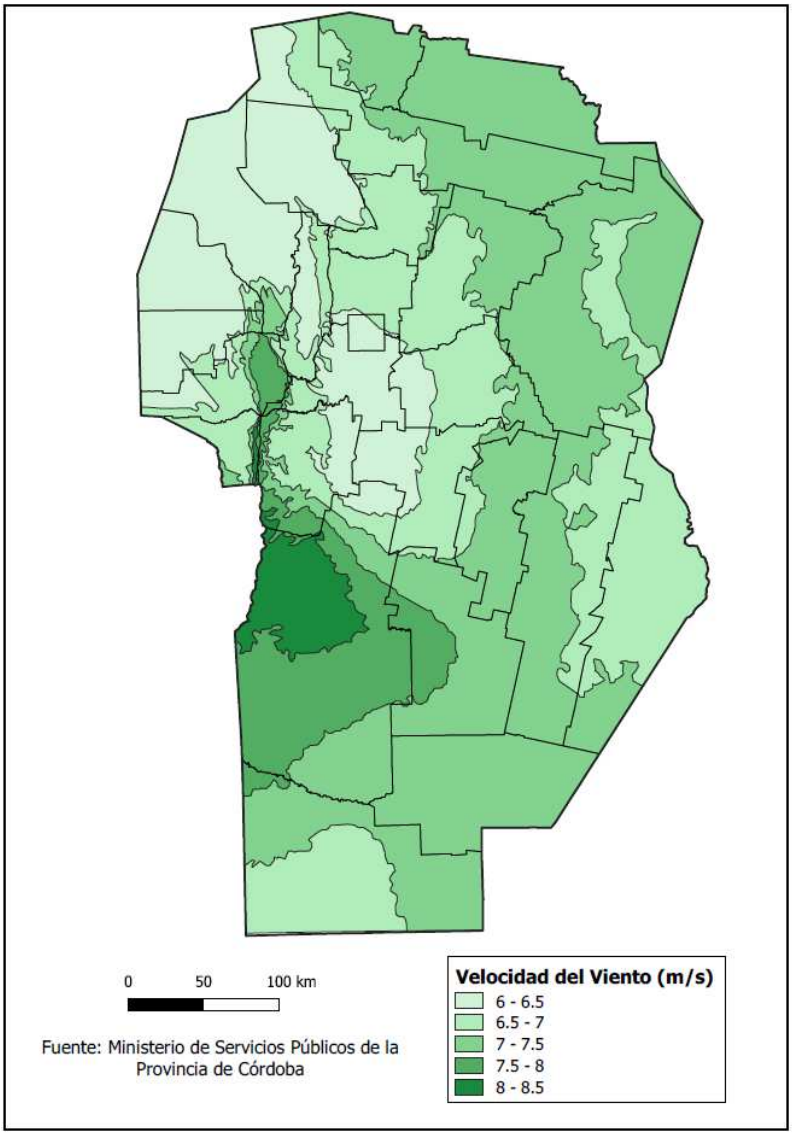


Fig. 10. Recurso eólico. Velocidad del viento en la geografía cordobesa.

Se indican a continuación, en la tabla 7, los proyectos con esta tecnología adjudicados por la Secretaría de Energía de la Nación en el marco del Programa RenovAr:

Nombre del proyecto	Potencia MW	Precio adjudicado USD/MWh	Provincia	Tecnología
P.E. Corti	100	58	Buenos Aires	Eólica
P.E. La Castellana	99	61,5	Buenos Aires	Eólica
P.E. Vientos del Secano	50	49,08	Buenos Aires	Eólica
P.E. García del Río	10	49,81	Buenos Aires	Eólica
P.E. Villalonga	50	54,96	Buenos Aires	Eólica
P.E. Los Meandros	75	53,88	Neuquén	Eólica
P.E. Cerro Alto	50	56,98	Río Negro	Eólica
P.E. Arauco II (Etapa 1 y 2)	99,75	67,19	La Rioja	Eólica
P.E. Kosten	24	59,41	Chubut	Eólica
P.E. Chubut Norte	28,35	66	Chubut	Eólica
P.E. Garayalde	24,15	59	Chubut	Eólica
P.E. Vientos Los Hércules	97,2	62,88	Santa Cruz	Eólica
P.E. Vientos de Necochea 1	37,95	55,5	Buenos Aires	Eólica
P.E. Miramar	97,65	56,38	Buenos Aires	Eólica
P.E. Pampa	100	46	Buenos Aires	Eólica
P.E. Achiras	***48***	***59,38***	***Córdoba***	***Eólica***
P.E. La Banderita	36,75	49,98	La Pampa	Eólica
P.E. Pomona I	100	54,88	Río Negro	Eólica
P.E. El Sosneado	50	55	Mendoza	Eólica
P.E. Arauco II (Etapa 3 y 4)	95	56,67	La Rioja	Eólica
P.E. Loma Blanca 6	100	53,53	Chubut	Eólica
P.E. del Bicentenario	100	49,5	Santa Cruz	Eólica
P.E. La Genoveva	86,625	40,9	Buenos Aires	Eólica
P.E. Energética I	79,8	37,3	Buenos Aires	Eólica
P.E. Vientos Fray Guen	100	39,55	Buenos Aires	Eólica
P.E. El Mataco	100	40,27	Buenos Aires	Eólica
P.E. San Jorge	100	40,27	Buenos Aires	Eólica
P.E. General Acha	60	45,67	La Pampa	Eólica
P.E. Arauco II (Etapa 5 Y 6)	100	46,67	La Rioja	Eólica
P.E. Diadema II	27,6	40,27	Chubut	Eólica
P.E. Pampa Chubut	100	40,27	Chubut	Eólica
P.E. Chubut Norte III	57,6	38,9	Chubut	Eólica
P.E. Chubut Norte IV	82,8	38,9	Chubut	Eólica
P.E. Cañada León	99	41,5	Santa Cruz	Eólica

Tabla 7. Proyectos adjudicados por la Secretaría de Energía de la Nación en el marco del Programa RenovAr (tecnología "eólica").

Energía solar

Esta energía es aquella en la que, mediante conversión a calor o electricidad, se aprovecha la radiación proveniente del sol.

Nuestro planeta recibe del sol una gran cantidad de energía por año, de la cual solo un 40% es aprovechable, cifra que representa varios cientos de veces la energía que se consume actualmente en forma mundial. Es, por lo tanto, una fuente de energía descentralizada, limpia e inagotable que se puede transformar en electricidad de dos maneras:

Energía solar térmica: utiliza una parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir calor. La transformación se realiza mediante el empleo de colectores térmicos. Su principal componente es el captador, por el cual circula un fluido que absorbe la energía radiada del sol.

Energía solar fotovoltaica: utiliza la otra parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir electricidad. Basada en el efecto fotoeléctrico, la transformación se realiza por medio de celdas fotovoltaicas, que son semiconductores sensibles a la luz solar que provocan una circulación de corriente eléctrica entre sus dos caras. Un conjunto de celdas conectadas entre sí compone módulos o paneles solares fotovoltaicos.

Tomando la información de la Secretaría de Gobierno de la Nación y del Ministerio de Servicios Públicos de la Provincia de Córdoba, se observa el potencial para esta provincia en las siguientes figuras 11 y 12:

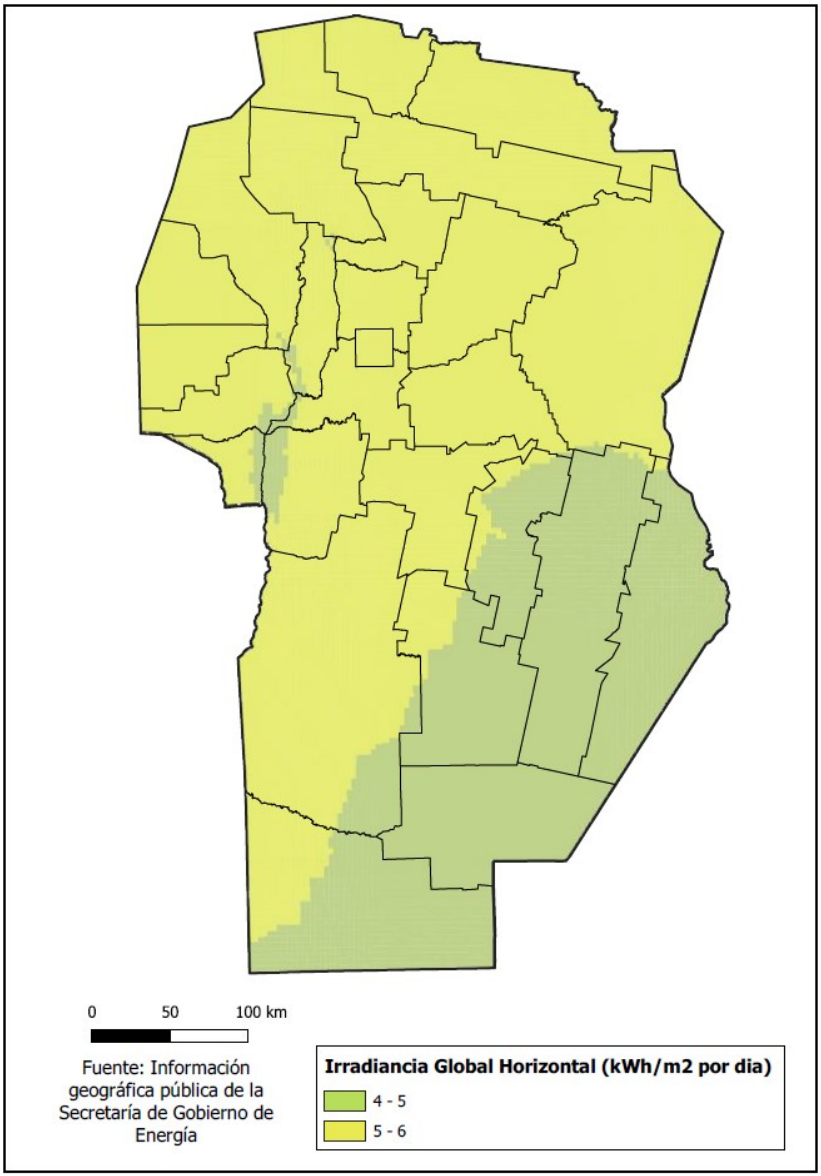


Fig. 11. Recurso solar en la geografía de Córdoba indicando kWh/m^2 por día.

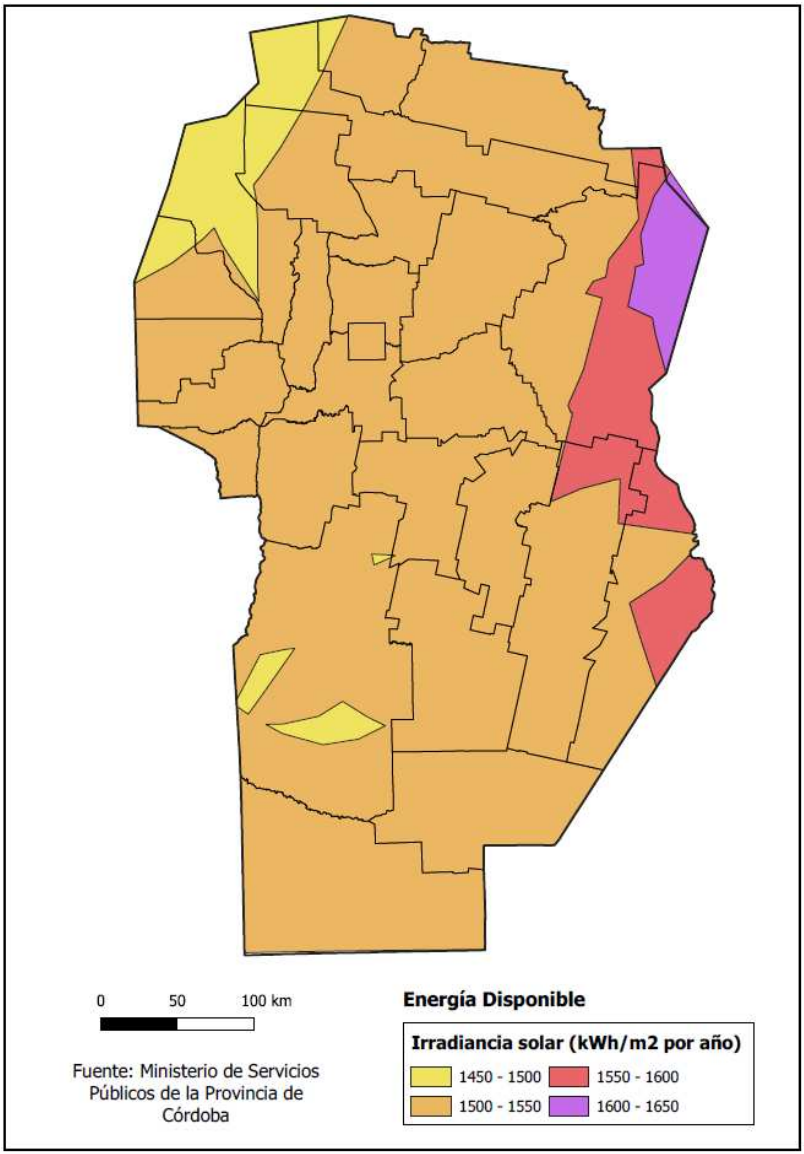


Fig. 12: Recurso solar en la geografía de Córdoba indicando irradiancia.

Los proyectos adjudicados se muestran en la tabla 8:

Nombre del proyecto	Potencia MW	Precio adjudicado USD/MWh	Provincia	Tecnología
P.S. Cauchari 1	100	60	Jujuy	Solar
P.S. Cauchari 2	100	60	Jujuy	Solar
P.S. Cauchari 3	100	60	Jujuy	Solar
P.S. La Puna	100	58,98	Salta	Solar
P.S. La Cumbre	22	56,7	San Luis	Solar
P.S. Caldenes del Oeste	24,75	58,9	San Luis	Solar
P.S. Anchoris	21,3	48	Mendoza	Solar
P.S. General Alvear	17,6	55	Mendoza	Solar
P.S. La Paz	14,08	55	Mendoza	Solar
P.S. Lavalle	17,6	55	Mendoza	Solar
P.S. Luján De Cuyo	22	55	Mendoza	Solar
P.S. Pasip	1,15	52	Mendoza	Solar
P.S. Ullum 2	25	55,23	San Juan	Solar
P.S. Ullum 3	32	57,63	San Juan	Solar
P.S. Ullum 4	13,5	56,5	San Juan	Solar
P.S. Ullum 1	25	53,73	San Juan	Solar
P.S. Iglesia-Guañizuli	80	54,1	San Juan	Solar
P.S. Las Lomitas	1,7	59,2	San Juan	Solar
P.S. Sarmiento	35	52,95	San Juan	Solar
P.S. Tinogasta	15	53,43	Catamarca	Solar
P.S. Fiambalá	11	53,73	Catamarca	Solar
P.S. Saujil	22,5	51,93	Catamarca	Solar
P.S. Nonogasta	35	56,43	La Rioja	Solar
P.S. Cafayate	80	56,28	Salta	Solar
P.S. Villa Dolores	***26,85***	***51,9***	***Córdoba***	***Solar***
P.S. Arroyo Cabral	***40***	***49,97***	***Córdoba***	***Solar***
P.S. Cura Brochero	***17***	***49,95***	***Córdoba***	***Solar***
P.S. V. María del Río Seco	***20***	***48,95***	***Córdoba***	***Solar***
P.S. Zapata	37	41,76	Mendoza	Solar
P.S. Verano Capital Solar	99,9	42,5	Mendoza	Solar
P.S. Tocota	72	40,8	San Juan	Solar
P.S. Ullum X	100	42	San Juan	Solar
P.S. Guañizuil II A	100	41,76	San Juan	Solar
P.S. Saujil II	20	41,85	Catamarca	Solar
P.S. Tinogasta II	6,96	41,7	Catamarca	Solar
P.S. La Pirka	100	42	Catamarca	Solar
P.S. Los Zorritos	49,5	41,76	Catamarca	Solar
P.S. Nonogasta IV	1	41,76	La Rioja	Solar
P.S. Nonogasta II	20,04	40,44	La Rioja	Solar
P.S. Altiplano I	100	40,8	Salta	Solar
P.S. Añatuya I	6	52,27	S. Del Estero	Solar

Tabla 8. Proyectos adjudicados por la Secretaría de Energía de la Nación en el marco del Programa RenovAr (tecnología "solar").

Biomasa

Se denomina "biomasa" a toda porción orgánica proveniente de las plantas, los animales y de diversas actividades humanas. El término "biomasa" abarca una variada serie de fuentes energéticas: desde la simple combustión de la leña para calefacción hasta las plantas térmicas para producir electricidad, usando como combustible residuos forestales, agrícolas, ganaderos o, incluso, "cultivos energéticos", pasando por el biogás de los vertederos o lodos de depuradoras hasta los biocombustibles. Cualquier tipo de biomasa proviene de la reacción de la fotosíntesis vegetal, que sintetiza sustancias orgánicas a partir del CO_2 del aire y de otras sustancias simples, aprovechando la energía del sol.

Los proyectos adjudicados son los indicados en la tabla 9:

Nombre del proyecto	Potencia MW	Precio adjudicado USD/MWh	Provincia	Tecnología
C.T. Generación Biomasa Santa Rosa	12,5	110	Corrientes	Biomasa
C.T. Pincó Eco	2	110	Misiones	Biomasa
C.T. Rojas	7	126,06	Buenos Aires	Biomasa
C.T. Capitán Sarmiento	7,2	130,01	Buenos Aires	Biomasa
C.T. Generación Las Junturas	***0,5***	***141***	***Córdoba***	***Biomasa***
C.T. Ticino Biomasa SA[9]	***3***	***143,10***	***Córdoba***	***Biomasa***
C.T. Prodeman Bioenergía[10]	***9***	***126,55***	***Córdoba***	***Biomasa***
C.T. Venado Tuerto	7	106,73	Santa Fe	Biomasa
C.T. La Escondida	10	120,79	Chaco	Biomasa
C.T. Biomasa Unitan	6,6	115,17	Chaco	Biomasa
C.T. Generación Virasoro	3	140,72	Corrientes	Biomasa
C.T. San Alonso	37	108	Corrientes	Biomasa
C.T. Kuera Santo Tomé	12,92	110,62	Corrientes	Biomasa
C.T. Las Lomitas	10	123,79	Formosa	Biomasa
C.T. Fermosa SA	6	129,82	Formosa	Biomasa
C.T. Bm Mm Bioenergía	3	143,10	Misiones	Biomasa
C.T. Cogeneración Ingenio Leales	2	145,86	Tucumán	Biomasa
C.T. Biomasa La Florida	19	106,73	Tucumán	Biomasa

Tabla 9. Proyectos adjudicados por la Secretaría de Energía de la Nación en el marco del Programa RenovAr (tecnología "biomasa").

Tomando la información de la Secretaría de Gobierno de la Nación, se lo observa en la figura 13:

9 Autogenerador Generación Ticino Biomasa SA (RenovAr 2): a partir del 12/10/2018 se habilitó comercialmente este autogenerador en la localidad de Ticino, Provincia de Córdoba, hasta una potencia máxima de 4 MW. Consume biomasa (cáscara de maní y, eventualmente, chip de madera). Ver http://www.cammesa.com.

10 Autogenerador Prodeman Bioenergía: a partir del 29/5/2018, se habilitó comercialmente Prodeman Bioenergía (RenovAr 2) del autogenerador OC Bioenergía SAS, Provincia de Córdoba, hasta una potencia máxima de 10 MW. Consume biomasa (cáscara de maní). Ver http://www.cammesa.com.

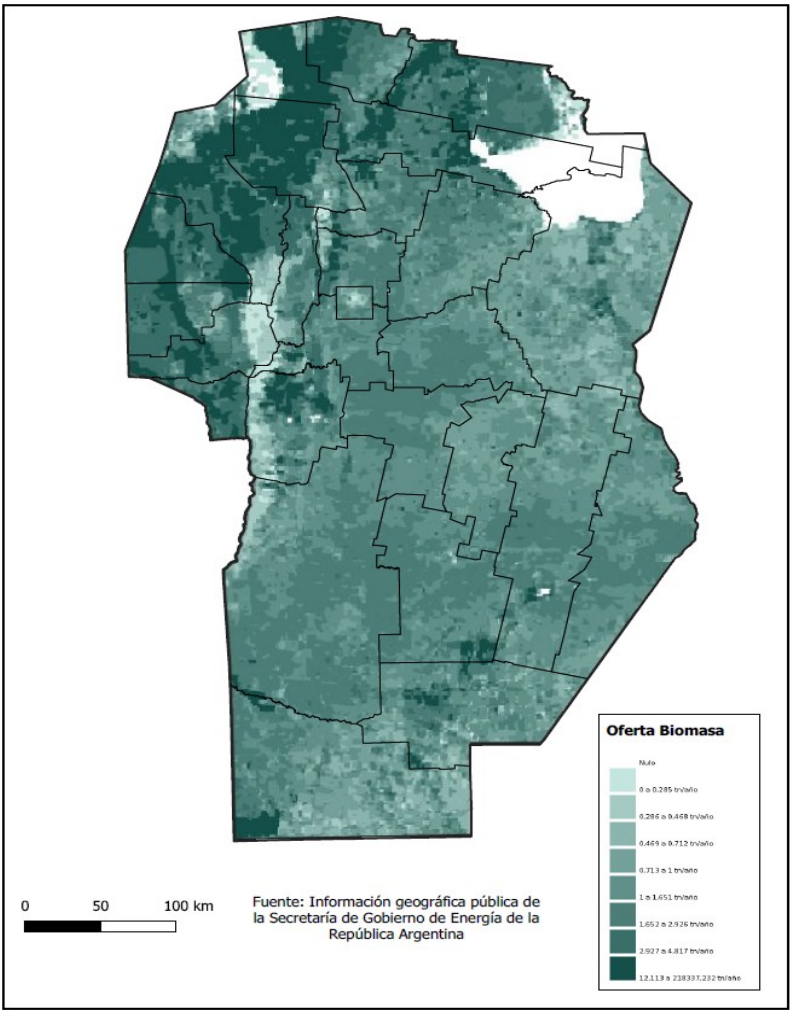


Fig. 13. Recurso de biomasa disponible en la Provincia de Córdoba.

Biogás

Aunque también sea biomasa, se designa a este fluido como el producto gaseoso que se obtiene de la descomposición de la materia orgánica por el proceso biológico de digestión anaeróbica en un medio con carencia de oxígeno y a través de bacterias específicas.

Este gas refiere en general a la mezcla constituida por metano y dióxido de carbono, con pequeñas proporciones de hidrógeno, nitrógeno y sulfuro de hidrógeno. El porcentaje de metano lo caracteriza como combustible con poder calorífico apto para la combustión en motogeneradores que producen energía eléctrica.

Los proyectos adjudicados se indican en tabla 10:

Nombre del proyecto	Potencia MW	Precio adjudicado USD/MWh	Provincia	Tecnología
C.T. Arrebeef Energía	1,5	150	Buenos Aires	Biogás
C.T. General Alvear	1	171,85	Buenos Aires	Biogás
C.T. El Mangrullo	2	156,85	Buenos Aires	Biogás
C.T. Resener I	0,72	176,4	Buenos Aires	Biogás
C.T. General Villegas	1,2	169	Buenos Aires	Biogás
C.T. Pacuca Bio Energía	1	171,85	Buenos Aires	Biogás
C.T. Pergamino	2,4	156,85	Buenos Aires	Biogás
C.T. James Craik	***2,4***	***156***	***Córdoba***	***Biogás***
C.T. San Francisco	***2,4***	***156***	***Córdoba***	***Biogás***
C.T. El Alegre Bio	***1***	***175***	***Córdoba***	***Biogás***
Ampliación Bioeléctrica Dos	***1,2***	***169***	***Córdoba***	***Biogás***
C.T. Biogeneradora Sta. Catalina	***2***	***156,85***	***Córdoba***	***Biogás***
C.T. Río Cuarto 1	***2***	***160***	***Córdoba***	***Biogás***
C.T. Río Cuarto 2	***1,2***	***160***	***Córdoba***	***Biogás***
Ampliac. 2 Central Bioeléctrica	***1,2***	***169***	***Córdoba***	***Biogás***
C.T. Enrico	***2***	***156,85***	***Córdoba***	***Biogás***
C.T. Jimena I	***1***	***171***	***Córdoba***	***Biogás***
C.T. Villa del Rosario	***1***	***174,5***	***Córdoba***	***Biogás***
C.T. Huinca Renancó	***1,62***	***160***	***Córdoba***	***Biogás***
C.T. Pollos San Mateo	***2,4***	***156***	***Córdoba***	***Biogás***
C.T. Yanquetruz	1,2	160	San Luis	Biogás
C.T. Don Roberto Bio	1	175	San Luis	Biogás
C.T. Yanquetruz	0,8	177,85	San Luis	Biogás
C.T. Bio Justo Daract	1	175	San Luis	Biogás
C.T. Ab Energía	2	156,85	La Pampa	Biogás
C.T. Recreo	2,4	156	Santa Fe	Biogás
C.T. Bella Italia	2,4	156	Santa Fe	Biogás
C.T. San Pedro Verde	1,415	158,92	Santa Fe	Biogás
C.T. Avellaneda	6	160	Santa Fe	Biogás
C.T. Biogás Ricardone	1,2	118	Santa Fe	Biogás
C.T. Venado Tuerto	1,998	156,85	Santa Fe	Biogás
C.T. Biocaña	3	156,85	Santa Fe	Biogás
C.T. del Rey	1	169	Santa Fe	Biogás
C.T. Don Nicanor	1	169	Santa Fe	Biogás
C.T. Bombal Biogás	1,2	165	Santa Fe	Biogás
C.T. Santiago Energías Renovables	3	156,85	Sgo. del Estero	Biogás
C.T. Citrusvil	3	153	Tucumán	Biogás

Tabla 10. Proyectos adjudicados por la Secretaría de Energía de la Nación en el marco del Programa RenovAr (tecnología "biogás").

Biocombustibles

Se entiende por "biocombustibles" al bioetanol, biodiésel y hasta el biogás producidos a partir de materias primas de origen agropecuario, agroindustrial o desechos orgánicos.

Además de emplearse como combustibles para producir energía eléctrica, se los incorpora como corte de combustibles convencionales.

Los proyectos adjudicados son los mostrados en la tabla 11:

Nombre del proyecto	Potencia MW	Precio adjudicado USD/MWh	Provincia	Tecnología
C.T. Ensenada	5	129,4	Buenos Aires	Biogás RS
C.T. González Catán	5	129,7	Buenos Aires	Biogás RS
C.T. Ricardone II	3,12	128	Santa Fe	Biogás RS

Tabla 11. Proyectos adjudicados por la Secretaría de Energía de la Nación en el marco del Programa RenovAr (tecnología "biogás RS").

Pequeños aprovechamientos hidroeléctricos

La fuente hidroeléctrica consiste en la conversión de la energía cinética y potencial gravitatoria del agua en energía mecánica que finalmente es transformada en eléctrica.

De acuerdo con el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía para Producción Eléctrica, la categoría de "pequeño aprovechamiento" corresponde en la Argentina a centrales hidroeléctricas de hasta 50 megavatios de potencia instalada, como los indicados en la tabla 12.

Técnicamente esta fuente contempla tanto a los aprovechamientos llamados "de acumulación" (agua embalsada por un dique) como a los denominados "de paso" (o de agua fluyente), aunque los pequeños aprovechamientos se encuadran, en su mayoría, en esta última modalidad. La generación de energía a partir de una corriente de agua es la fuente de energía renovable más usada en el mundo para generar electricidad.

Nombre del proyecto	Potencia MW	Precio adjudicado USD/MWh	Provincia	Tecnología
P.A.H. Río Escondido	7	105	Río Negro	Peq. hidro.
P.A.H. Dique Tiburcio Benegas	1,65	105	Mendoza	Peq. hidro.
P.A.H. Canal Cacique Guaymallén-Salto 6	1,01	105	Mendoza	Peq. hidro.
P.A.H. Canal Cacique Guaymallén-Salto 8	1,2	105	Mendoza	Peq. hidro.
P.A.H. Triple Salto Unificado	0,51	105	Mendoza	Peq. hidro.
P.A.H. Boca del Río	***0,5***	***99,75***	***Córdoba***	***Peq. hidro.***
P.A.H. Cruz del Eje	***0,5***	***99,85***	***Córdoba***	***Peq. hidro.***
P.A.H. Pichanas	***0,5***	***99,6***	***Córdoba***	***Peq. hidro.***
P.A.H. Las Tunas	10	103,98	Mendoza	Peq. hidro.
P.A.H. Salto 7	1,2	101,98	Mendoza	Peq. hidro.
P.A.H. Lunlunta	6,34	89	Mendoza	Peq. hidro.
P.A.H. Salto 11	0,51	102	Mendoza	Peq. hidro.
P.A.H. Salto 40	0,52	102	Mendoza	Peq. hidro.
P.A.H. Salto De La Loma	0,7	104	San Juan	Peq. hidro.

Tabla 12. Proyectos adjudicados por la Secretaría de Energía de la Nación en el marco del Programa RenovAr (tecnología "pequeños aprovechamientos hidroeléctricos").

Centrales minihidráulicas

Los sistemas minihidráulicos (Reyna *et al*., 2017) pueden utilizarse en todos los casos en los que haga falta un suministro de energía y esté disponible un curso de agua, aunque sea pequeño, con un salto, incluso, de pocos metros. En esos casos, la introducción de sistemas de utilización de las aguas tiene un impacto reducido, ya que no se modifica el uso mayoritario del curso de agua, que puede ser vital para el suministro de zonas aisladas.

La producción de energía eléctrica puede realizarse aprovechando la energía disponible en un salto hidráulico. Minihidráulica es el término con el que la UNDO (Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial) denomina a las centrales hidroeléctricas de potencia inferior a 10 MW. En países latinoamericanos se consideran centrales minihidráulicas aquellas con una potencia instalada de 10 MW o menos, una frontera que hasta hace poco se situaba en los 5 MW.

Requieren de pocos componentes: grupo turbina-generador y un sistema regulador. Puede utilizarse para alimentar baterías. No es necesaria la presencia de una persona continuamente, sino de un operador

que, de manera periódica, controle el correcto funcionamiento de las instalaciones hidráulicas (de toma) y de las electromecánicas (turbina-alternador).

Según las características estimadas de salto y caudal, y de la potencia que se necesite, es posible identificar la tipología de la turbina y el tamaño más adecuado. En el caso de los microsistemas, existen modelos que se aplican a las condiciones del lugar o a las posibilidades que existan para su instalación. Las diferencias entre las máquinas vienen vinculadas al mejor aprovechamiento que se le puede dar al potencial energético del agua para generar energía eléctrica.

La hidroelectricidad obtenida con microcentrales ofrece ventajas sobre otras fuentes de energía renovables de las mismas escalas; son (Nasir, 2014):

- Alta eficiencia (70-90%); de lejos, la mejor de todas las tecnologías energéticas.
- Factores de capacidad altos (> 50%) en comparación con el 10% para la energía solar y el 30% para la energía eólica.
- Baja tasa de cambio. La potencia de salida varía solo gradualmente de día a día y no de minuto a minuto.

Cuando se estudia la situación energética en las áreas rurales, es de reconocimiento general que las pequeñas centrales hidráulicas juegan un importante rol en el desarrollo de las mismas. Las minicentrales hidráulicas son instalaciones sencillas, respetuosas del entorno y útiles para aplicaciones cercanas a la instalación y que no precisen valores importantes de energía. Requieren de pocos componentes: grupo turbina-generador y un sistema regulador. Las minicentrales pueden utilizarse para alimentar baterías.

Geotermia

Por definición, entendemos por energía geotérmica a aquella que, aprovechando el calor que se puede extraer de la corteza terrestre, se transforma en energía eléctrica o en calor para uso humano o procesos industriales o agrícolas.

La generación de energía eléctrica a partir de la geotermia se basa en el aprovechamiento del vapor generado naturalmente en turbinas de vapor que alimentan un generador eléctrico.

En Argentina se cuenta con al menos cuatro puntos de interés geotérmico para generar energía eléctrica, dos de ellos en la Provincia del Neuquén (Copahue y Domuyo), otro en Tuzgle (Jujuy) y el cuarto en Valle del Cura (San Juan). Como se puede observar, son numerosos los proyectos adjudicados (147) en todo el territorio nacional, que totalizan una potencia instalada de 4466 MW. En la Provincia de Córdoba son veinticuatro proyectos (trece de biogás, tres de biomasa, uno eólico, tres de hidráulica y cuatro solares) que totalizan una potencia de 187,27 MW.

Barreras para el desarrollo de la GD

La cooperación, la titularidad de la propiedad, el consumo personal y la seguridad cambiarán las actitudes con respecto a las tecnologías de la GD y harán que las personas las acepten para sus hogares. Se evidencia que hay un fuerte interés de que una pequeña comunidad está dispuesta a pagar la prima para disfrutar de la energía verde.

Hay variaciones regionales importantes en el uso de los sistemas de GD. Esto es principalmente debido al hecho de que los beneficios potenciales de la GD son mayores en algunas áreas que en otras. En algunas zonas, por ejemplo, las tarifas de electricidad alta, los intereses de confiabilidad y los programas regulatorios de GD amigable han promovido un relativamente rápido desarrollo de la GD. Pero en otras áreas, aun donde la GD puede ofrecer beneficios, los proyectos son a menudo bloqueados por barreras del mercado y otras razones. La barrera más citada para el desarrollo de la GD es el proceso de interconexión con los sistemas de distribución y transmisión. Otras barreras incluyen los costos de capital alto, los requerimientos regulatorios no uniformes, falta de experiencia con la GD y estructuras tarifarias.

La falta de experiencia con los mercados competitivos a menudo incrementa riesgos acerca del uso de fuentes de potencia no convencionales. Los clientes no pueden vender fácilmente energía desde la generación in situ (local) para el servicio público a través de un proceso de construcción competitiva, para un operador de mercado o para otro cliente directamente. Para los clientes, hay un riesgo de que la GD no sea económica; inversiones de capital debajo de la incertidumbre del mercado; precios volátiles para el combustible del sistema de GD. Hay un interés acerca de la fiabilidad y riesgos que surgen por el uso de aplicaciones/tecnologías no convencionales con GD.

El servicio tiene una considerable traba para aprovechar recursos distribuidos. Los beneficios de las compañías de distribución están directamente conectados a las ventas. Los ingresos de las empresas distribuidoras están basados en la cantidad de energía que venden sobre sus tendidos de conductores, y estos pierden ventas cuando los clientes desarrollan generación in situ. La interconexión con la GD cliente-generador no está en línea con el objetivo de la rentabilidad de las empresas distribuidoras. Otras barreras para el

desarrollo de la GD existen del lado del cliente. Un servicio público no tiene la obligación de conectar la GD al sistema, a no ser que la unidad sea una instalación clasificada. Si un servicio público finalmente decide interconectar, extensos estudios de impactos, caso por caso, y redundantes equipamientos de seguridad pueden fácilmente estropear la economía de la GD. Si un cliente quiere el servicio público para suministrar solamente una porción de la carga del cliente o proveer de potencia de almacenamiento en caso de falla de la unidad, el costo de las tarifas de reserva y auxiliares pueden ser prohibitivos; y que consigan todos los permisos necesarios puede ser totalmente dificultoso.

Aportes de la GD en la red de BT y MT

Los resultados obtenidos a nivel mundial, en estudios, registros y gestión en las redes, permiten establecer las siguientes conclusiones (Piumetto, 2015):

A. Cuando existe GD en el sistema, los flujos de potencia disminuyen, pudiendo llegar, en determinados casos, a invertir su sentido e, incluso, a inyectar potencia en la red de transporte en función de la carga del sistema y la potencia generada por la GD.
B. Las pérdidas en la red se reducen. Como no es un resultado absoluto, obliga a calcular y analizar la energía total por ciclo diario o semanal en los sistemas de MT y BT para cuantificar y evaluar los ahorros efectivos en función del nivel de carga y de los niveles de inyección de potencia de la GD considerando las pérdidas que se agregan en el nuevo esquema.
C. El perfil de los niveles de tensión del sistema mejora con la introducción de GD. La mejora del nivel de tensión no es en todos los nodos por igual en una red, sino que depende de la localización de la GD y del grado de penetración de la GD en el sistema. La GD también aumenta la estabilidad de tensión del sistema, mejorando el margen de colapso de tensión, siendo el nivel de esta mejora tanto mayor cuanto mayor es el porcentaje de GD.
D. La introducción de GD incrementa el nivel de la corriente de falla en los nodos del sistema. Los estudios realizados muestran que los niveles de las corrientes de falla son más altos en los puntos más cercanos a la GD.
E. Las condiciones técnicas de conexión de los GD deben tenerse muy en cuenta por parte de la ED. Estas condiciones son, entre otras, las consideraciones sobre el uso de transformadores de acople, las referencias a tierra para este tipo de red cuando la GD pasa a trabajar en isla o bien cuando los parques eólicos queden aislados de la red principal y la desconexión de las baterías de condensadores destinada a la compensación de la potencia reactiva.
F. Se debe considerar a la generación distribuida (GD) como mitigador de los huecos de tensión de manera básica y natural en un sistema de distribución.
G. Se mejoran varios de los indicadores de la calidad de potencia en situación de fallas asimétricas y simétricas. De las variables que se utilizan en las redes, son más relevantes el nivel de inserción de la GD (PGD) y la variación del nivel de carga del sistema que el índice de dispersión (DGD).

Como resumen, se puede concluir que la introducción de GD en los sistemas de distribución secundario para el nivel de MT presenta las siguientes ventajas técnicas:

1. Disminución de los flujos de potencia.
2. Disminución de las pérdidas activas en la red en los ciclos diarios o semanales.
3. Mejora del perfil de tensiones en la red.
4. Si bien se aumenta el nivel de las corrientes de falla, siempre está por debajo de los valores límites de los equipos de protección actualmente instalados.
5. Mejora la capacidad de distribución de la energía en las líneas, entre las distintas áreas o zonas del sistema de distribución. Variación que puede ser positiva o negativa en función de la cantidad de GD introducida y de su localización.
6. El Sistema con GD se encuentra mejor preparado y, a su vez, fortalecido para soportar fallas.
7. Disminuye el nivel de la desclasificación de la red para situaciones de falla o desbalance estacionario.
8. Atenúa los regímenes de desbalance de la red y reduce la transferencia de los desbalances a otros niveles de tensión.
9. Aumenta la eficiencia de la red por la disminución de la energía activa de asimetría.

Como ventajas económicas, se pueden citar las siguientes (Reineri *et al*., 2017):

1. Producción de energía evitada: la energía ingresada a la red por un GD indefectiblemente desplazará a la energía generada por alguna central térmica que se encontraría consumiendo algún tipo de combustible. Los generadores se despachan en orden de costo variable para cumplir con la

carga al costo más bajo. El despacho considera varios parámetros y restricciones, tales como costo del combustible, eficiencia de la planta de energía en función de la producción de la planta, disponibilidad de la planta, tiempos de arranque, etc. El efecto neto de la GD, en principio, es el de desplazar a los generadores de mayor costo variable. En este caso, el beneficio es claramente identificable y cuantificable con un alto grado de aproximación, ya que se trata de una conversión en términos de kilocalorías que se "evitó que fuesen quemadas" y la conversión monetaria a partir del costo del combustible que corresponda.

2. Pérdidas evitadas en transmisión y distribución: la producción de energía en el punto de consumo, o muy próximo a él, evita las pérdidas técnicas ocasionadas en transmisión y distribución. Esto agrega un valor, cuantificable con buen grado de precisión, al kWh generado por el GD.
3. Reducción en la capacidad de generación: un componente significativo del costo de la energía puesta en disponibilidad en el mercado (sistema de generación) es atribuible a los cargos fijos o costos asociados a la construcción, disponibilidad y construcción de plantas de generación. Evidentemente, la GD tendrá un impacto económico en el reemplazo o diferimiento de inversiones de capital en el parque de generación. Se tratará, entonces, de calcular la fracción real de la capacidad de un sistema de GD que podría usarse de manera confiable para compensar la capacidad convencional.
4. Reducción en la capacidad de transmisión: las instalaciones GD pueden afectar tanto la congestión como la confiabilidad en el sistema de transmisión. Como la GD generalmente alivia el suministro de parte o toda la carga en una ubicación particular a través de la red de transmisión, la GD puede reducir efectivamente la necesidad de capacidad adicional de transmisión.
5. Reducción en la capacidad de distribución: conceptualmente se trata de la misma situación del apartado anterior, pero que por cuestiones de operadores diferentes (por ejemplo, redes de transmisión y redes de distribución) o por asignaciones de costos diferentes por sectores son separados.

En el sistema actual, la ED cumple un rol de administrador de la red y de distribuir la energía eléctrica a los consumidores. En el nuevo escenario propuesto, ingresan al mercado eléctrico nuevos usuarios-generadores, los cuales son independientes de la ED con un cierto nivel de acceso a la red de distribución, ofertando inyección de energía al sistema. Ante este escenario, es necesaria la evaluación de decisiones de adquisición de energía, con el fin de cumplir con las normativas y objetivos que rigen este mercado, convergiendo a redes inteligentes en el futuro, como se aprecia en la figura 14:

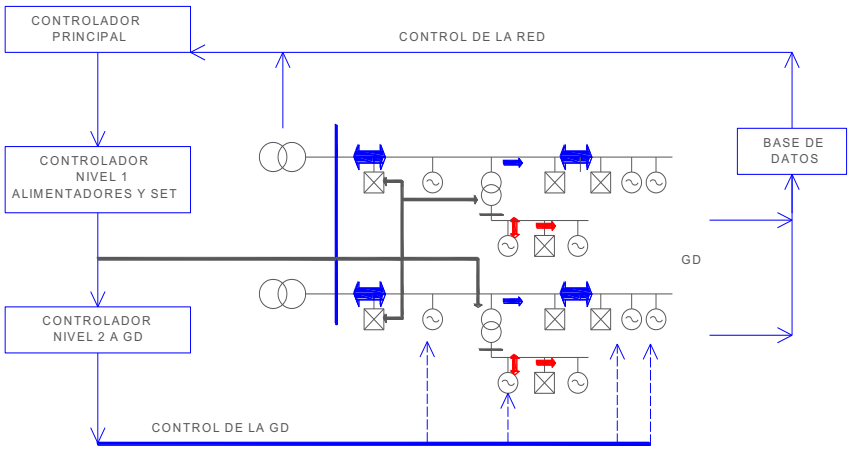


Fig. 14. Nivel jerárquico de controladores para una red de distribución inteligente.

4.3. Aportes kWh de la GD distribuida de acuerdo con la Ley de Fomento de la GD

Para dimensionar correctamente todo proyecto de aprovechamiento solar, tanto fotovoltaico como térmico, es necesario estimar en forma precisa el *recurso disponible en el plano* y ubicación de interés. Previa

presentación de los datos crudos, y en agradecimiento a todos los que realizaron el esfuerzo pertinente, resulta interesante resumir un poco la historia que ha permitido disponer de esta información.

En Argentina, la idea de formar una red solarimétrica surgió en 1971 y comenzó a funcionar en 1978. Desde 1979 hasta 1995, La Red Solarimétrica (dirigida en primera instancia por el Ing. Alfredo Rapallini, y por el Dr. Hugo Grossi Gallegos a partir de 1982) publicó trece boletines semestrales de datos de radiación solar global de distintos puntos del país. Luego de esa etapa, con la necesidad de no perder el conocimiento adquirido y a partir de la propuesta de Grossi Gallegos, se crea el Grupo de investigación "GerSOLAR" en la Universidad Nacional de Luján (UNLU), cuyo tema central fue y es mejorar el conocimiento de la distribución espacio-temporal de la irradiación solar global incidente sobre la superficie terrestre a fin de optimizar el diseño de sistemas de aprovechamiento de esta fuente de energía. Este grupo fue dirigido hasta 2011 por Grossi Gallegos y actualmente continúa sus tareas bajo las órdenes de Raúl Righini. Con apoyo de la Secretaría de Ciencia y Tecnología, en 2005, Grossi Gallegos, Righini y colaboradores obtienen financiación para elaborar el *Atlas de energía solar de la República Argentina*, en donde se resumen todos los datos obtenidos a lo largo de casi veinte años de medición de radiación solar, en mapas con isolíneas y errores menores al 10%. El atlas sigue vigente y, a partir del esfuerzo y dedicación del grupo de investigación GerSOLAR, ha logrado comenzar a revertir la tendencia de estaciones de medición decrecientes, que ha llegado al mínimo en 2001.

Desde el año 2015, la UNLU (Universidad Nacional de Luján), el INTA (Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria), YPF Tecnología (Y-TEC) y la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica, a través del Fondo Argentino Sectorial (FONARSEC), participan del Sistema Argentino de Evaluación de Energía Solar (ENARSOL) para la instalación de una treintena de estaciones que midan no solo la irradiación solar global, sino también las componentes directa y difusa en todo el país.

De esta manera, Argentina posee valores de irradiación media mensual respaldada en extensas mediciones e investigaciones, y por ello es posible utilizar estos datos para estimar los usos potenciales del aprovechamiento energético de la radiación solar. Este estudio contiene los datos medios mensuales de irradiación global diaria en el plano horizontal, expresados en kWh/m^2, resultado del trabajo realizado por Hugo Grossi Gallegos y Raúl Righini. Esto representa el promedio mensual de la energía diaria que recibe una unidad de superficie, en una determinada localización geográfica.

Es necesario mencionar que los mapas presentan información en el *plano horizontal*. En la mayoría de los casos, tanto en aprovechamientos fotovoltaicos como térmicos, el plano de interés se encuentra inclinado y orientado en diferentes direcciones. La irradiación solar que llega a esos planos no es la misma que llega al plano horizontal, sino que cambia completamente. Si bien cada situación de inclinación y orientación debe ser evaluada en forma separada, es posible utilizar valores promedio en la mayoría de los casos. Esencialmente, cada situación de inclinación y orientación brindará mayor o menor energía con respecto al plano horizontal, dependiendo de la latitud, del mes en cuestión y de la superficie inmediatamente frente al plano de interés.

De todas las fuentes de energía renovable, la de mayor potencialidad de desarrollo para el fomento de la GD es la solar. Como se observa, las fuentes a nivel nacional y provincial dan cuenta de ello (fig. 15):

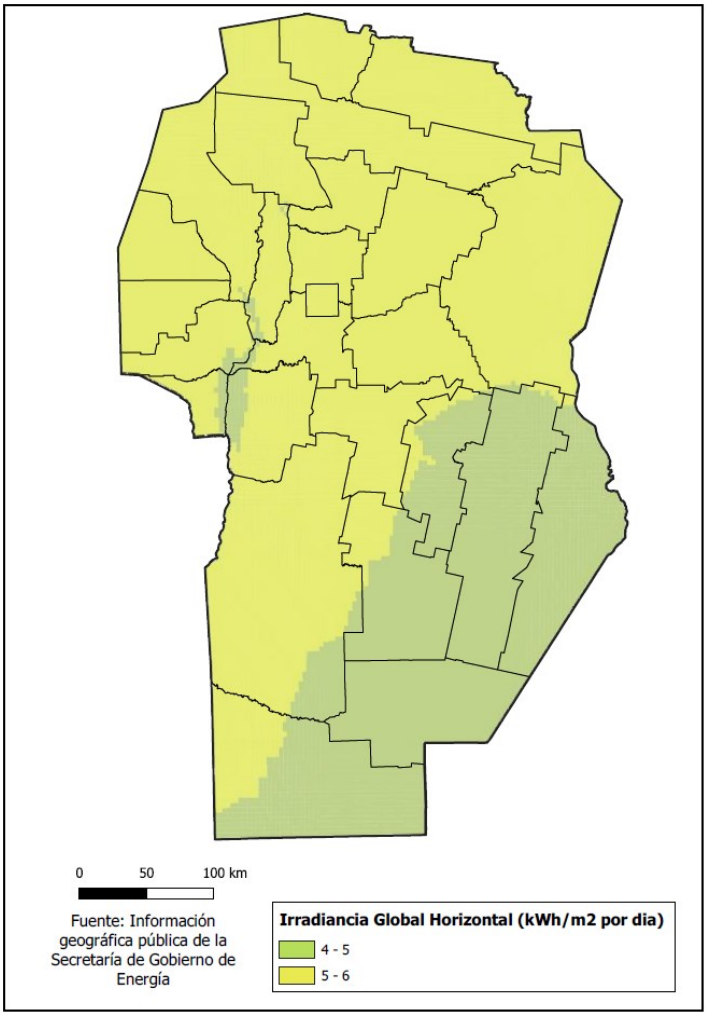


Fig. 15. Recurso solar en la geografía de Córdoba indicando kWh/m^2 por día.

Para el cálculo y determinación de la potencialidad de la GD fotovoltaica en la Provincia de Córdoba, se desarrollarán dos experiencias: la primera sobre la base del estudio y desempeño de dos instalaciones fotovoltaicas ubicadas en las UTN FRSFco y en la UTN FRC, y la segunda es la elaborada por la UNRC para el Ministerio de Servicios Públicos de la Provincia de Córdoba:

1) Determinación del potencial de GD con sistemas fotovoltaicos basándose en el Análisis de Desempeño de Instalaciones Fotovoltaicas en la Provincia de Córdoba

Una de las instalaciones tomadas como ejemplo de desempeño corresponde a la de la Facultad Regional de Ingeniería de San Francisco de la UTN (Ferreyra D. *et al.*, 2016), cuyo aspecto exterior se aprecia en las figuras 16 y 18:



Fig. 16. Instalación fotovoltaica en UTN FRSFco.

Los paneles fotovoltaicos, que constituyen la parte más visible de la instalación, generan energía eléctrica en corriente continua. Esta ingresa a un inversor electrónico a fin de ajustar y estabilizar el nivel de tensión de continua, y luego sintetizar una tensión de corriente alterna equiparable a la de la red de distribución. Se resalta que la energía se inyecta directamente a la red sin quedar almacenada en ningún momento. El inversor que se muestra en la figura 17, junto con el resto del equipamiento accesorio, funciona con una modalidad de fuente de corriente e incluye protecciones y medios para el acceso a los datos operativos que registra (AEA 90364-7-712, 2016).

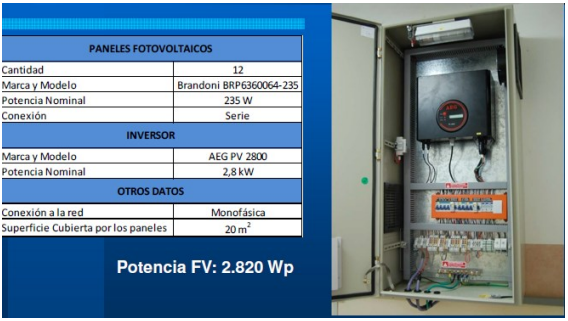


Fig. 17. Inversor y características de la instalación.

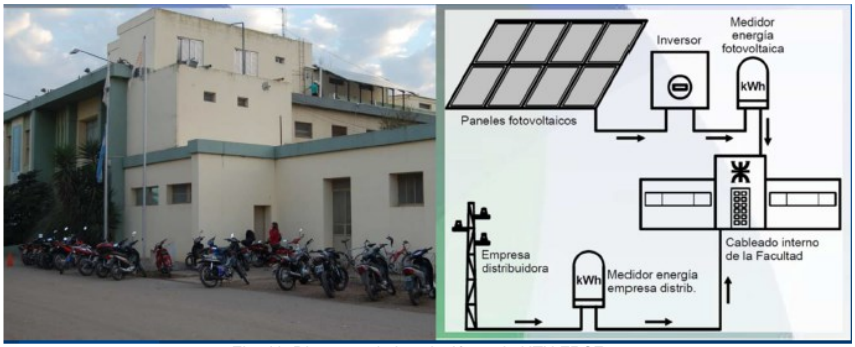


Fig. 18. Diagrama de instalación en la UTN FRSFco.

Los resultados del procesamiento de los datos muestran un promedio mensual obtenido a lo largo de cuatro años, marcándose diferencias en los meses estivales o invernales, como se aprecia en la figura 19:

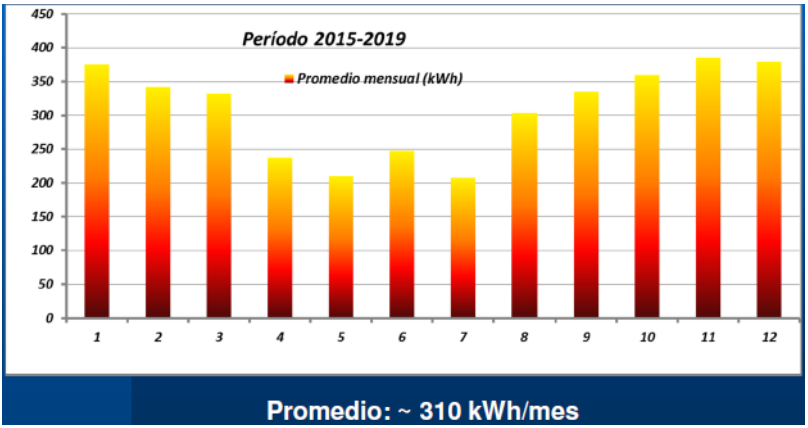


Fig. 19. Generación media mensual en UTN FRSFco.

Una de las conclusiones obtenidas de esta instalación fue que la energía anual generada cumplió ampliamente con los valores planteados al inicio para este tipo de instalaciones, de acuerdo con antecedentes regionales, según las características técnicas de los componentes y de la localización, que es en el hemisferio sur.

Para la instalación en la UTN FR Córdoba, cuya vista se observa en la figura 20, las características de instalación, tableros e inversor se pueden ver en las figuras 21 y 22:


Fig. 20. Vista de la instalación fotovoltaica en la UTN FR Córdoba.

PANELES FOTOVOLTAICOS	
Cantidad	8
Marca y Modelo	Brandoni BRP6360064-240
Potencia Nominal	240 W
Conexión	Serie
INVERSOR	
Marca y Modelo	Fronius Primo
Potencia Nominal	6 kW
OTROS DATOS	
Conexión a la red	Monofásica
Superficie Cubierta por los paneles	13,5 m^2



Potencia FV: 1.920 Wp

Fig. 21. Características de la instalación en la UTN FR Córdoba.

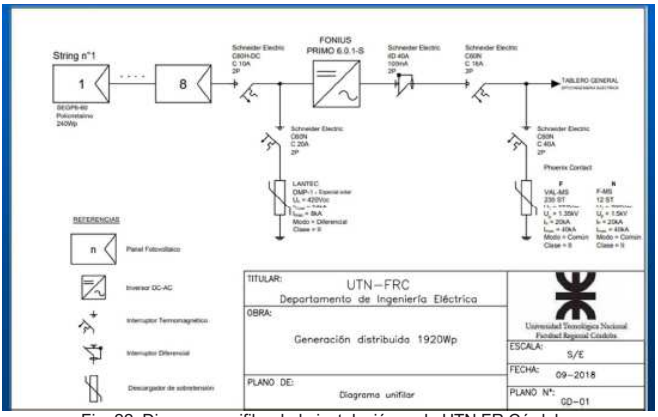


Fig. 22. Diagrama unifilar de la instalación en la UTN FR Córdoba.

De los registros mensuales a lo largo de dos años, se obtuvo la energía media mensual generada; se aprecian aspectos de registros y valores finales en las figuras 23, 24 y 25:

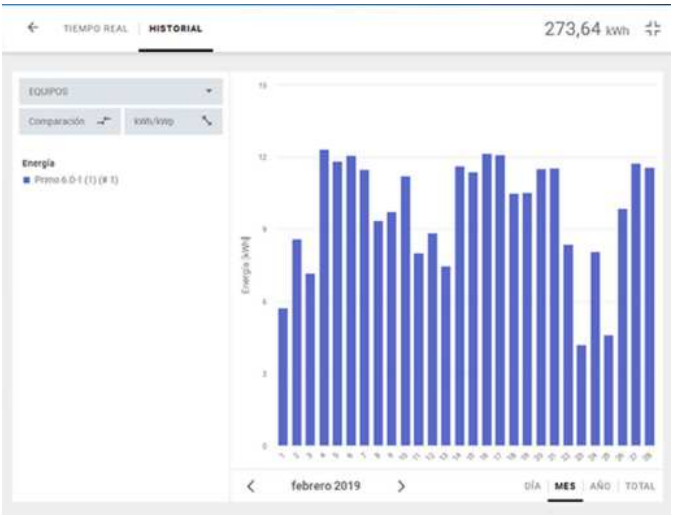


Fig. 23. Registro de energía en kWh por día, mes y año.

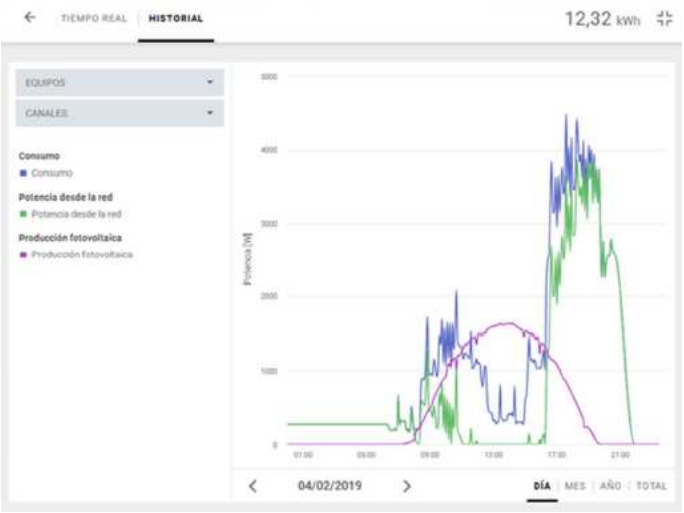


Fig. 24. Curvas de consumo, potencia de la red y generación fotovoltaica.

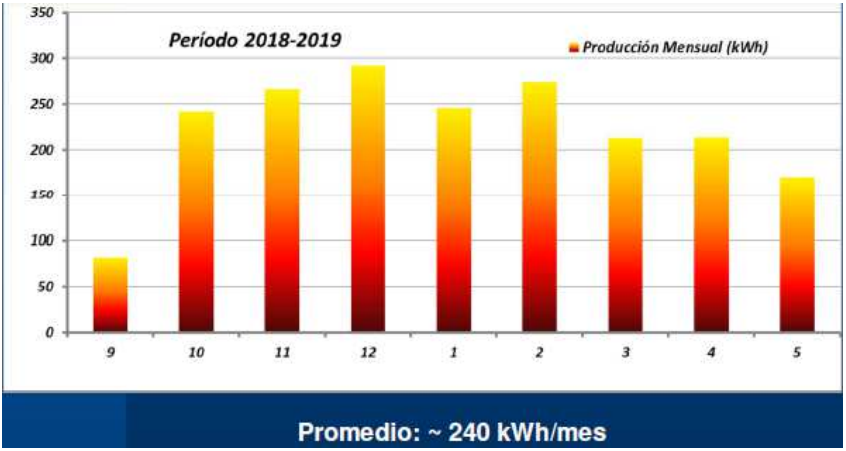


Fig. 25. Generación media mensual de energía en la instalación de la UTN FR Córdoba.

Ambas instalaciones dentro de la Provincia de Córdoba conectadas a la red de BT alcanzaron las metas planteadas y sus características de funcionamiento cumplen razonablemente con lo previsto en la bibliografía, en lo que hace tanto a la variación mensual de la energía generada como a la variación horaria de la potencia de generación.

Se lleva a cabo un cálculo medio de generación de energía eléctrica esperable dentro de la Provincia de Córdoba, tomando los valores promedios de ambas instalaciones pilotos, cuyos valores para el cálculo son los adoptados en la tabla 13:

	UTN-Córdoba		
Información de los mapas			
Irradiación global sobre horizontal	**4,5**	kWh/m^2/día	Energía diaria
Irradiancia solar constante	1	kW/m^2	Potencia
HPS (Horas pico Sol)	4,5		
Potencia específica por superficie	**0,163**	**kWp/m^2**	
Coseno de 26° (inclinación panel)	0,898		

Tabla 13. Cálculo medio de generación de energía eléctrica esperable.

En la figura 26 se observa el cálculo detallado de la energía en kWh anual por m^2, tomando a dicha superficie en el plano horizontal de la instalación, considerando la superficie útil en cálculo detallado por localidad y los escenarios:

Datos medidos			
	UTN - Córdoba		**UTN - San Fco**
Cantidad de Paneles	8		12
Potencia por panel	240	Wp	235
Potencia Total	**1,92**	kWp	**2,82**
Energía Anual Generada	**2780,0**	**kWh**	**3650,0**
Rendimiento Específico	1447,9	kWh/kWp	1294,3
Superficie Paneles	13,09	m^2	19,64
Dimensión panel (Alto)	1,65	m	1,65
Dimensión panel (Ancho)	0,992	m	0,992
Superficie en planta aproximada	11,76	m^2	17,64
Potencia Específica por superficie	**0,163**	**kWp/m^2**	**0,160**
coseno de 26° (inclinación panel)	0,898		0,898
Información de los mapas			
Irradiación global sobre Horizontal	**4,5**	kWh/m^2/día	Energía Diaria
Irradiancia solar constante	1	kW/m2	Potencia
HPS (Horas Pico Sol)	4,5		
Ejemplo			
Superficie Disponible en planta	**17,64**	m^2	
Potencia Probable a Instalar	2,88	kWp	
Rendimiento Instalación (PR)	**80%**	Estimado	
Energía Diaria Estimada	10,37	kWh (día)	
Energía Anual Estimada	3784,72	kWh (año)	365
Rendimiento Específico	1314	kWh/kWp	año
Energía Anual Estimada por m2	214,55	kWh/m2	año

De una foto satelital considero la superficie en planta (proyección)

Según los mapas a Cba le corresponden entre 4 y 5 kWh/m2/día. Se toma 4.5.

Introducir la Superficie en m2.

Valor Estimado y conservador. Normalmente oscla entre 0,75 y 0,85 dependiendo de muchos factores.

Días por año

Fig. 26. Detalle del cálculo de la energía media anual por m^2 para la Provincia de Córdoba.

Si se proyectan los aportes de energía teniendo en cuenta la superficie aprovechable horizontal en función de los m^2 construidos en la Provincia de Córdoba (Base de datos IDECOR), cuya distribución se observa en las figuras 27a y 27b, los que se encuentran ajustados a nivel de plano horizontal aprovechables en su parcela, se puede inferir un potencial importante y de gran expansión para la Provincia de Córdoba, como se observa en la tabla 14. Partiendo de los datos de la energía necesaria en los escenarios a diez años

y con los valores de superficie en m^2 de paneles a instalar por parte de los usuarios residenciales, se muestra en cada escalón de m^2 a instalar el déficit o el saldo positivo con respecto a las necesidades futuras de energía:

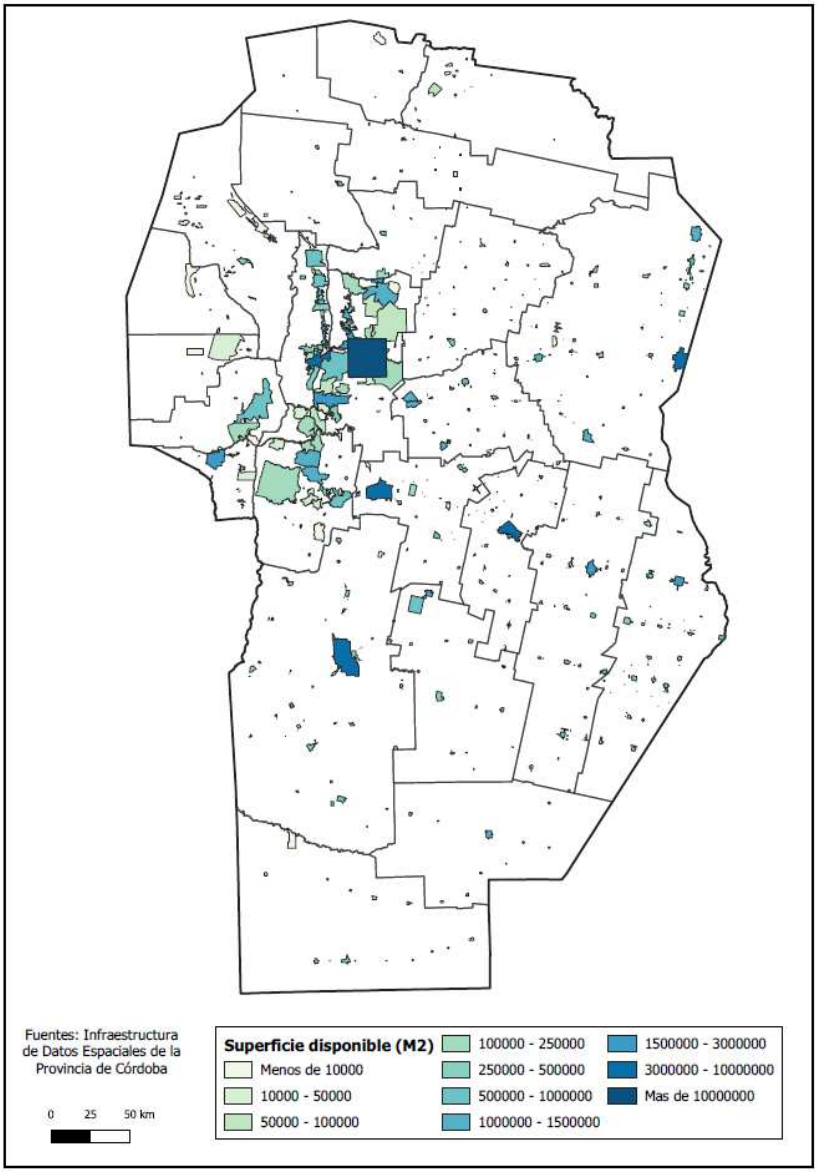


Fig. 27a. Superficie útil proyectada en plano horizontal en la Provincia de Córdoba.

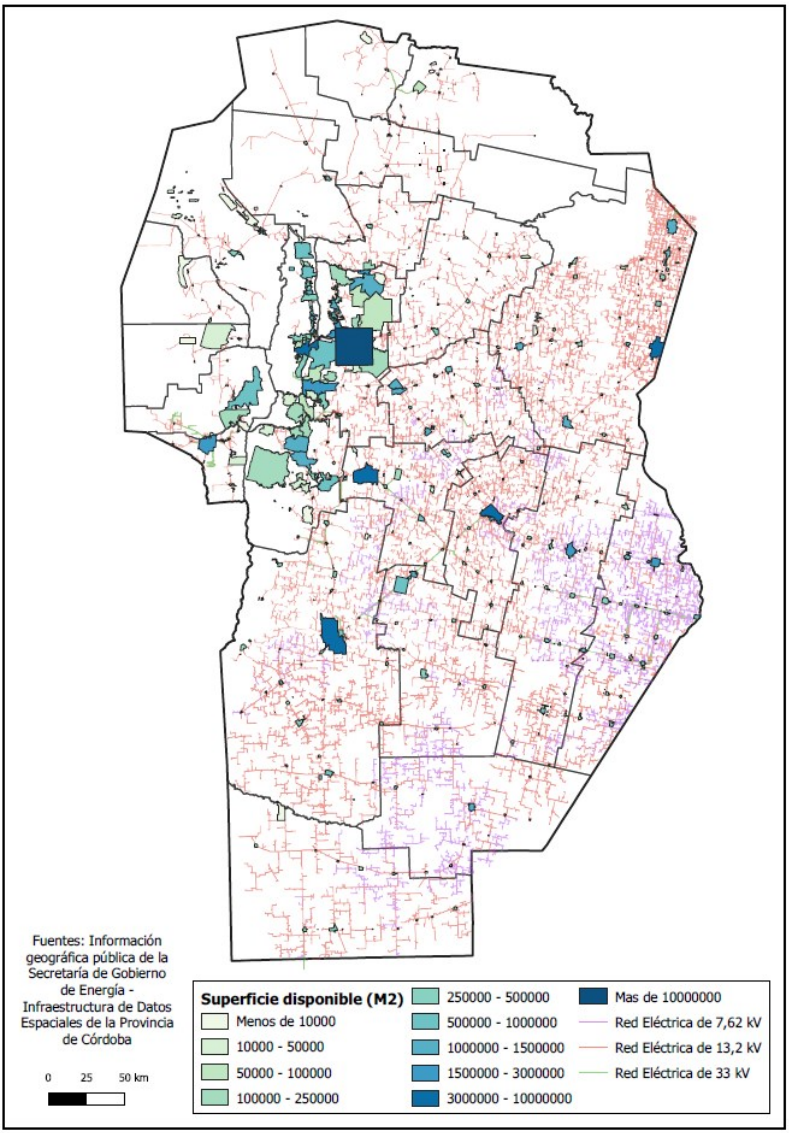


Fig. 27b. Superficies útiles proyectadas y redes eléctricas en la Provincia de Córdoba.

ENERGÍA ANUAL TOTAL GENERADA FOTOVOLTAICA POR GD				
Requerimiento de energía a diez años		TASAS DE CRECIMIENTO [%] 2,50 TOTAL [GWh]	4,00 TOTAL [GWh]	5,50 TOTAL [GWh]
Superficie a instalar fotovoltaica con GD. Base 2019	en m^2	3054	5151	7476
		Energía Generada en GWh		
0,01%	17.163	3,7	3,7	3,7
Diferencia con Demanda Proyectada		**-3.050**	**-5.147**	**-7.472**
0,10%	171.629	37	37	37
Diferencia con Demanda Proyectada		**-3.017**	**-5.114**	**-7.439**
0,25%	429.073	92	92	92
Diferencia con Demanda Proyectada		**-2.962**	**-5.059**	**-7.384**
0,50%	858.147	184	184	184
Diferencia con Demanda Proyectada		**-2.870**	**-4.967**	**-7.292**
0,75%	1.287.220	276	276	276
Diferencia con Demanda Proyectada		**-2.778**	**-4.875**	**-7.200**
1%	1.716.294	368	368	368
Diferencia con Demanda Proyectada		**-2.686**	**-4.783**	**-7.108**
1,25%	2.145.367	460	460	460
Diferencia con Demanda Proyectada		**-2.594**	**-4.691**	**-7.016**
1,50%	2.574.441	552	552	552
Diferencia con Demanda Proyectada		**-2.502**	**-4.599**	**-6.924**
1,75%	3.003.514	644	644	644
Diferencia con Demanda Proyectada		**-2.410**	**-4.507**	**-6.832**
2,00%	3.432.588	736	736	736
Diferencia con Demanda Proyectada		**-2.318**	**-4.415**	**-6.740**
2,50%	4.290.735	921	921	921
Diferencia con Demanda Proyectada		**-2.133**	**-4.230**	**-6.555**
3%	5.148.882	1.105	1.105	1.105
Diferencia con Demanda Proyectada		**-1.949**	**-4.046**	**-6.371**

Tabla 14. Energía anual total generada fotovoltaica por GD.

Si bien las condiciones actuales del marco regulatorio vigente y de la macroeconomía en la República Argentina no favorecen de por sí el interés y la expansión de la GD a nivel residencial, lo que queda de manifiesto en la tabla 14 es que el potencial técnico y las soluciones técnicas están, y solamente se deben dar las condiciones de política fiscal que favorezcan y alimenten el mercado minorista de la GD.

Teniendo en cuenta la superficie potencial para cada escenario y considerando el valor medio del costo de instalación del mercado actual para las características planteadas, la tabla 15 indica el mercado económico futuro esperable para la Provincia de Córdoba:

kW de potencia instalados y mercado potencial de acuerdo con la superficie cubierta usada						
Requerimiento de energía a diez años		TODOS LOS ESCENARIOS DE LAS TASAS DE CRECIMIENTO [2,5, 4 y 5,5%]				
Superficie a instalar fotovoltaica con GD. Base 2019	en m^2	Potencia en kWp instalada total	Potencia específica por superficie kWp/m^2	**Mercado potencial en USD en ventas de instalaciones fotovoltaicas**		
				1,5 USD/Wp	**1,75 USD/Wp**	**2 USD/Wp**
0,01%	17.163	2.802	0,1633	4.203.608	4.904.209	5.604.811
0,10%	171.629	28.024	0,1633	42.036.079	49.042.092	56.048.105
0,25%	429.073	70.060	0,1633	105.090.197	122.605.230	140.120.263
0,50%	858.147	140.120	0,1633	210.180.395	245.210.460	280.240.526
0,75%	1.287.220	210.180	0,1633	315.270.592	367.815.691	420.360.789
1%	1.716.294	280.241	0,1633	420.360.789	490.420.921	560.481.052
1,25%	2.145.367	350.301	0,1633	525.450.986	613.026.151	700.601.315
1,50%	2.574.441	420.361	0,1633	630.541.184	735.631.381	840.721.578
1,75%	3.003.514	490.421	0,1633	735.631.381	858.236.611	980.841.841
2,00%	3.432.588	560.481	0,1633	840.721.578	980.841.841	1.120.962.104
2,50%	4.290.735	700.601	0,1633	1.050.901.973	1.226.052.302	1.401.202.631
3%	5.148.882	840.722	0,1633	1.261.082.368	1.471.262.762	1.681.443.157

Tabla 15. kW de potencia instalados y mercado potencial de acuerdo con la superficie cubierta usada.

La potencialidad de clientes residenciales, dadas las condiciones económicas y fiscales que permitan el desarrollo sostenido del mercado analizado, se aprecia en la tabla 16, recordando que estos usuarios pasarán a ser usuarios pasivos-activos para las distribuidoras, lo que tiene otro mercado no calculado: el de la seguridad en estas instalaciones en el marco de la Ley de Seguridad Eléctrica de la Provincia de Córdoba 10.281. En la tabla 17 se muestra a los mismos clientes en porcentaje del total de usuarios proyectados a diez años en el total de la Provincia:

Cantidad de clientes en la Provincia de Córdoba de acuerdo con potencias medias instaladas						
Requerimiento de energía a diez años		TODOS LOS ESCENARIOS DE LAS TASAS DE CRECIMIENTO [2,5, 4 y 5,5%]				
Superficie a instalar fotovoltaica con GD. Base 2019	**en m^2**	Potencia en kWp instalada total	Potencia específica por superficie kWp/m^2	**Potencial clientes residenciales tomando instalación media de potencia de:**		
				2 kWp	**3 kWp**	**4 kWp**
0,01%	17.163	2.802	0,1633	1.401	934	701
0,10%	171.629	28.024	0,1633	14.012	9.341	7.006
0,25%	429.073	70.060	0,1633	35.030	23.353	17.515
0,50%	858.147	140.120	0,1633	70.060	46.707	35.030
0,75%	1.287.220	210.180	0,1633	105.090	70.060	52.545
1%	1.716.294	280.241	0,1633	140.120	93.414	70.060
1,25%	2.145.367	350.301	0,1633	175.150	116.767	87.575
1,50%	2.574.441	420.361	0,1633	210.180	140.120	105.090
1,75%	3.003.514	490.421	0,1633	245.210	163.474	122.605
2,00%	3.432.588	560.481	0,1633	280.241	186.827	140.120
2,50%	4.290.735	700.601	0,1633	350.301	233.534	175.150
3%	5.148.882	840.722	0,1633	420.361	280.241	210.180

Tabla 16. Cantidad de clientes en la Provincia de Córdoba de acuerdo con potencias medias instaladas.

Penetración de clientes en % con GD en la Provincia de Córdoba de acuerdo con potencias medias instaladas						
Con requerimiento de energía a diez años		Tomando un escenario medio, la cantidad de usuarios a 2019, de aproximadamente 1.800.000, se proyectará al 2030 a:				**2.850.000**
Superficie a Instalar Fotovoltaica con GD Base 2019	**en m^2**	Potencia en kWp instalada total	Potencia específica por superficie kWp/m^2	**Porcentaje de clientes residenciales con GD, tomando instalación media de potencia de:**		
				2 kWp	**3 kWp**	**4 kWp**
0,01%	17.163	2.802	0,1633	0,05%	0,03%	0,02%
0,10%	171.629	28.024	0,1633	0,49%	0,33%	0,25%
0,25%	429.073	70.060	0,1633	1,23%	0,82%	0,61%
0,50%	858.147	140.120	0,1633	2,46%	1,64%	1,23%
0,75%	1.287.220	210.180	0,1633	3,69%	2,46%	1,84%
1%	1.716.294	280.241	0,1633	4,92%	3,28%	2,46%
1,25%	2.145.367	350.301	0,1633	6,15%	4,10%	3,07%
1,50%	2.574.441	420.361	0,1633	7,37%	4,92%	3,69%
1,75%	3.003.514	490.421	0,1633	8,60%	5,74%	4,30%
2,00%	3.432.588	560.481	0,1633	9,83%	6,56%	4,92%
2,50%	4.290.735	700.601	0,1633	12,29%	8,19%	6,15%
3%	5.148.882	840.722	0,1633	14,75%	9,83%	7,37%

Tabla 17. Penetración de clientes en % con GD en la Provincia de Córdoba de acuerdo con potencias medias instaladas.

2) Determinación del potencial de GD con sistemas fotovoltaicos sobre la base del trabajo "Creación de la normativa que contemple los requisitos y procedimientos técnicos para la instalación y operación de sistemas de generación eléctrica distribuida menores a 300 kW conectados al sistema eléctrico interconectado", realizado por la UNRC para la Secretaría de Desarrollo Energético de la Provincia de Córdoba (se transcriben las principales conclusiones).

Queda claro que la implementación de un sistema de GD requerirá que la empresa distribuidora se encuentre obligada a "aceptar" la energía que genera el usuario y que en ese momento no está consumiendo. Habiendo asumido esto, queda por resolver en qué condiciones "comerciales" la distribuidora tomará tal energía. Se presentan de forma general las tres concepciones "teóricas" de intercambio o comercialización de energía:

a) *Net Metering* o medición neta
Se trata de un esquema basado en la medición neta de energía (kWh). En el punto de acoplamiento se podrá distinguir una cantidad de energía generada y otra de energía consumida por el usuario. Un medidor bidireccional registra la diferencia entre la energía importada y la exportada. La diferencia entre EI y EE configura distintos escenarios de comercialización, todos ellos en términos de energía.

b) *Net Billing* o facturación neta
En este caso, el balance se hace en términos monetarios. La aplicación de este esquema requiere distinguir la energía generada de la energía consumida por el usuario. A partir de ello, se plantean distintos esquemas, todos ellos en términos monetarios, que surgen de la valuación económica de tales energías.

c) *Feed in Tariff* (FIT)
Este sistema requiere de una medición como el *Net Billing*. La diferencia esencial es que la retribución percibida por el usuario generador por la energía generada le resulte un incentivo económico-financiero. Si la cantidad de usuarios que participan de los sistemas de GD, o la potencia instalada en tal condición, es un elemento para evaluar su éxito, entonces, y por mucho, este ha sido el sistema más exitoso.

En Argentina, la Ley 27.424 (Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública) y su correspondiente reglamentación han definido el sistema descripto anteriormente como Balance Neto Facturación para la transacción de la energía entre el usuario y la distribuidora. El precio fijado para la energía efectivamente inyectada es esencialmente el valor al que la empresa distribuidora compra la energía en el mercado. Esto conduce en la actualidad a que la remuneración percibida por la energía efectivamente inyectada resulte más de dos veces menor que la pagada por la energía efectivamente demandada, lo que en efecto no constituye un elemento que, en general, fomente la generación distribuida. Por otro lado, tal cual se encuentra implementado el sistema, se pierde de vista la energía consumida por el usuario, un factor no menor para la planificación de las empresas distribuidoras o a los simples fines estadísticos energéticos de un país. Estos son dos de los elementos que permiten afirmar que el sistema de generación distribuida, tal cual se encuentra implementado en Argentina, no fomentará efectivamente su desarrollo. Si realmente se pretende incentivar este sistema, deberán buscarse nuevas variantes, entre las cuales el método presentado puede resultar una alternativa superadora.

En esta sección se presenta una metodología general para la configuración de un escenario de desarrollo de la GD en la Provincia de Córdoba.

La secuencia asumida para tal procedimiento es la que sigue:

1. La Provincia establece objetivos de desarrollo de la GD en el corto y mediano plazo basados en grados de penetración esperados en función de porcentajes de generación de energía bajo el esquema de GD respecto de los volúmenes totales de energía demandados.
2. Asignación de cupos para distintas categorías de usuarios a partir de las potencias medias esperadas en las instalaciones.

Se asume que el sistema estaría destinado a usuarios con demandas contratadas menores a 300 kW. Esta podría ser una hipótesis de trabajo independientemente de lo establecido, o por establecer, en el marco de la Ley 27.424, sus reglamentaciones o resoluciones para la implementación; también más allá de la interpretación de "usuarios con demandas mayores a 300 kW" que se desprende de la Ley 27.191, basada en un "valor medio anual de demanda" y no en la demanda contratada. A partir de esto, parece razonable impulsar, o esperar, una participación de cada categoría de una manera proporcional a su participación en el mercado, con lo cual las partes porcentuales asignadas resultan:

%		
Residencial	General y Servicios	Grandes Consumos
58	17	25

Tabla 18. Porcentajes de participación de cada categoría.

Por otro lado, el Proyecto de Reglamentación de la Ley 27.424 plantea como objetivo alcanzar la instalación de 1000 MW en los próximos doce años. Con una tasa de crecimiento de la demanda eléctrica de 3,5%/año y un factor de utilización medio de la potencia instalada del 20%, esto significaría que el objetivo es que menos del 1% (0,9%) de la energía eléctrica demandada en el país dentro de doce años provenga del sistema de GD. En otras palabras, menos de un 0,08% interanual de incorporación de energía eléctrica proveniente de la GD.

La hipótesis de base para el trabajo tomado como referencia es considerablemente más ambiciosa. Se basa en una incorporación interanual en términos de energía de un 0,4% (respecto de la demanda anual de los sectores con demandas contratadas inferiores a 300 kW, supuesta para el año base 2017, de 5604 GWh). La tabla 19 muestra la proyección de incorporación de energía por GD en los primeros cinco años.

Asignación de energía proporcional a los consumo del Sector					
Año	Demanda Sector GWh	Incorporación Anual [MWh/Año]	Sector [MWh/Año]		
			Residencial	General y Servicios	Grandes Consumos
Año 1	5.605	22.418	12.992	3.858	5.569
Año 2	5.829	23.315	13.511	4.012	5.791
Año 3	6.062	24.248	14.052	4.173	6.023
Año 4	6.304	25.217	14.614	4.340	6.264
Año 5	6.557	26.226	15.198	4.513	6.514
Total		121.424	70.367	20.895	30.161

Tabla 19. Proyección de incorporación de energía por GD en los primeros cinco años.

Retomando el supuesto de instalación de "potencia típica" para cada sector asumida en la determinación de "incentivos", se infiere la siguiente cantidad de instalaciones, mostradas en la tabla 20:

Cantidad de Instalaciones				
Año	Residencial	General y Servicios	Grandes Consumos	Total
	1,5 kWp	20 kWp	1000 kWp	
Año 1	5.588	124	4	5.716
Año 2	5.811	129	4	5.945
Año 3	6.044	135	4	6.182
Año 4	6.286	140	4	6.430
Año 5	6.537	146	4	6.687
Total	30.266	674	19	30.959

Tabla 20. Cantidad de instalaciones.

A partir de esto, resulta posible una primera aproximación al impacto en mano de obra que generaría el desarrollo del sector. Para ello se asume que el 30% de las inversiones anteriores tienen como destino la mano de obra directa (comercialización, instalación, etc.), como se aprecia en la tabla 21:

	Puestos de Trabajo Sostenidos
Año 1	691
Año 2	718
Año 3	747
Año 4	777
Año 5	808

Tabla 21. Impacto en la mano de obra.

Ambos enfoques muestran, sea por potencial de la superficie a instalar con los usuarios residenciales o por el alcance de las metas de energía planteadas en las leyes de ER, un potencial importante de desarrollo que hoy se encuentra limitado, acotado y por expandirse a la espera de definiciones políticas y de incentivos fiscales.

4.4. Aportes de potencia de los generadores del MEM adjudicados y potenciales

Oportunamente se realizaron las convocatorias abiertas nacionales e internacionales en el marco de las Resoluciones MEyM 136/2016 (Ronda 1), MEyM 252/2016 (Ronda 1.5), MEyM 275/2017 (Ronda 2) y SGE 100/2018 (MiniRen Ronda 3), por el abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables a través de CAMMESA en representación de los agentes distribuidores y grandes usuarios del mercado eléctrico mayorista (MEM). Para aumentar la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz energética de Argentina (Ronda 1), se adjudicaron y suscribieron contratos de abastecimiento de acuerdo con las leyes, normas y principios generales del derecho privado vigentes en la República Argentina, que se rigen por las Leyes 15.336, 24065, 26.190 y 27.191; el Decreto 531/2016, los procedimientos, el Código Civil y Comercial, por el abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, en la Provincia de Córdoba, según se indica a continuación, mencionando ID, tecnología, nombre del proyecto, oferente, potencia de generación y precio promedio ponderado en USD/NWh.

De lo anterior, resulta un aporte de potencia de 205,07 MW, de generación de energías renovables, que significa una contribución importante al sistema energético provincial en relación con el suministro de energía, considerando que no se toma como potencia firme, la que deberá ser aportada por otras fuentes de generación de energía o suministradas desde el sistema interconectado nacional. El total de los proyectos adjudicados según tecnologías de las Rondas 1,1.5 y 2 son los que se muestran en la tabla 22:

PROYECTOS RENOVAR. RONDAS 1,1.5 y 2					
RESUMEN DE PROYECTOS ADJUDICADOS					
REGIÓN CENTRO. CÓRDOBA					
Ítem	**ID**	**Tecnología**	**Cantidad de proyectos**	**Potencia MW**	**Precio promedio ponderado. USD/MWh**
1	BG	BIOGÁS	13	21,42	161
2	BM	BIOMASA	3	12,5	131,1
3	EQL	EÓLICA	1	48	59,38
4	PAH	PEQUEÑO APROVECHAMIENTO HIDROELÉCTRICO	3	1,50	99,73
5	SFV-206	SOLAR	4	103,85	50,27
6		**TOTAL**	**24**	**187,27**	

Tabla 22. Proyectos adjudicados según tecnologías de los proyectos RenovAr, Rondas 1, 1.5 y 2.

Los proyectos de tecnología Rondas 1,1.5 y 2, biogás (BG), son los indicados en la tabla 23:

Proyectos de tecnología: BIOGÁS (BG)					
Ítem	**ID**	**Nombre del proyecto**	**Oferente**	**Potencia MW**	**Precio Adj. USD/MWh**
1	BG-01	C.T. Río Cuarto 1	BIOMAS CROP	2	160
2	BG-02	C.T. Río Cuarto 2	BIOMAS CROP	1,2	160
3	BG-05	C.R. Huinca Renancó	FECOFE/COOP. HUINCA RENANCÓ	1,62	160
4	BG-502	C.T. Pollos San Mateo (Río Ceballos)	POLLOS SAN MATEO SA	2,4	156
5	BG-503	C.T. James Craik	ACZIA BIOGÁS SL	2,4	156
6	BG-505	C.T. San Francisco	ACZIA BIOGÁS SL	2,4	156
7	BG-511	C.T. Enreco (Guatimozín)	CECILIA DEBENEDETTI	2	156,85
8	BG-514	Ampliación 2 Central Bioeléctrica (Río Cuarto)	BIOMAS CROP SA	1,2	169
9	BG-515	Ampliación Bioeléctrica Dos (Río Cuarto)	BIOELÉCTRICA DOS SA	1,2	169
10	BG-517	C.T. Biogeneradora Santa Catalina (Holmberg)	BIOGENERADORA CENTRO SA	2	156,85
11	BG-519	C.T. El Alegre Bio (Villa Valeria)	ANTIGUAS ESTANCIAS DON ROBERTO SA	1	175
12	BG - 528	C.T. Gigena I (Alcira Gigena)	CLEANERGY RENOVABLES SA	1	171
13	BG - 529	C.T. Villa del Rosario	CLEANERGY RENOVABLES SA	1	174,5
14		**TOTAL**		**21,42**	

Tabla 23. Proyectos de tecnología biogás.

Los proyectos de tecnología Rondas 1,1.5 y 2, biomasa (BM), son los mostrados en la tabla 24:

Proyectos de tecnología: BIOMASA (BM)					
Ítem	**ID**	**Nombre del proyecto**	**Oferente**	**Potencia MW**	**Precio Adj. USD/MWh**
1	BM - 401	C.T. Prodeman Bioenergía (Gral. Cabrera)	PRODEMAN SA	9	126,55
2	BM - 405	C.T. Ticino Biomasa SA (Ticino)	LORENZATI, RUETSCH Y CIA. SA	3	143,10
3	BM -411	C.T. Generación Las Junturas	EMERALD RESOURCES SRL	0,5	141
4		**TOTAL**		**12,5**	

Tabla 24. Proyectos de tecnología biomasa.

Los proyectos de tecnología Rondas 1,1.5 y 2, eólica (EQL), se muestran en la tabla 25:

Proyectos de tecnología: EÓLICA (EQL)					
Ítem	**ID**	**Nombre del proyecto**	**Oferente**	**Potencia MW**	**Precio Adj. USD/MWh**
1	EQL-37	P.E. Achiras	CP RENOVABLES SA	48	59,38
2		**TOTAL**		**48**	

Tabla 25. Proyectos de tecnología eólica.

Los proyectos de tecnología Rondas 1, 1.5 y 2, pequeño aprovechamiento hidroeléctrico (PAH), son los que se indican en la tabla 26:

Proyectos de tecnología: PEQUEÑO APROVECHAMIENTO HIDROELÉCTRICO (PAH)					
Ítem	**ID**	**Nombre del proyecto**	**Oferente**	**Potencia MW**	**Precio Adj. USD/MWh**
1	PAH-708	P.A.H. Cruz del Eje	EPEC	0,5	99,85
2	PAH-709	P.A.H. Boca del Río (Villa Dolores)	EPEC	0,5	99,75
3	PAH-710	P.A.H. Pichanas	EPEC	0,5	99,6
4		**TOTAL**		**1,50**	

Tabla 26. Proyectos de tecnología “pequeño aprovechamiento hidroeléctrico”.

Los proyectos de tecnología Rondas 1, 1.5 y 2, solar (SFV), son los que se detallan en la tabla 27:

Proyectos de tecnología: SOLAR (SFV)					
Ítem	**ID**	**Nombre del proyecto**	**Oferente**	**Potencia MW**	**Precio Adj. USD/MWh**
1	SFV-206	P.S. Villa Dolores (San Javier)	ENERGIA SUSTENTABLE S.A.	26,85	51,9
2	SFV-266	P.S. Arroyo del Cabral	EPEC	40	49,97
3	SFV-300	P.S. Villa María del Río Seco	HARZ ENERGY LLC	20	48,95
4	SFV-301	P.S. Cura Brochero	HARZ ENERGY LLC	17	49,95
5		**TOTAL**		**103,85**	

Tabla 27. Proyectos de tecnología solar.

Todos los proyectos según tecnologías de Ronda 3 se muestran en la tabla 28:

PROYECTOS RENOVAR. RONDA 3					
RESUMEN DE PROYECTOS ADJUDICADOS					
REGIÓN CENTRO. CÓRDOBA					
Ítem	**ID**	**Tecnología**	**Cantidad de proyectos**	**Potencia MW**	**Precio promedio ponderado. USD/MWh**
1	BG	BIOGÁS	3	2,2	158,57
2	BM	BIOMASA		0	106,15
3	EQL	EÓLICA	2	12,6	58,04
4	PAH	PEQUEÑO APROVECHAMIENTO HIDROELÉCTRICO	1	3,00	103,44
5	SFV-206	SOLAR		0	57,58
6		**TOTAL**	**6**	**17,8**	

Tabla 28. Proyectos adjudicados según tecnologías de los proyectos RenovAr, Ronda 3.

A continuación, se indican los proyectos adjudicados diferenciados por tecnologías de la Ronda 3. Los proyectos de tecnología Ronda 3, biogás (BG), se observan en la tabla 29:

Proyectos de tecnología: BIOGÁS (BG)					
Ítem	**ID**	**Nombre del proyecto**	**Oferente**	**Potencia MW**	**Precio Adj. USD/MWh**
1	BG-3500	CT Bioanglo (Río Seco)	COMPAÑÍA ANGLO DE TIERRAS CORDOBA SA	1	152,5
2	BG-3502	CT Bell Ville	ARINCO SA-CLEANERGY RENOVABLES SA	1,2	152,5
3	BG-3506	CT La Paloma Bioenergía (ubicación Serrano)	ALDO GUSTAVO LONGO	1	152,5
4		**TOTAL**		**3,2**	

Tabla 29. Proyectos de tecnología biogás (Ronda 3).

Los proyectos de tecnología Ronda 3, eólica (EQL), son los que se muestran en la tabla 30:

Proyectos de tecnología: EÓLICA (EQL)					
Ítem	**ID**	**Nombre del proyecto**	**Oferente**	**Potencia MW**	**Precio Adj. USD/MWh**
1	EQL-3007	PE Adela María	PE ADELA MARIA SA	12,6	52,5
2	EQL-3009	PE General Levalle	ELAWAN ENERGY DEVELOPMENTS SL	12,9	58,48
3		**TOTAL**		**25,5**	

Tabla 30. Proyectos de tecnología eólica (Ronda 3).

Los proyectos de tecnología Ronda 3, pequeño aprovechamiento hidroeléctrico (PAH), son los que se observan en la tabla 31:

Proyectos de tecnología: PEQUEÑO APROVECHAMIENTO HIDROELÉCTRICO (PAH)					
Ítem	**ID**	**Nombre del proyecto**	**Oferente**	**Potencia MW**	**Precio Adj. USD/MWh**
1	PAH-3702	CH La Calera	EPEC	3,00	101,75
2		**TOTAL**		**3,00**	

Tabla 31. Proyectos de tecnología “pequeño aprovechamiento hidroeléctrico” (Ronda 3).

En la figura 28 se observa la ubicación física en la Provincia de Córdoba:

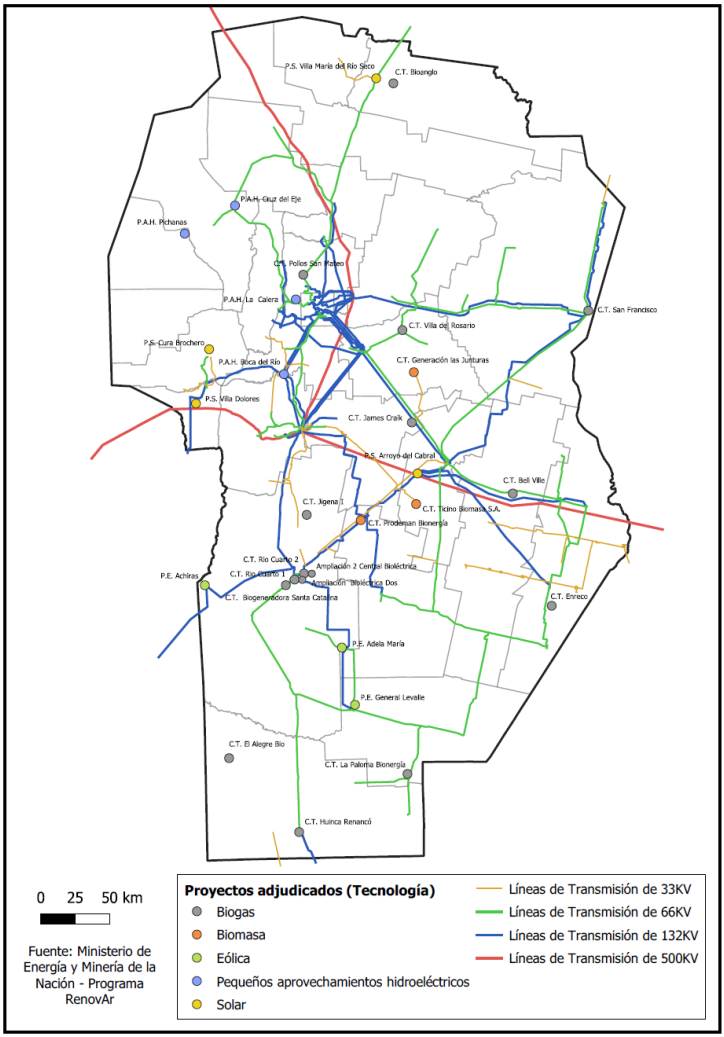


Fig. 28. Proyectos de generación de energías renovables, Provincia de Córdoba.

4.5. Infraestructura necesaria y densidad poblacional para los próximos diez años

En el capítulo 2 se ha estimado un crecimiento de la demanda con tres hipótesis de crecimiento, que se consignan en la tabla 32:

DEMANDAS MÁXIMAS DE POTENCIA			
	TASAS DE CRECIMIENTO [%]		
	2,50	4,00	5,50
Año	TOTAL [MW]	TOTAL [MW]	TOTAL [MW]
2019	1970	1970	1970
2020	2032	2069	2106
2021	2095	2171	2248
2022	2159	2276	2394
2023	2224	2383	2546
2024	2290	2493	2704
2025	2358	2606	2868
2026	2426	2723	3038
2027	2496	2842	3214
2028	2567	2965	3398
2029	2639	3092	3588
2030	2712	3222	3787

Tabla 32. Demandas máximas de potencia.

Esta demanda de potencia, actual y proyectada, entre otras variables, está relacionada con el crecimiento de la población, cuya evolución se muestra en la siguiente figura:

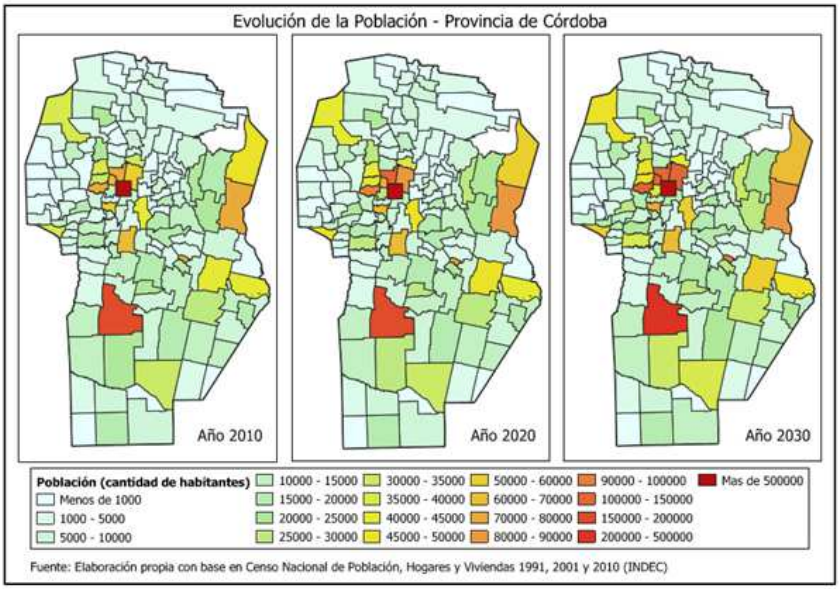


Fig. 29. Evolución de la población en la Provincia de Córdoba discriminado por pedanías.

Y con el crecimiento poblacional de la Ciudad de Córdoba y alrededores, como se aprecia, a continuación, en la figura 30:

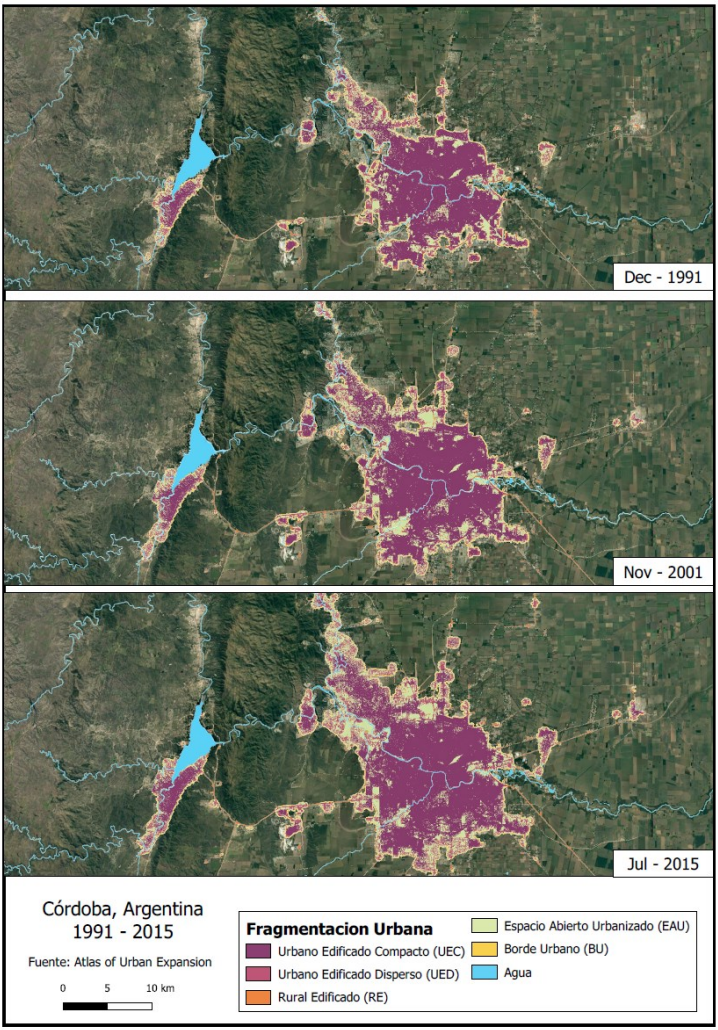


Fig. 30. Crecimiento poblacional de la ciudad de Córdoba.

Como se puede observar, el desarrollo de la ciudad se verifica hacia el noroeste y es muy probable que, hacia esa zona, la demanda eléctrica tienda a aumentar.

Es importante destacar que esta demanda de potencia debe ser abastecida con *fuentes de energía firme*.

La expresión “energía firme” se utiliza para aquella energía que está garantizada en todo momento del día o del año, sin importar las condiciones del sistema o el estado de la naturaleza (el clima, por ejemplo) en el momento en que la demanda requiera dicha energía eléctrica. Esta energía firme, que garantiza la operación y confiabilidad del sistema en cualquier instante del día y del año, es la que, en última instancia, asegura la continuidad del servicio y la satisfacción de la demanda eléctrica en todo momento.

Conforme se ha expresado en la caracterización del producto eléctrico, la potencia (MW) y la energía (kWh) que se demanden deben estar disponibles en el instante en que se requieran para satisfacer las necesidades eléctricas en ese momento y garantizar así la continuidad del servicio todo el tiempo.

Un sistema de generación eléctrica compuesto por fuentes de energía no firmes o variables en el tiempo necesariamente requiere fuentes de energía firme complementarias. La energía solar fotovoltaica y la energía eólica son fuentes de energía no firme o variable, que no están disponibles todo el tiempo. Por esta razón, estas fuentes requieren potencia y energía firmes de respaldo a fin de asegurar la continuidad del servicio en cualquier instante del día y cualquier época del año. Así, las centrales de energía renovable no firme deben desarrollarse juntamente con centrales de respaldo que tengan potencia y energía firme disponible en cualquier momento.

La integración e interrelación entre las diversas fuentes de energía (firme y no firme) deben ser analizadas como un conjunto de fuentes de energía que se complementan unas a otras. Por esta razón, debe tenerse en cuenta la energía que aportan las fuentes no firmes o variables cuando no pueden proveer el servicio para satisfacer la demanda en el momento en que se requiere, a fin de que puedan ser suplidas por otras fuentes.

Al proponer centrales de energía renovable (eólicas o solares fotovoltaicas), resulta imprescindible considerar las fuentes de energía firme que se requerirán a fin de dar el respaldo adecuado a dichas centrales[11].

4.5.1. Obras de infraestructura

Teniendo en cuenta el aumento de la demanda de potencia, el crecimiento poblacional ya mencionado y lo expresado precedentemente con relación a la provisión de energía firme, surge la necesidad de proponer obras para abastecer dicha demanda desde los Sistemas Interconectados que proveen al mismo tiempo energía firme.

Las propuestas y sugerencias referidas a obras y modificaciones del sistema eléctrico que a continuación se efectuarán, en caso de ser aceptadas, es conveniente que sean exhaustiva y minuciosamente estudiadas y analizadas por las autoridades provinciales y de EPEC, tanto en el aspecto financiero como en la definición del momento oportuno de su ejecución.

A fin de lograr los objetivos, en primer lugar, se efectuarán dos propuestas referidas al desarrollo del *Sistema de Transporte en 500 kV* (SADI) en la Provincia de Córdoba:

4.5.1.1. Ampliación de la potencia de transformación instalada en la ET Malvinas Argentinas

Como se dijo anteriormente, la potencia instalada actual de dicha estación transformadora es 900 MVA y la demanda registrada ha superado los 800 MVA, por lo cual, se requiere una ampliación de la capacidad.

En este caso, además de tener en cuenta la potencia que entrega, debe considerarse también la importancia de suministro a la ciudad de Córdoba, sus alrededores y una buena parte de la provincia.

Esta propuesta supone la repotenciación de la ET 500/132 kV Malvinas Argentinas, agregando a la actual potencia instalada un cuarto transformador de 300 MVA, a fin de llevarla de 900 MVA a 1200 MVA. Esta ampliación requerirá desarrollar a partir de la ET Malvinas Argentinas un conjunto de líneas de 132 kV para abastecer el Sistema Interconectado Provincial.

4.5.1.2. Otro plan de acción: construcción de una nueva estación transformadora de 500 kV al oeste de la ciudad de Córdoba

Mirando a futuro y haciendo foco especialmente en el abastecimiento de la ciudad de Córdoba y alrededores –cuyo crecimiento se desarrolla hacia el noroeste–, se estima que el abastecimiento eléctrico se tornaría dificultoso debido a los siguientes factores: espacio físico para el tendido de nuevas redes de alta tensión, longitudes de líneas crecientes (con sus pérdidas eléctricas asociadas), limitaciones de las actuales líneas y cables, dificultades para la operación del sistema, disminución de la confiabilidad por la potencia operada, menos opciones de operación en caso de mantenimiento o contingencias, mayores costos de expansión del sistema, etc.

Teniendo en cuenta, además, que, de acuerdo con las tasas de crecimiento consignadas anteriormente, la ET Malvinas estaría operando para los años 2027/2028 una potencia del orden de los 1100 MW, se considera prudente estudiar otro plan de acción.

En el siguiente plano se pueden observar las líneas de alta tensión que actualmente salen de la ET Malvinas Argentinas y abastecen a la ciudad de Córdoba y Gran Córdoba. Como se puede apreciar, todas las líneas son radiales desde dicha Estación y desde la Central Pilar Bicentenario (figs. 31 y 32):

[11] Comentario extraído de "La energía firme y no firme en la generación eléctrica", *La República,* disponible en https://www.larepublica.net/noticia/la-energia-firme-y-no-firme-en-la-generacion-electrica.



Fig. 31. Líneas actuales de alimentación a la ciudad de Córdoba.

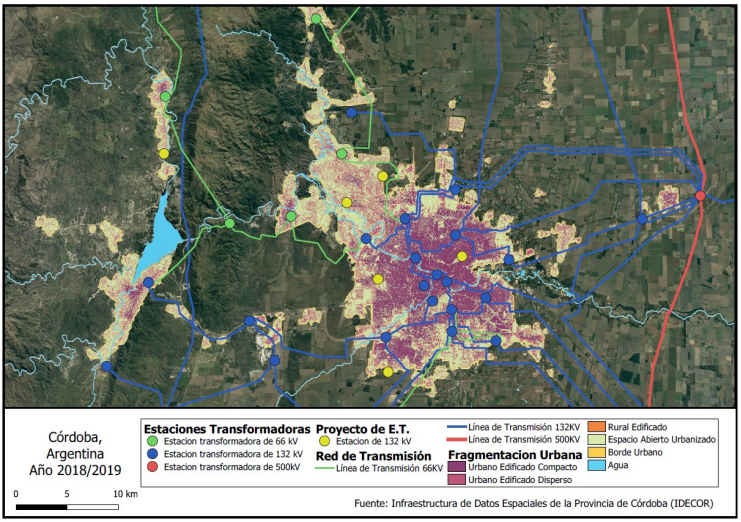


Fig. 32. Líneas actuales de alimentación a la ciudad de Córdoba sobre la base de la densidad poblacional.

Para continuar con la alimentación desde la ET Malvinas, va a ser necesario construir nuevas líneas de 132 kV que conduzcan la energía hasta la ciudad de Córdoba.

Se debe recordar la importancia que adquiere la vinculación del Sistema Interconectado Provincial (SIP) al Sistema Interconectado Nacional (SIN):

- Permite tener mayor capacidad de energía y potencia disponible.
- Mayor capacidad de respaldo.
- Menores costos por economía de escala en la generación de energía.
- Mayor aprovechamiento de energías renovables (hidráulicas, solares, fotovoltaicas, eólicas, biomasa, etc.) producidas en centrales ubicadas en todo el país e, incluso, en países limítrofes con

los que se vincula el SIN (Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay). En los momentos en los que los consumidores requieren mayor cantidad de energía que la renovable, toman la energía faltante del SIN.

• Menores costos por economía en los despachos de las centrales de generación.
• Menores costos de mantenimiento, dados los pocos puntos de fallas posibles.

Se debe tener en cuenta también que, aproximadamente, el 50% de los usuarios y el 50% de la demanda eléctrica de la provincia se concentran en la ciudad de Córdoba y alrededores. Estos motivos hacen que, para asegurar un segundo punto de abastecimiento que aumente la seguridad y confiabilidad del suministro, se proponga la construcción de otro punto de conexión, consistente en otra estación transformadora de 500 kV al oeste de la ciudad de Córdoba, que se llamará ET 500 kV Córdoba Oeste, con una potencia de transformación no inferior a 600 MVA. La ubicación de esta nueva estación puede estar al oeste de la ciudad de Córdoba (¿próxima a la intersección de la Autopista a Carlos Paz y la ruta provincial a Falda del Carmen?). Esta obra, sin dudas la más importante para el abastecimiento de la demanda eléctrica en los próximos años, debe contar con la aprobación de las autoridades provinciales y de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), quienes deberán definir las características técnicas de la nueva estación. Además, debe hacerse una exhaustiva evaluación técnico-económica que tenga en cuenta la inversión, los costos de operación y mantenimiento, y los beneficios que aportará a lo largo de su vida útil, que no será inferior a cuarenta años.

Así como, en el caso de repotenciar la ET Malvinas, deben ejecutarse nuevas líneas de 132 kV, si se lleva a cabo esta gran obra de la ET Córdoba Oeste, se deberá analizar un nuevo programa de obras de líneas de transmisión de 132 kV. Dentro de este nuevo plan de obras, para la ciudad de Córdoba se sugieren las siguientes:

• Línea de 132 Kv ET Córdoba Oeste – ET Suroeste
• Línea de 132 Kv ET Córdoba Oeste – ET Santa Ana
• Línea de 132 Kv ET Córdoba Oeste – ET Don Bosco

Estas obras modifican sustancialmente el sistema de transporte de 132 kV de la ciudad de Córdoba y, como se dijo, deben ser estudiadas detalladamente por la empresa EPEC. A partir de esta nueva estación transformadora, se deberían analizar otras obras, tales como las que se observan en las figuras 33 y 34:

- Línea de 132 kV ET Córdoba Oeste – ET Alta Gracia Nueva
- Línea de 132 kV ET Córdoba Oeste – ET Carlos Paz

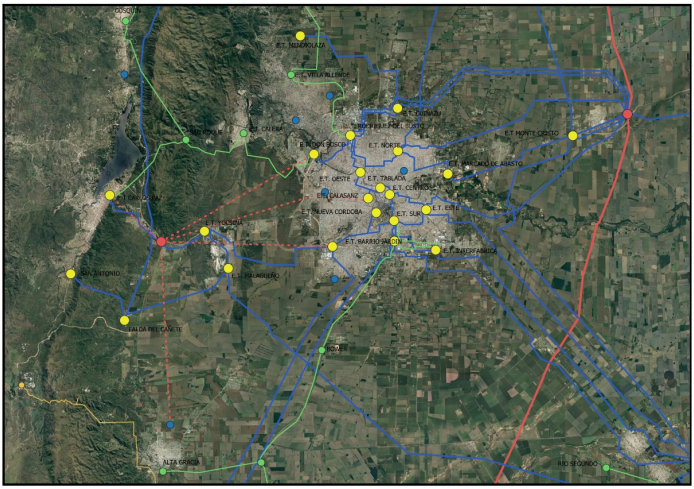


Fig. 33. Nueva ET 500 kV y líneas de 132 kV propuestas desde nueva ET 500 kV.

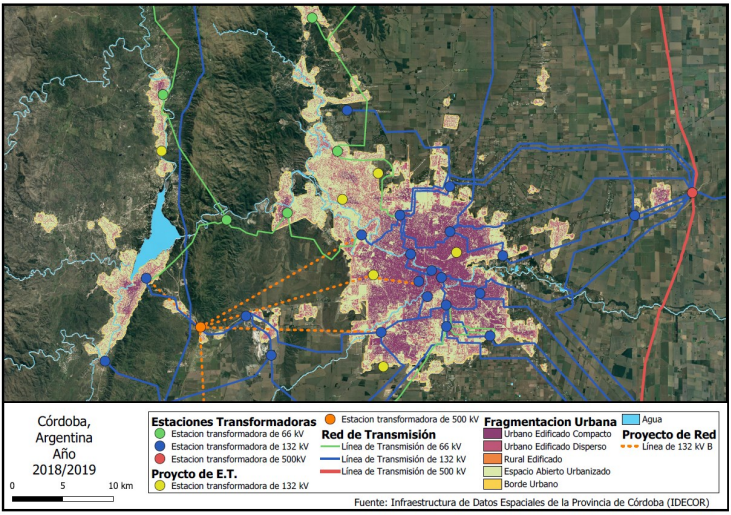


Fig. 34. Nueva ET 500 kV y líneas de 132 kV propuestas sobre el desarrollo urbano.

4.5.2. Otras obras de infraestructura

Además de la ampliación del sistema de 500 kV expuesto en el punto 4.5.1, se proponen a continuación otras obras que permitirán abastecer la demanda de energía eléctrica para los requerimientos de los próximos años.

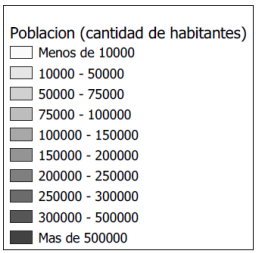
Este conjunto de obras está orientado a la construcción, remodelación, readecuación o modernización de estaciones transformadoras del sistema de transporte de 132 kV. También se hará mención a algunas obras para el sistema de distribución en zonas muy puntuales, dado que la distribución en las grandes ciudades es altamente dinámica.

Al igual que lo expresado en el punto 4.5.1, todas estas obras necesariamente deberán ser consensuadas y aprobadas por las autoridades provinciales y por EPEC, por ser la empresa responsable del transporte en alta tensión y de la distribución en gran parte de las ciudades de la provincia, y es quien tiene a su cargo la operación del complejo sistema eléctrico provincial. También serán los que decidan el momento oportuno y la conveniencia de su ejecución.

Por otra parte, este programa de obras deberá ser reanalizado anualmente teniendo en cuenta las variaciones de la demanda que realmente ocurran.

En la figura 35 se indican esquemáticamente las redes eléctricas de 132, 66 y 33 kV sobre los departamentos de la Provincia de Córdoba con su población para el año 2020:

Referencias:



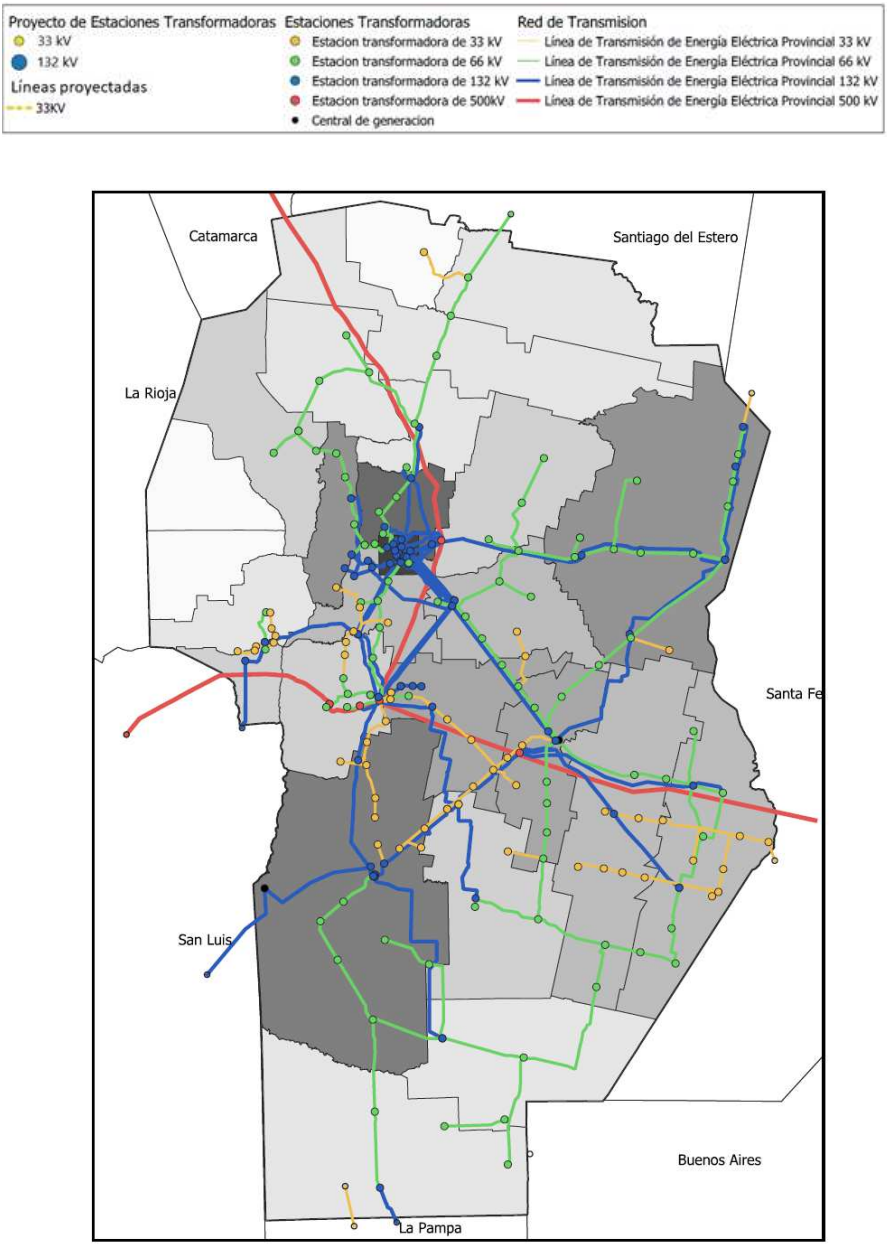
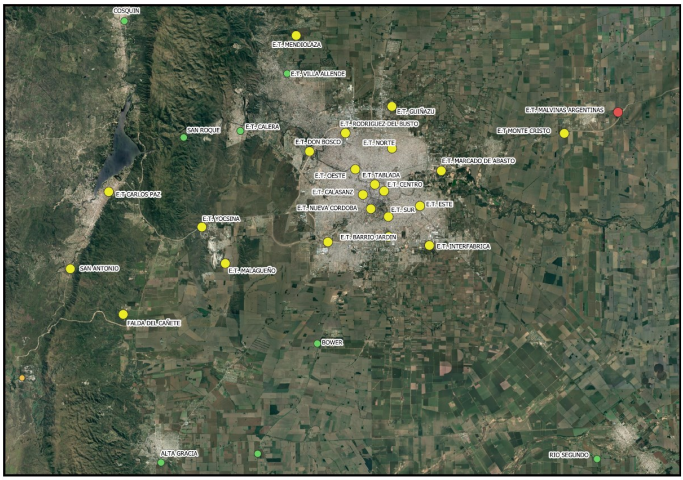


Fig. 35. Redes eléctricas y población al año 2020.

4.5.2.1. Obras en la ciudad de Córdoba y alrededores

La ubicación de las actuales estaciones transformadoras en la ciudad de Córdoba y alrededores se muestra en las figuras 36 y 37:



ET 132 kV ET 66 kV ET 500 kV

Fig. 36. Ubicación de las ET actuales de AT en la ciudad de Córdoba.

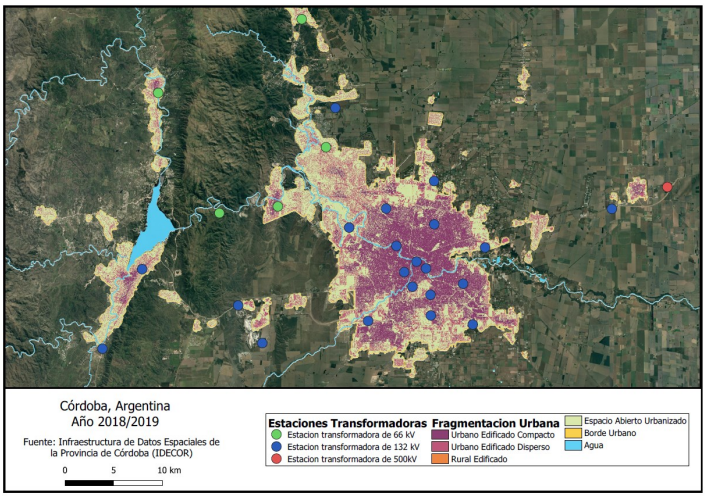
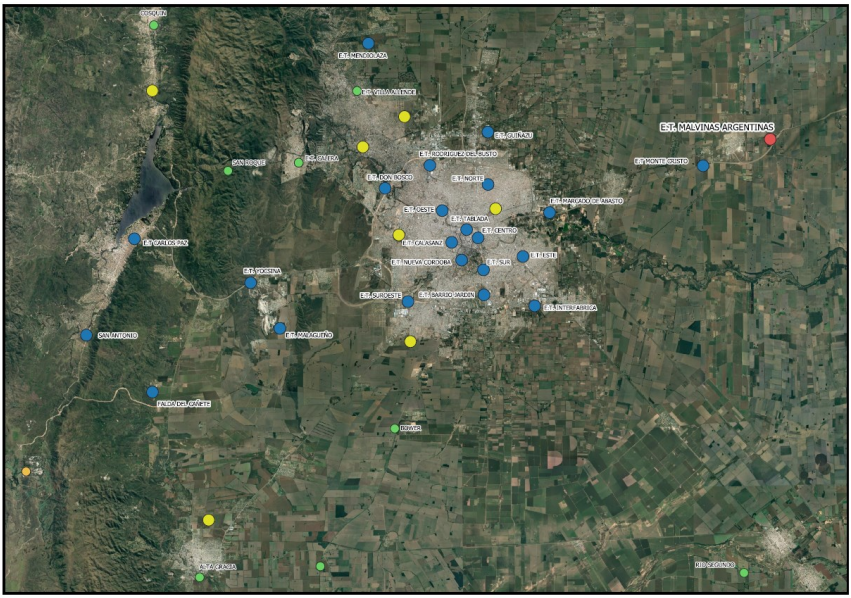


Fig. 37. Ubicación de la ET en la ciudad de Córdoba sobre densidad poblacional.

Sobre la base de la demanda actual de potencia eléctrica y su proyección para los próximos diez años, tomando como punto de partida el actual sistema eléctrico provincial y, especialmente, la ubicación de las estaciones transformadoras de alta tensión a media tensión, se propone, de acuerdo con el desarrollo demográfico y edilicio de la ciudad de Córdoba y alrededores, la ejecución de las siguientes estaciones transformadoras para el abastecimiento de la demanda eléctrica hasta el año 2030:

• Estación Transformadora 132/13,2 kV en Barrio Los Plátanos o sus alrededores.
• Estación Transformadora 132/13,2 kV en Barrio Argüello.
• Estación Transformadora 132/13,2 kV en Barrio Mercantil o sus alrededores.
• Estación Transformadora 132/13,2 kV en Barrio Talleres, donde, en una primera etapa, puede construirse un centro de distribución en media tensión.
• Estación Transformadora 132/13,2 kV en Barrio Villa El Libertador.

A estas estaciones transformadoras deberán agregarse las correspondientes líneas de 132 kV, las cuales es conveniente que sean definidas por la empresa EPEC, dado el conocimiento que tiene de su propia red de transporte y de su operación. Se observa una propuesta en las figuras 38 y 39:



ET 132 kV a construir ET 132 kV ET 66 kV ET 500 kV

Fig. 38. Ubicación de las nuevas ET propuestas.

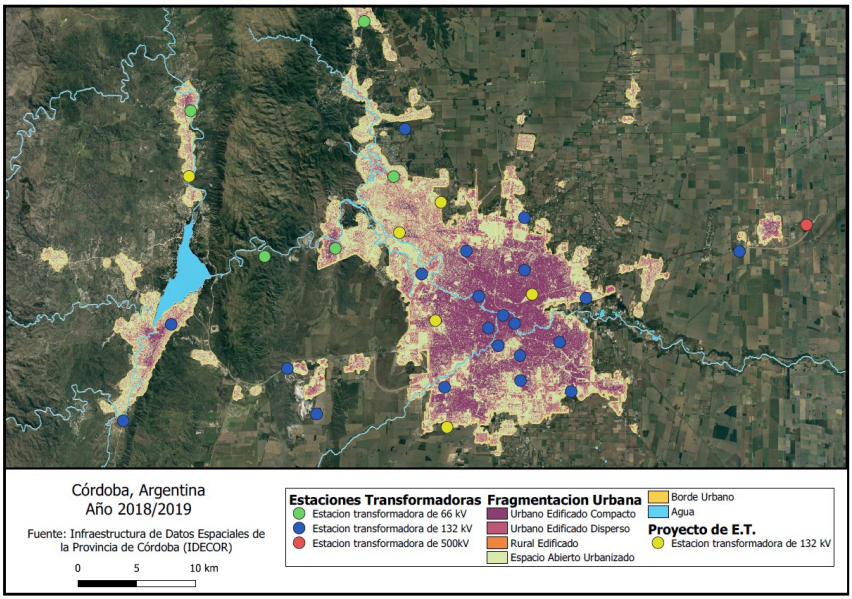


Fig. 39. Ubicación de las nuevas ET propuestas sobre densidad poblacional.

4.5.2.2. Obras en el interior provincial

En el interior provincial, a fin de satisfacer el crecimiento de la demanda y, al mismo tiempo, reducir pérdidas eléctricas y aumentar la calidad de servicio, se propone la construcción de las siguientes obras, cuya ubicación se indica en el plano siguiente:

• Estación Transformadora 132 /13,2 kV en la ciudad de Bell Ville.

La demanda de potencia para el año 2020, de acuerdo con la proyección, superará los 23 MVA, valor que justifica el abastecimiento en el nivel de 132 kV. También posibilitará reducir la generación térmica instalada en la ciudad de Bell Ville.

• Estación Transformadora Arroyito (132 kV).

Dado el valor de la demanda de potencia de la actual ET Arroyito de 66 kV (25 MW), se sugiere instalar en ET Arroyito 132 kV transformadores de 132/13,2 kV para alimentar el sistema de distribución de media tensión.

• Estación Transformadora Isla Verde.

Atento al valor de la demanda de potencia (20 MW) y la cantidad y variedad de niveles de tensión de los transformadores, se sugiere readecuar la estación transformadora e instalar máquinas de 132/33/13,2 kV.

• Estación Transformadora 132/33/13,2 kV Alta Gracia.

Dado el valor de la demanda de potencia (20 MW) y el desarrollo urbanístico de los alrededores, se sugiere construir al norte de la ciudad una nueva estación transformadora en el nivel de 132 kV.

• Estación Transformadora 132 /13,2 kV en la ciudad de Marcos Juárez.

La demanda de potencia para el año 2020, de acuerdo con la proyección, será superior a los 20 MW, por lo cual es adecuado el abastecimiento en el nivel de 132 kV.

• Estación Transformadora 132 /13,2 kV en la localidad de Bialet Massé.

La demanda de potencia de la ET Cosquín y el crecimiento poblacional de la zona determinan la conveniencia de construir una estación transformadora en la localidad de Bialet Massé.

• Estación Transformadora 132 /33/13,2 kV en la localidad de Villa General Belgrano.

La demanda de potencia de la localidad y la zona aledaña, el crecimiento poblacional y el desarrollo turístico de la región ameritan la construcción de una nueva ET en el nivel de 132 kV en la región.

• Estación Transformadora 132 /13,2 kV en la ciudad de San Francisco.

La demanda de potencia de la actual ET San Francisco, la importancia de la ciudad y el desarrollo de la zona hacen a la conveniencia de construir una segunda estación transformadora en los alrededores de la ciudad.

• Estación Transformadora 132/13,2 kV en La Falda.

Dado el valor de la demanda de potencia, se sugiere adecuar el nivel de tensión de los transformadores e instalar máquinas de 132/13,2 kV para alimentar el sistema de media tensión.

• Estación Transformadora 132/13,2 kV en la ciudad de Río Ceballos.

Atento al valor de la demanda de potencia, al crecimiento poblacional y al desarrollo inmobiliario, será necesario analizar la conveniencia de construir una nueva estación transformadora en el nivel de 132 kV.

• Estación Transformadora 132/13,2 kV en la ciudad de Cruz del Eje.

Al igual que en el caso anterior, dado el valor de la demanda de potencia y su crecimiento, se deberá analizar la conveniencia de construir una nueva estación transformadora en 132 kV.

• Estación Transformadora 132/13,2 kV en la ciudad de La Carlota.

Al igual que en los casos anteriores, en atención al valor de la demanda de potencia y su crecimiento, se deberá analizar la conveniencia de construir una nueva estación transformadora en 132 kV.

• Otra obra que debe analizarse, debido a la distancia entre la ET y la carga, es la *operación en 33 kV de la línea que, actualmente en 13,2 kV, abastece a las localidades de La Higuera, San Carlos Minas y Salsacate*, para lo cual se deben instalar en cada una de ellas transformadores 33/13,2 kV de potencia adecuada.

También se sugiere analizar, para asegurar el abastecimiento al valle de Traslasierra –en particular la zona que va desde Villa Dolores a Cura Brochero– la construcción de una línea de 132 kV desde ET 500 kV Luján, en la Provincia de San Luis, hasta ET Villa Dolores. Esta obra podría ser compartida con San Luis, dado que es beneficiosa para ambas provincias.

Como complemento a la obra sugerida precedentemente, se observa conveniente la construcción de una nueva línea de 33 kV desde ET Villa Dolores hasta una nueva ET de 33 kV en la ciudad de Mina Clavero. Otra obra que debe analizarse es:

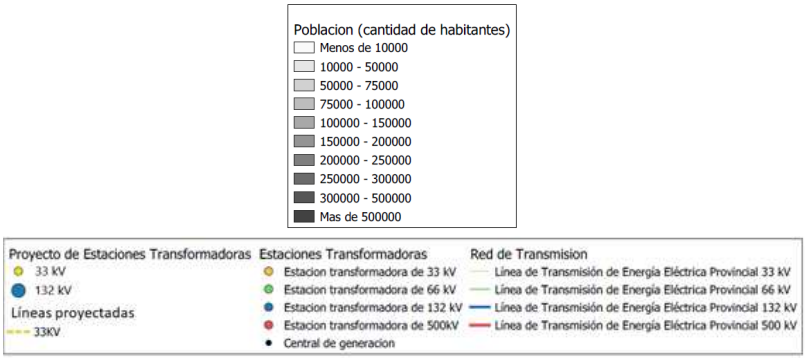
• Refuncionalización de la Estación Transformadora 132/13,2 kV Oeste.

Por razones ambientales, de seguridad y de confiabilidad, también se sugiere una modernización de la ET Oeste, ubicada en Villa Páez, donde se propone cambiar el equipamiento existente por otro de última generación (del tipo Gas Insulated Switchgear [GIS]), y también el reemplazo de todo el equipamiento de media tensión por equipamiento blindado.

Todas y cada una de estas obras debe ser analizada cuidadosamente año tras año en función de la demanda de potencia ocurrida y de la proyección de crecimiento.

Con la incorporación de estas nuevas obras, el mapa eléctrico provincial quedará conformado como se indica a continuación; los círculos azules son las nuevas ET a construir o modificar en el futuro (fig. 40):

Referencias:



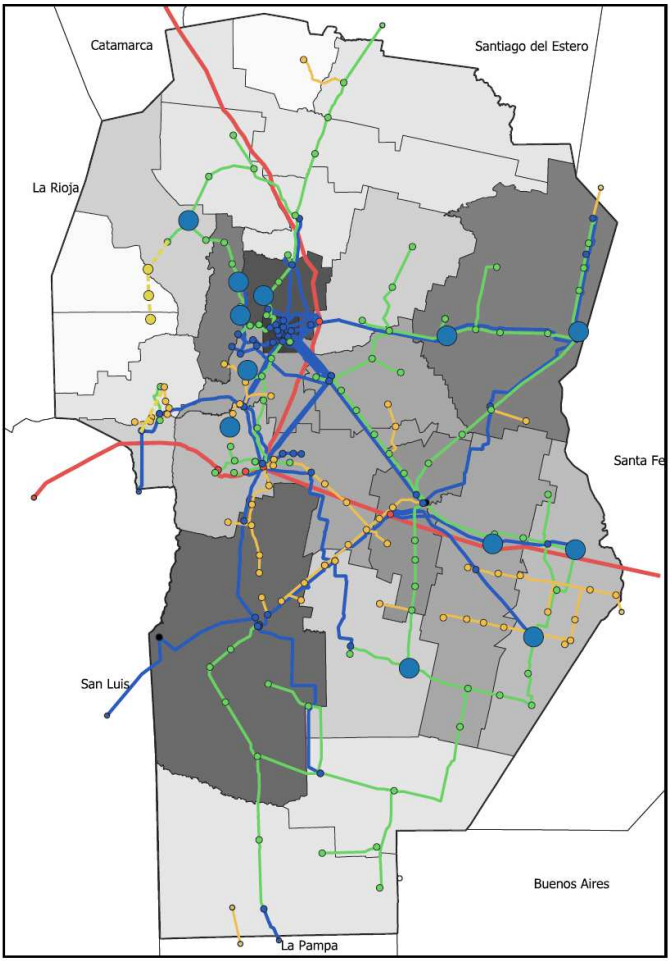


Fig. 40. ET con población a 2030.

5. POTENCIAL DEL MERCADO DE LA ENERGÍA RENOVABLE

La industria eléctrica es uno de los sectores que ha debido ser reconsiderado, tanto en la eficiencia del uso de la energía como en su generación. En tal sentido, las distintas tecnologías de generación eléctrica mediante fuentes renovables han recibido un muy fuerte impulso. El mayor impacto se da en esquemas similares a los sistemas de generación tradicionales: grandes centrales eólicas y solares fotovoltaicas. Pero también se observa un marcado interés en el desarrollo de la generación distribuida (GD) mediante fuentes renovables no convencionales (FRNC).

Esencialmente, la concepción de la GD implica la presencia de equipamientos de generación en puntos de la red habitualmente concebidos para el consumo, sean estos grandes usuarios (industriales o comerciales) o, simplemente, usuarios de tipo residencial. Como es natural, esto significa una reconceptualización de la categoría de usuario (clásicamente consumidor) a una nueva, consumidor-generador, y también una forma operativa de la red de distribución que no se corresponde con la tradicional.

La GD mediante FRNC es fuertemente impulsada desde mediados de la década pasada sobre todo en algunos países miembros de la Comunidad Europea (Alemania, España, Italia, Reino Unido, etc.), habiéndose alcanzado en muchos casos un gran estado de desarrollo con un importante impacto que, en

general, excede el meramente técnico. Durante el último lustro, varios países del continente sudamericano han regulado distintos aspectos procedimentales y operativos para habilitar el sistema de GD mediante FRNC. Particularmente en Argentina algunas provincias han hecho lo propio o lo están haciendo (Santa Fe, Salta, Mendoza, entre las más avanzadas). Si bien es cierto que, en general, no se han fijado objetivos a cumplimentar (por ejemplo, potencia instalada o generación de energía a alcanzar en determinado plazo), lo que permitiría evaluar el nivel de éxito alcanzado por tales políticas, es posible afirmar que el grado de desarrollo es muy escaso o, al menos, está muy alejado del nivel de penetración que se observa en los países europeos. Como, en principio, los motivos no resultarían ser técnicos (las tecnologías de acoplamiento de los GD a la red eléctrica tienen un alto grado de madurez), entonces, se hace evidente que la razón principal se encuentra en un sistema que incentive a los usuarios (esencialmente desde el punto de vista económico) a asumir esta condición.

5.1. Costos estimados de generación

Según el último estudio de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), en el período 2010-2017, los costos de la generación de energía fotovoltaica se han reducido en un 73%, y los de la energía eólica han disminuido un 25%.

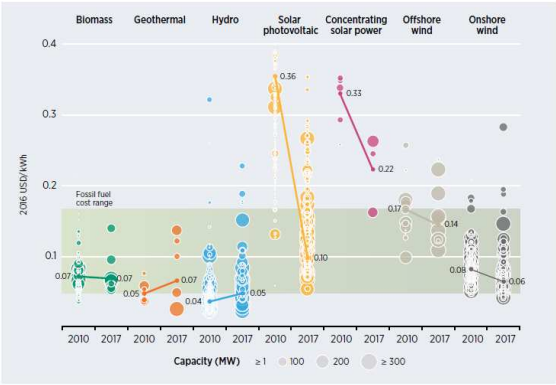
Los precios promedio de la generación eólica terrestre, en el 2017, estaban en el orden de USD 0,06 kWh, con tendencia a la disminución, frente a los nuevos requerimientos de fuentes de generación de energía.

La reducción de costos obedece a lo siguiente: innovación y desarrollo tecnológico sostenible, mercados más competitivos, optimización de las instalaciones y, principalmente, a la experiencia adquirida en la ejecución de innumerables proyectos.

Del análisis se desprende que los costos de energía seguirán disminuyendo, hasta alcanzar un valor referencial de 0,03 USD/kWh, a finales del año 2020.

Se prevé que para el 2020 las tecnologías de generación de energía renovables estarán por debajo de los costos de los combustibles fósiles, posibilitando que la electricidad que se genere sea más económica.

En la figura 41 se puede observar la evolución de la disminución de los costos de las distintas tecnologías de generación de energía renovable desde 2010 hasta 2017:



Source: IRENA Renewable Cost Database.

Note: The diameter of the circle represents the size of the project, with its centre the value for the cost of each project on the Y axis. The thick lines are the global weighted average LCOE value for plants commissioned in each year. Real weighted average cost of capital is 7.5% for OECD countries and China and 10% for the rest of the world. The band represents the fossil fuel-fired power generation cost range.

Fig. 41. Evolución de los costos de distintas fuentes de generación.

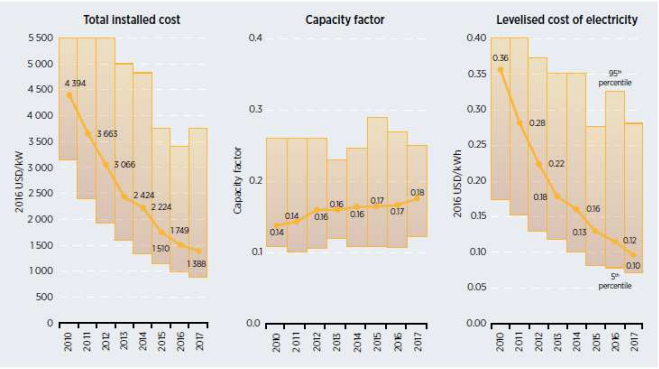
5.1.1. Solar fotovoltaica

El costo de instalación promedio ponderado para energía solar fotovoltaica cayó de 4394 USD/kW en 2010 a 1388 USD/kW en 2017.

Los factores de capacidad han ido subiendo a lo largo del tiempo, con un aumento promedio ponderado global del 28%. El resultado global de la contribución de estos factores es una fuerte caída en el costo nivelado equivalente de electricidad (LCOE [Levelized Cost of Electricity]) de la solar fotovoltaica a escala entre 2010 y 2017.

La mayor competencia ha reducido los costos de instalación, con proyectos que también se benefician de mejores recursos solares en nuevos mercados emergentes como Chile, Marruecos y los Emiratos Árabes Unidos. Los LCOE variaron entre 0,16 y 0,29 USD/kWh en 2016-2017.

En la figura 42 se indican los costos globales ponderados de instalación, del factor de capacidad y el costo nivelado de electricidad (LCOE), para energía solar fotovoltaica, períodos 2010-2017:



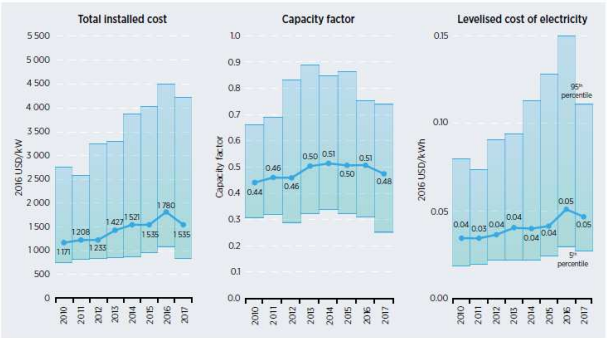
Source: IRENA Renewable Cost Database.

Fig. 42. Energía fotovoltaica (costos de instalación, factor de capacidad y LCOE).

5.1.2. Hidroeléctrica

Si bien continúa siendo una de las energías más económicas, la ejecución de proyectos en sitios más complejos, con mayores costos e ingeniería civil, debido a la ubicación de la presa; infraestructura más costosa e incremento de logística, hacen que los costos totales se incrementen.

En la figura 43 se indican los costos globales ponderados de instalación, del factor de capacidad y el costo nivelado de electricidad (LCOE), para energía hidroeléctrica, período 2010-2017:



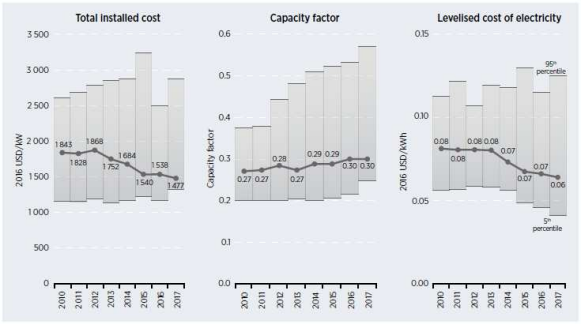
Source: IRENA Renewable Cost Database.

Fig. 43. Energía hidráulica (costos de instalación, factor de capacidad y LCOE).

5.1.3. Eólica onshore

A nivel mundial, los costos totales de la eólica onshore cayeron un promedio del 20% entre 2010 y 2017. El factor de capacidad promedio aumentó alrededor del 11% durante el mismo período, del 27% al 30%. El LCOE se redujo un 19% entre 2013 y 2017.

En la figura 44 se indican los costos globales ponderados de instalación, del factor de capacidad y el costo nivelado de electricidad (LCOE), para energía eólica terrestre, período 2010-2017:

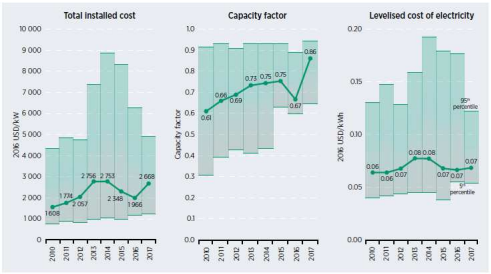


Source: IRENA Renewable Cost Database.

Fig. 44. Energía eólica terrestre (costos de instalación, factor de capacidad y LCOE).

5.1.4. Bioenergías

La electricidad generada por biomasa puede ser muy competitiva en los países donde se dispone de materias primas de bajo costo (residuos industriales, forestales o agrícolas). En tales casos, los proyectos con biomasa pueden producir electricidad a un costo de 0,06 USD/kWh en los países de la OCDE, y 0,03 USD/kWh en las naciones en desarrollo. En la figura 45 se indican los costos globales ponderados del factor de capacidad y el costo nivelado de electricidad (LCOE), para bioenergía, período 2010-2017:



Source: IRENA Renewable Cost Database.

Fig. 45. Bioenergía (costos de instalación, factor de capacidad y LCOE).

5.1.5. Geotermia

La generación de electricidad en base a fuentes geotérmicas es una tecnología madura, que puede proporcionar electricidad muy competitiva donde los recursos son de alta calidad. El LCOE de la energía geotérmica convencional varía de 0,05 a 0,13 USD/kWh para proyectos recientes. En la figura 46 se indican los costos globales ponderados de instalación, del factor de capacidad y el costo nivelado de electricidad (LCOE), para generación geotermia, período 2010-2017:

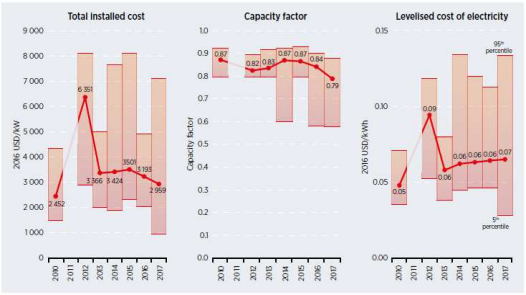


Fig. 46. Geotermia (costos de instalación, factor de capacidad y LCOE).

5.1.6. Costos nivelados de electricidad (LCOE)

El costo nivelado de la electricidad, también conocido como costo normalizado o costo equivalente (abreviado como LCOE por sus siglas en inglés) es la valoración económica del costo del sistema de generación de electricidad que incluye todos los costos a lo largo de la vida útil del proyecto: la inversión inicial, operación y mantenimiento, el costo de combustible, el costo de capital, el costo de financiamiento y el factor de operación.

En el costo nivelado, no se consideran los costos de integración, debido a que no son pagados por el generador, sino más bien por el sistema. Los costos de integración son aquellos costos relacionados con la incorporación al sistema de recursos de generación adicionales. El costo nivelado de energía representa un costo constante por unidad de generación, que se calcula para comparar el costo de generación de diferentes tecnologías. El LCOE se calcula mediante la creación de un modelo específico para cada proyecto. En la tabla 33 se indican los costos nivelados promedios de generación eléctrica (LCEO) de veintisiete tipos de tecnologías por LCEO de menor a mayor, conjuntamente con los montos de inversión.

Ítem	Tecnología	Inversión	Costo Nivelado
		USD/kW	USD/MW.h
1	Pequeñas hidroeléctricas	3000	40,45
2	Hidroeléctrica	2934	54,32
3	TGA	562	62,18
4	TG CC	919	66,66
5	TGA CC	1025	71,19
6	TG	812	73,3
7	Turbina SGT 500	840	76,28
8	Hidro + bombeo	5288	77,16
9	Solar PV	3873	85,05
10	Solar PV (desplazan)	3873	93,5
11	Solar PV (20 % almacenamiento)	4233	95,91
12	TGA + CC + CCS	2094	110,27
13	Eólica tierra	2210	122,57
14	Fuel Cell	7100	138,1
15	Fuel Oil	3000	143,1
16	Carbón pulverizado	3246	171,23
17	Eólica mar	6230	210,84
18	Solar térmica	5060	217,7
19	TG CC Integral	4400	252,44

TG: Turbina a gas
A: Avanzada
CC: Ciclo combinado
CCS: Captura de carbono

Los costos indicados corresponden a valores de inversión y costos de O&M.

Para la emisión de CO_2 se considera un costo de 50 USD/Tn.

La TIR es igual a cero para cada tipo de tecnología

20	Carbón Gasificado + CCS	5231	264,1
21	TG integrada + CCS	7615	264,46
22	Nuclear avanzada	5530	286,94
23	Geotermal binaria	4360	325,79
24	Biomasa cama fluidizada	4100	388,14
25	Geotermal	6240	424,52
26	Biomasa CC	8150	1110,9
27	Residuos sólidos municipales	8320	1220,6

Fuente: EIA/EIA/Lazard
Cálculos: Hernández

Tabla 33. Costos nivelados promedios de generación eléctrica (LCOE).

La tecnología con menor LCOE es la de pequeñas hidroeléctricas, con 40,45 USD/MWh. La de mayor LCOE es la correspondiente a los residuos sólidos municipales, con 1220,6 USD/MWh. En relación con la inversión (USD/kW), el menor valor es el de la tecnología de turbinas a gas avanzadas (TGA), con 562 USD/kW. El mayor valor de inversión corresponde a los residuos sólidos municipales, con 8320 USD/kW.

5.1.7 Valores de referencia de inversiones

A continuación, se indican valores de referencia para inversiones, para cada tecnología, a los efectos del cálculo de las erogaciones necesarias para alcanzar el principio efectivo de ejecución de cada proyecto, de acuerdo con lo previsto en el artículo 6 de la Ley 27.191 y la normativa complementaria:

Ítem	Tecnología	Valor de referencia para Inversiones (en USD/MW)
1	Eólica	1.400.000
2	Solar fotovoltaica	850.000
3	Biomasa	2.500.000
4	Biogás	4.500.000
5	Biogás relleno sanitario	1.300.000
6	Pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (PAH)	2.800.000

Tabla 34. Valores de referencia para inversiones por cada tecnología.

5.2. Potencial de desarrollo de la generación con ER

La Provincia de Córdoba dispone de recursos naturales y humanos que propician la instalación de distintas alternativas de generación de energía renovables, como ser: eólica, solar fotovoltaica, biomasa, biogás, biogás de relleno sanitario y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (PAH). Además de la producción de biocombustibles.

Con la adjudicación de treinta proyectos de inversión para la generación de energía limpia, de los programas RenoVar, están confirmadas las Rondas 1, 1.5, 2 y 3, con una potencia total de 205,07 MW, distribuidos geográficamente en la Provincia de Córdoba, y ubicados en las zonas de mayor eficiencia de recursos disponibles.

Por ejemplo: la generación eólica instalada y generando en la región del Departamento de Río Cuarto, donde se ubica un corredor eólico con dirección de vientos paralela a la Sierra de Comechingones, que divide las provincias de Córdoba y San Luis. Sus características sobresalientes son: a una altura de 95 m, se tienen velocidades de entre 7 y 10 m/s, y factores de capacidad cercanos al 40%.

Córdoba es una de las provincias pioneras en energías alternativas. En los comienzos del siglo XXI, incursionó en la producción de biocombustibles, debido al potencial agrícola disponible que provee de la materia prima necesaria para la producción de derivados de los cultivos del este, sureste y sur de la provincia. Hace una década que tomó impulso la instalación de plantas de producción de biocombustibles.

En la Provincia de Córdoba, también se han ido superando barreras que años atrás impedían el desarrollo de las energías renovables, como las siguientes:

a) Barreras políticas e institucionales

Estas barreras fueron superadas, en virtud de las decisiones de los organismos del Estado, en la dirección de establecer políticas de Estado que puedan perdurar en el tiempo, como, por ejemplo, el Programa Provincial de Eficiencia Energética y Generación Distribuida, en conjunto con el Consejo Federal de Inversiones (CFI).

b) Barreras económicas/financieras
En los últimos años, un número importante de inversores privados han realizado inversiones asumiendo riesgos, aun en las circunstancias económicas y financieras que atraviesa el país.
Sobre este punto, independientemente de las situaciones coyunturales, el Estado deberá establecer reglas claras y sostenibles en el tiempo que sean suficientes para proseguir con un proceso de propagación masiva en un futuro, articulando acciones entre los diversos actores involucrados, mediante incentivos impositivos y crediticios. El desarrollo de las energías renovables es altamente dependiente de los soportes financieros adecuados y, por ello, se tendrán que diseñar alternativas crediticias que posibiliten la toma de créditos para nuevos proyectos a nivel usuarios masivos.

c) Barreras regulatorias
Estas son otras de las barreras que la Provincia de Córdoba ha superado con la promulgación de diversas leyes relacionadas, tales como la Ley de Promoción de Eficiencia Energética (Ley 10.5729); la Ley de Generación Distribuida con Fuentes Renovables (Ley 10.604) y la Ley de Agua Caliente Solar Térmica (Ley 10.573). Legislando leyes, con la participación de diferentes actores, coherentes, claras, previsibles y flexibles, se posibilitaría el desarrollo adecuado de las energías renovables en un futuro.

d) Barreras tecnológicas
El desarrollo tecnológico a nivel mundial se encuentra disponible y al alcance, acompañado de la formación y capacitación de recursos humanos en el área de tecnología. La capacitación es esencial debido a que está vinculada directamente con la selección, instalación y operación de los sistemas de generación en los proyectos de potencia media y alta. En relación con las potencias bajas, el usuario común potencial deberá ser consciente de las limitaciones técnicas de su sistema de generación eléctrica.

Un aspecto importante es que Córdoba, según la Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional, figura entre las provincias que más atracción generan para invertir en energías renovables.

El sector de las energías renovables dispone del *Índice Provincial de Atractivo Renovable (IPAR)*, que es un reporte semestral en el cual se analizan las oportunidades de inversión en cada distrito, en función de veintisiete variables.

El reporte fue elaborado por la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de Buenos Aires, en colaboración con la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética del Ministerio de Hacienda.

Según el trabajo realizado, la Provincia de Córdoba aparece tercera y comparte el podio con Buenos Aires (primer lugar) y San Juan (segunda).

A continuación, se describen los fundamentos, estructura y conformación del IPAR.

Índice Provincial de Atractivo Renovable (IPAR)

La Secretaría de Energía de la República Argentina ha establecido un Índice Provincial de Atractivo Renovable (IPAR). A continuación, se tratarán sus puntos sobresalientes.

La existencia de un marco regulatorio sustentado en la Ley Nacional 27.191 y respaldado por un programa innovador para la incorporación a gran escala de energía de fuentes renovables ha dado lugar a un desarrollo de proyectos que hoy suman ciento veintiséis, entre aquellos que ya han ingresado en operación comercial (30) y los que se encuentran en plena construcción (96), por una potencia de 4593 MW y una inversión estimada de más de 6800 millones de dólares en plena ejecución.

Ello incluye, también, los contratos celebrados entre grandes usuarios y generadores renovables independientes en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER), instrumentado por la Resolución 281/2017, norma a través de la cual se implementa un sistema de administración de la prioridad de despacho, diseñado para el sector renovable, que, al mismo tiempo, respeta en absoluto el libre acceso a la red, en cumplimiento del marco legal vigente del sector eléctrico.

En función de la disponibilidad de recursos, la infraestructura disponible y el contexto regulatorio y fiscal, surgió el Índice Provincial de Atractivo Renovable (IPAR), como una herramienta para la toma de decisiones que señala, a través de indicadores simples, las principales oportunidades y barreras para invertir en proyectos de energías renovables en distintas provincias del país.

El Índice Provincial de Atractivo Renovable (IPAR) fue elaborado por la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de Buenos Aires (UBA) y la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética (SSERyEE) de la Nación, en el marco de un convenio de cooperación firmado entre ambas partes, con la colaboración del Círculo de Políticas Ambientales (CPA). Se construyó a partir de información disponible en la SSERyEE, publicaciones en boletines oficiales y legislaturas de cada jurisdicción, datos provistos por la

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) y por la Secretaría de Planificación Territorial y Coordinación de Obra Pública de la Nación. Además, El IPAR se elaboró sobre la base de los dos cuerpos normativos nacionales vigentes en materia de energías renovables: la Ley 27.191 de "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica", y la Ley 27.424 que establece el "Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública".

El IPAR busca mostrar el grado de desarrollo de las energías renovables en cada jurisdicción del país y cuán atractivas estas resultan para la inversión. Se construye utilizando veintisiete variables que dimensionan aspectos regulatorios, fiscales e institucionales a partir de la normativa vigente, así como cuestiones tecnológicas, de aprovechamiento de los recursos y desarrollo de infraestructura en cada jurisdicción.

Este índice puede convertirse en una referencia para la toma de decisiones en el sector empresarial en sus planes de inversión de nuevos proyectos, así como en el sector público. Se dirige principalmente a tomadores de decisión, empresarios, autoridades provinciales, formadores de opinión y al público interesado en el desarrollo y despliegue de las energías renovables en Argentina. Es un instrumento de referencia que brinda información relevante para los principales actores del sector, buscando contribuir en la toma de decisiones, la elaboración de políticas públicas y la implementación de proyectos en el país.

Según el informe, en las futuras ediciones del IPAR se podrán incorporar nuevos parámetros de evaluación que reflejen, progresivamente, y con mayor detalle, el impacto de las acciones implementadas a nivel subnacional para hacer más atractivas a las jurisdicciones el desarrollo de las energías renovables.

Para la conformación del índice se establecen dos ejes de análisis:

1. Regulatorio, fiscal e institucional
Este eje da cuenta de la adhesión a las leyes nacionales, las exenciones impositivas al sector como mecanismos de promoción adicional, la presencia de organismos locales, la existencia de normas complementarias y la sinergia entre la normativa nacional y la provincial.

2. Recursos, tecnología e infraestructura
Este eje refleja la calidad y disponibilidad de los recursos y la cantidad y dimensión de los proyectos desarrollados, adjudicados y operativos. Asimismo, muestra el interés de los grandes usuarios en consumir energías renovables y el nivel de endeudamiento de las distribuidoras, siendo ambos sectores representativos de los compradores de energía eléctrica en el mercado eléctrico mayorista (MEM). Por último, se considera la conectividad multimodal de transporte.

Las variables consideradas en cada uno de los ejes son:

1) Eje regulatorio, fiscal e institucional

Para el cálculo de las variables de este eje se ha utilizado el nivel de cumplimiento en cada caso, aplicándolo a la escala establecida para cada una.

a) Ley 27.191

i) Adhesión a la ley:
Considera si la jurisdicción ha promulgado una ley local que adhiera a la ley nacional, contemplando si la adhesión es total o parcial.
Escala de la variable: 0-100.
Fuente de información: Boletín Oficial de cada jurisdicción.

ii) Exención en el impuesto a los ingresos brutos:
Contempla si la jurisdicción exime a las empresas o personas que invierten en proyectos de energías renovables del pago de este tributo.
Escala de la variable: 0-40
Fuente de información: Boletín Oficial de cada jurisdicción.

iii) Exención en el impuesto a los sellos:
Contempla si la jurisdicción exime a las empresas o personas que inviertan en proyectos de energías renovables del pago de este tributo.
Escala de la variable: 0-40.
Fuente de información: Boletín Oficial de cada jurisdicción.

iv) Exención en el impuesto inmobiliario:

Contempla si la jurisdicción exime a las empresas o personas que inviertan en proyectos de energías renovables del pago de este tributo.
Escala de la variable: 0-40.
Fuente de información: Boletín Oficial de cada jurisdicción.

v) Área específica gubernamental en materia de energías renovables:
Considera si la jurisdicción dispone de un área específica que se encarga de la regulación local y la promoción de las energías renovables.
Escala de la variable: 0-15.
Fuente de información: organigrama del Poder Ejecutivo de cada jurisdicción.

vi) Normas adicionales para generación en redes bajo jurisdicción provincial:
Evalúa si la jurisdicción ha realizado o promueve procesos administrativos para la incorporación de proyectos de energías renovables que inyecten energía eléctrica a la red de distribución.
Escala de la variable: 0-15.
Fuente de información: Boletín Oficial y/o Legislatura de cada jurisdicción.

b) Ley 27.424

i) Adhesión a la ley:
Considera si la jurisdicción ha promulgado una ley local que adhiera a la ley nacional. De estar adherida, se evalúan las mismas variables que en el ítem ii.
Escala de la variable: 0-100.
Fuente de información: Boletín Oficial y/o Legislatura de cada jurisdicción.

ii) Normativa adicional local:
Considera si dispone de un cuerpo normativo adicional a la ley nacional, y qué grado de sinergia evidencia respecto a la regulación planteada desde la autoridad de aplicación nacional. Se compone de las siguientes variables:

a) Autoconsumo: la normativa permite el autoabastecimiento de energía eléctrica, es decir, la generación para consumo propio.
Escala de la variable: 0-20.
Fuente de información: Boletín Oficial y/o Legislatura de cada jurisdicción.

b) Compatibilidad tecnológica: la tecnología detallada en la normativa es compatible con la determinada a nivel nacional.
Escala de la variable: 0-20.
Fuente de información: Boletín Oficial y/o Legislatura de cada jurisdicción.

c) Rol institucional: la normativa refleja las potestades y el rol de las autoridades nacionales en la materia.
Escala de la variable: 0-20.
Fuente de información: Boletín Oficial y/o Legislatura de cada jurisdicción.

iii) Exención en el impuesto a los ingresos brutos:
Proyectos que comercializan directamente con las empresas distribuidoras o las cooperativas eléctricas, sin ser agentes del MEM. Contempla si la jurisdicción exime a las empresas o personas, sobre la venta de excedentes derivados de proyectos de generación distribuida de energías renovables, del pago de este tributo.
Escala de la variable: 0-40.
Fuente de información: Boletín Oficial y/o Legislatura de cada jurisdicción.

iv) Exención en el impuesto a los sellos:
Contempla si la jurisdicción exime a las empresas o personas, sobre la venta de excedentes derivados de proyectos de generación distribuida de energías renovables, del pago de este tributo.
Escala de la variable: 0-40.
Fuente de información: Boletín Oficial y/o Legislatura de cada jurisdicción.

v) Beneficios complementarios:
Observa si la normativa define beneficios complementarios a la ley nacional.

Escala de la variable: 0-10.
Fuente de información: Boletín Oficial y/o Legislatura de cada jurisdicción.

2. Eje Tecnología, recursos e Infraestructura

Para el cálculo de las variables que componen este eje, se utilizó una escala del 1 al 24 a partir de la posición obtenida por cada provincia en el ítem bajo análisis. De forma descendente, a la jurisdicción mejor posicionada se le otorgan 24 puntos, y a la última, 1.
En virtud de que el total máximo obtenible bajo esta metodología asciende a 336 (14 variables x 24 puntos) se ha aplicado un coeficiente de 0,74405 (250 puntos máximos asignados por eje/336 puntos máximos posibles asignados por variables) para adecuarlo a la escala establecida, cuyo máximo posible es de 250 puntos.

a) Ley 27.191

i) MW en operación:
Analiza la cantidad de MW por jurisdicción que cuenta con habilitación comercial en el Sistema Argentino de Interconexión Eléctrica (SADI).
Escala de la variable (de orden): 24-1.
Fuente de información: CAMMESA.

ii) Proyectos en operación:
Analiza la cantidad de proyectos por jurisdicción que disponen de habilitación comercial en el SADI.
Escala de la variable (de orden): 24-1.
Fuente de información: CAMMESA.

iii) MW adjudicados en el Programa RenovAr y MATER:
Analiza la cantidad de MW que fueron adjudicados dentro del Programa RenovAr (Rondas 1, 1.5 y 2) y aquellos que obtuvieron prioridad de despacho dentro del MATER. Se considera este criterio debido a que tanto el Programa RenovAr como el MATER se derivan como parte integral de la Ley 27.191. Asimismo, se descuenta del total de cada jurisdicción aquellos proyectos que hayan sido rescindidos.
Escala de la variable (de orden): 24-1.
Fuente de información: CAMMESA y SSERyEE.

iv) Cantidad de grandes usuarios habilitados que dejaron las compras conjuntas:
Evalúa la cantidad de usuarios que declararon la salida de las compras conjuntas, demostrando el interés de las empresas y/o los gobiernos dentro de las jurisdicciones en demandar energía generada por fuentes renovables.
Escala de la variable (de orden): 24-1.
Fuente de información: CAMMESA.

v) Demanda de grandes usuarios habilitados que dejaron las compras conjuntas:
Considera la demanda en MWh3 de usuarios que declararon la salida de las compras conjuntas (téngase en cuenta que no necesariamente estos GUH dejan las compras conjuntas por el 100% de su demanda), exponiendo el interés de las empresas y/o los gobiernos dentro de las jurisdicciones en demandar energía generada por fuentes renovables.
Escala de la variable (de orden): 24-1.
Fuente de información: CAMMESA.

vi) Proyectos en el Registro Nacional de Proyectos de Energías Renovables (RENPER):
Contempla la cantidad de proyectos inscriptos en el RENPER, en virtud de la alta factibilidad de estas iniciativas. El registro también evidencia la ejecución en cada jurisdicción.
Escala de la variable (de orden): 24-1.
Fuente de información: SSERyEE.

vii) MW en el RENPER:
Considera la cantidad de MW de proyectos inscriptos en el RENPER.
Escala de la variable (de orden): 24-1.
Fuente de información: SSERyEE.

viii) Cantidad de empresas que participaron en el Programa RenovAr y MATER:
Contempla la cantidad de empresas, tanto privadas como públicas, que participaron en procesos licitatorios o en rondas de prioridad de despacho del MATER, de acuerdo con la Resolución 281/2017. Se valora positivamente un mayor número de empresas por jurisdicción, por cuanto refleja un mayor grado de competencia.
Escala de la variable (de orden): 24-1.
Fuente de información: SSERyEE.

ix) Cantidad de empresas que fueron adjudicadas en el Programa RenovAr y en el MATER:
Contempla la cantidad de empresas, tanto privadas como públicas, que resultaron adjudicatarias en procesos licitatorios o en rondas de prioridad de despacho del MATER, de acuerdo con la Resolución 281/2017.
Escala de la variable (de orden): 24-1.
Fuente de información: SSERyEE.

x) Calidad del recurso eólico respecto a los puntos de interconexión (PDI) disponibles:
Contempla los puntos de interconexión, divulgados en una base regular por CAMMESA, dentro del marco del MATER y publicados anteriormente en los Pliegos de Bases y Condiciones del programa RenovAr, a pedido de partes interesadas, donde se calcula la velocidad del viento en esos puntos. Como resultado final, se estima un promedio de la velocidad del viento en todos los puntos dentro de una jurisdicción. De esta forma, se puede estimar el recurso aprovechable, en lugar del potencial o teórico, determinando que una jurisdicción con mayor infraestructura en tendido eléctrico tiene una mayor probabilidad de acceder a mejor recurso.
Escala de la variable (de orden): 24-1.
Fuente de información: SSERyEE.

xi) Calidad del recurso solar respecto a los puntos de interconexión (PDI) disponibles:
Contempla los puntos de interconexión, divulgados en una base regular por CAMMESA dentro del marco del MATER y publicados anteriormente en los Pliegos de Bases y Condiciones del programa RenovAr, a pedido de partes interesadas. Luego se calcula la irradiación en esos puntos. Como resultado final, se calcula un promedio de la irradiación en todos los puntos dentro de una jurisdicción. De esta forma, se puede estimar el recurso aprovechable, en lugar del potencial o teórico, determinando que una jurisdicción con mayor infraestructura en tendido eléctrico tiene una mayor probabilidad de acceder a mejor recurso.
Escala de la variable (de orden): 24-1.
Fuente de información: SSERyEE.

xii) Recurso bioenergético disponible:
Considera la oferta de recurso bioenergético disponible para ser utilizado en centrales térmicas de biomasa o de biogás para la generación de energía.
Escala de la variable (de orden): 24-1.
Fuente de información: SSERyEE.

xiii) Endeudamiento de las distribuidoras dentro de las jurisdicciones:
Pondera la magnitud de endeudamiento de las distribuidoras (teniendo en cuenta la cantidad de distribuidoras de cada jurisdicción) escaladas según número de facturaciones adeudadas, y se ordenan descendentemente.
Escala de la variable (de orden): 24-1.
Fuente de información: CAMMESA.

xiv) Conectividad multimodal del transporte:
Evalúa el nivel de conectividad de cada provincia a partir de la valoración de su dotación de redes de transporte, la red vial, la red ferroviaria, los puertos y los aeropuertos.
Escala de la variable (de orden): 24-1.
Fuente de información: Secretaría de Planificación Territorial y Coordinación de Obra Pública de la Nación.

b) Ley 27.424

En esta primera versión del IPAR, no se cuenta con información pública sistematizada de las instalaciones a nivel distribuido que permita elaborar este eje del indicador. Se espera poder desarrollarlo en las ediciones futuras.

Los puntajes y ponderaciones considerados son:

1) **Eje regulatorio, fiscal e institucional**

a. Ley 27.191. Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica
Puntaje máximo asignado: 250 puntos
Ponderación: 25%

b. Ley 27.424. Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública
Puntaje máximo asignado: 250 puntos
Ponderación: 15%

2) **Eje tecnología, recurso e infraestructura**

a. Ley 27.191. Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica
Puntaje máximo asignado: 250 puntos
Ponderación: 60%

Los resultados finales obtenidos, a partir de marzo de 2019, son los mostrados en las tablas 35, 36 y 37 siguientes:

Ranking	Provincia	Ley 27.191
1	Bueno Aires	184
2	Chubut	178
3	San Juan	164
4	Salta	158
5	Río Negro	156
6	Santa Cruz	146
7	Catamarca	143
8	Mendoza	142
9	Córdoba	141
10	Jujuy	140
11	Neuquén	140
12	San Luis	137
13	Corrientes	133
14	Chaco	131
15	Santa Fe	130
16	La Rioja	130
17	Formosa	129
18	Misiones	124
19	Tucumán	115
20	La Pampa	106
21	Entre Ríos	98
22	Tierra del Fuego	95
23	Ciudad de Buenos Aires	90
24	Santiago del Estero	85

Tabla 35. Energías renovables de alta potencia.

Ranking	Provincia	Ley 27.424
1	Córdoba	38
2	Tierra del Fuego	36
3	Tucumán	24
4	Catamarca	23
5	La Rioja	23
6	Mendoza	21
7	Jujuy	20
8	Neuquén	20
9	San Juan	18
10	Misiones	17
11	Chaco	14
12	Río Negro	6
13	San Luis	5
14	Corrientes	5
15	Entre Ríos	3
16	Salta	2
17	Santa Fe	2
18	Buenos Aires	0
19	Chubut	0
20	Santa Cruz	0
21	Formosa	0
22	La Pampa	0
23	Ciudad de Buenos Aires	0
24	Santiago del Estero	0

Tabla 36. Generación distribuida.

Ranking	Provincia
1	Bueno Aires
2	San Juan
3	Córdoba
4	Chubut
5	Catamarca
6	Mendoza
7	Río Negro
8	Salta
9	Neuquén
10	Jujuy
11	La Rioja
12	Santa Cruz
13	Chaco
14	San Luis
15	Misiones
16	Tucumán
17	Corrientes
18	Santa Fe
19	Tierra del Fuego
20	Formosa
21	La Pampa
22	Entre Ríos
23	CABA
24	Santiago del Estero

Tabla 37. Resultado general.

6. ACCIONES DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

6.1. Aspectos de desarrollo de la Ley Provincial 10.572 de Eficiencia Energética

6.1.1. Consideraciones

El crecimiento energético indicado en el capítulo 2 tiene que ir acompañado de acciones y herramientas que permitan encontrar soluciones al uso racional de la energía y la eficiencia energética, implementadas como políticas de Estado.

Los cambios climáticos se pueden atribuir a las actividades humanas que alteran la composición global de la atmósfera y a la variabilidad climática que ha sido comparada con otros períodos de tiempo.

El cambio de temperatura actual está sucediendo en un espacio de tiempo muy corto, esto se vincula al aumento en la concentración de los gases de efecto invernadero (GEI), como el dióxido de carbono (CO_2), el metano (CH_4), el vapor de agua (H_2O), el ozono (O_3) y el óxido nitroso (N_2O).

El 68% de las emisiones globales vienen de solo diez países. Las principales fuentes de emisiones de los gases de efecto invernadero son el transporte, la generación de electricidad y el desarrollo industrial.

Las consecuencias del cambio climáticos son:

1) Cambio en los ecosistemas y desertificación: la variación de las condiciones de vida en los entornos naturales provoca muertes, enfermedades y migraciones masivas de especies.
2) Derretimiento de los polos, subida del nivel del mar: el calor provoca el derretimiento del hielo en los polos, lo que hace subir el nivel del mar y amenaza con sumergir bajo el agua litorales costeros y pequeños Estados insulares.
3) Acidificación de los océanos: la absorción de demasiada cantidad de CO_2 provoca la muerte y la enfermedad de peces, algas, corales y otros organismos submarinos.
4) Fenómenos meteorológicos extremos: huracanes, ciclones, tifones, sequías, inundaciones, lluvias o nevadas incrementan su grado de violencia.
5) Extinción de las especies: el cambio en los ecosistemas y la desertificación provocan la muerte de entre 10.000 y 50.000 especies cada año.
6) Migraciones masivas: la figura del refugiado climático, todavía no reconocida por Naciones Unidas, es una realidad que se estima que podría alcanzar los mil millones de personas en el año 2050.

En función de ello, se deben mitigar los efectos, realizando acciones para reducir y limitar las emisiones de gases de efecto invernadero con el objetivo de evitar que la temperatura global del planeta siga aumentando. Estas acciones consisten en promover la eficiencia energética, una mayor inversión en energías renovables y una adecuada transición hacia una economía baja en carbono.

6.1.2. Contexto internacional

La transformación del sector energético es uno de los grandes retos a los que se enfrenta el mundo, teniendo en cuenta que se trata del sector más emisor de gases de efecto invernadero y principal responsable del cambio climático. La mitigación del cambio climático, en especial el antropogénico, está en la agenda de todos los gobiernos. Por ejemplo, uno de los puntos centrales del Acuerdo de París en la COP21 fueron los compromisos de reducción de emisiones de cada uno de los países (INDCs, por sus siglas en inglés). El cumplimiento de los mismos pondrá en marcha una transformación del sistema energético mundial.

El sector energético representa alrededor del 60% del total de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a nivel mundial. La demanda de energía aumentará en un 32% entre 2020 y 2040, debido fundamentalmente al crecimiento de la población y de la actividad económica. Los subsidios a los combustibles fósiles (carbón, petróleo, gas natural, etc.) han supuesto 500.000 millones de dólares, cantidad cuatro veces superior al valor de los subsidios a las energías renovables. La Agencia Internacional de Energía estima que, en 2040, la generación basada en energías renovables alcanzará una proporción del 50% en la UE, en torno al 30% en China y Japón, y más del 25% en Estados Unidos y la India.

A nivel mundial, el consumo de energía y el crecimiento económico se han ido desacoplando entre 1990 y 2014. Mientras que el GDP (Gross Domestic Product) ha aumentado en un 90%, la oferta de energía primaria (TPES) ha crecido en un 56%. La intensidad energética ha disminuido en un 20%.

6.1.3. Contexto argentino

En 2016 se creó, por Decreto Presidencial 891/16, el Gabinete Nacional de Cambio Climático, bajo la órbita de la Jefatura de Gabinete de Ministros. El Gabinete Nacional agrupa a doce ministerios y tiene como objetivo el diseño de políticas públicas consensuadas, con una mirada estratégica para reducir las emisiones de GEI y generar respuestas coordinadas para la adaptación de sectores vulnerables a los impactos del cambio climático. Asimismo, promueve el fortalecimiento de capacidades y la concientización de la sociedad en la materia.

El trabajo del Gabinete se estructura sobre la base de reuniones periódicas en mesas de trabajo que incluyen una mesa ministerial (instancia política), una mesa nacional de puntos focales de cada ministerio (instancia técnica), mesas de articulación provincial a través del Consejo Federal de Medio Ambiente (COFEMA) y mesas temáticas ampliadas que reúnen a actores gubernamentales y representantes de la sociedad civil, del sector científico, de trabajadores y privados. El Gabinete Nacional apoyó el proceso de firma y ratificación del Acuerdo de París y lideró el proceso de revisión de la Contribución Nacional durante el año 2016.

En este contexto, la Secretaría de Energía de la República Argentina fijó como objetivo un 5,9% de disminución del consumo final de energía al 2025 respecto del escenario tendencial. En la figura 47, la línea azul marca el escenario tendencial, y la amarilla, el objetivo.

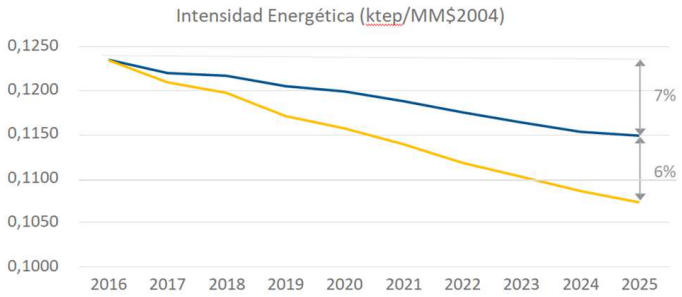


Fig. 47. Proyección de la disminución energética para Argentina al 2025.

Para ello es necesario, además, implementar políticas de Estado en los sistemas energéticos y focalizarse en la “eficiencia energética”.

6.1.4. Acciones institucionales en eficiencia energética

Dentro de las acciones que se están llevando a cabo en relación con la eficiencia energética, considerando el contexto actual, el Gobierno de la Provincia de Córdoba está ejecutando el Programa Provincial de Eficiencia Energética y Generación Distribuida, en conjunto con el Consejo Federal de Inversiones (CFI), con la finalidad de promover el uso eficiente y racional de la energía, fomentando la implementación de proyectos de inversión en eficiencia energética y generación de energía a partir de fuentes renovables, que posibiliten reducir el consumo energético, propiciando el cuidado del medioambiente y una mejora en la competitividad de las economías regionales.

El programa se encuentra enmarcado en la aplicación de una serie de leyes:

1) Ley de Promoción de Eficiencia Energética (Ley 10.572).
2) Ley de Generación Distribuida con Fuentes Renovables (Ley 10.604).
3) Ley de Agua Caliente Solar Térmica (Ley 10.573).

Dentro del plan elaborado, la provincia estableció los siguientes objetivos

A. Formar gestores energéticos de la Provincia de Córdoba.
B. Identificar pymes y microemprendimientos de la provincia, quienes acceden a un relevamiento energético gratuito, realizado por los gestores energéticos.
C. Promover la difusión de créditos con tasas bonificadas.
D. Promover la competitividad de las empresas.

E. Contribuir al uso eficiente de la energía y la incorporación de energías renovables.

Implementar una política de Estado en la eficiencia energética produce los siguientes beneficios y mejoras:

1. Ahorro energético.
2. Aumento del tiempo de vida de los equipos.
3. Facilita la toma de decisiones en inversiones de ahorro y eficiencia energética.
4. Gestionar la incidencia del costo de la energía en los costos de las empresas y organizaciones.
5. Impacto macroeconómico.
6. Mayor productividad industrial.
7. Mayores ingresos.
8. Mejora el empleo.
9. Mejora la salud y el bienestar.
10. Mejoras en los presupuestos públicos.
11. Optimización de recursos.
12. Optimización del consumo energético.
13. Precios competitivos.
14. Reducción de costos.
15. Reducción de la contaminación del aire.
16. Reducción del GEI (gases de efecto invernadero).
17. Seguridad eléctrica.
18. Suministro adecuado de la energía.
19. Valorización de activos.

La implementación de acciones de eficiencia energética comprende varias etapas: el diagnóstico inicial, la elaboración de las soluciones y la gestión de los resultados.

6.1.4.1. Relevamiento. Diagnóstico inicial. Eficiencia energética

El relevamiento y diagnóstico son acciones en el marco de la eficiencia energética según las cuales se evalúa el estado actual del consumo energético de una instalación, tanto de las tecnologías horizontales como de los procesos empleados, permitiendo identificar posibilidades de ahorro de energía, el plan de mejoras e inversiones asociado, y el estudio de la viabilidad económica de las mismas.

El diagnóstico energético es un instrumento fundamental para el inicio de la gestión y el ahorro energético, cuyo alcance se adapta a las distintas necesidades.

La realización de un diagnóstico energético permite a la organización reducir sus consumos y costos energéticos, lo que deriva en una mejora medioambiental y competitiva. Siguiendo un procedimiento de recopilación de información, toma de datos, mediciones energéticas, evaluación de las instalaciones y construcciones, se determinan los puntos críticos y, finalmente, se elabora un plan de mejoras.

Además de mejorar el uso racional de la energía, las empresas pueden incorporar nuevas tecnologías, diversificar los consumos energéticos, optimizar la contratación de la energía eléctrica y la compra de combustibles, y reducir los costos energéticos.

En las organizaciones se interviene en las construcciones edilicias, elementos y equipos eléctricos, instalaciones eléctricas e instalaciones termomecánicas, como:

- sistemas eléctricos industriales
- transformadores
- tableros
- motores eléctricos
- variadores de frecuencia
- filtrado de armónicos
- corrección del factor de potencia
- sistemas de gestión de energía eléctrica
- sistemas de refrigeración
- aire comprimido
- ventilación
- vapor y cogeneración

6.1.4.2. Evaluación. Recomendaciones. Soluciones

En función del relevamiento y diagnóstico elaborado, se realizan recomendaciones y sugerencias de mejoras, en distintos rubros, destacando las siguientes:

1. Transformadores
   Es recomendable utilizar transformadores de bajas pérdidas (que contribuyen en la disminución de las pérdidas en los devanados y el núcleo, como de corrientes parásitas, histéresis, flujo de dispersión). Realizar procedimientos de mantenimiento protocolizados, de ejecución obligatorios.
2. Tableros eléctricos
   En los tableros eléctricos, es recomendable el diseño en base a las influencias externas, la ubicación en salas ventiladas, la distribución de las cargas en forma equilibrada, ubicar los tableros en el baricentro de la instalación, el diseño adecuado de las barras conductoras y conducciones, considerando la sobreelevación de temperatura con un Delta de 35 °C, etc. Realizar procedimientos de mantenimiento protocolizados, de ejecución obligatorios.
3. Motores
   Es recomendable un buen sistema de alimentación que permita un suministro de energía eléctrica seguro y adecuado al motor, considerando que la caída de tensión y el desbalanceo de fases estén dentro de las especificaciones técnicas.
   Las instalaciones mecánicas también deben estar en óptimas condiciones; por ejemplo, una correa de transmisión mal tensada, un anclaje mal hecho o vibraciones excesivas originarán una disminución de la eficiencia del motor.
   Instalar controles de velocidad en motores de bombas y ventiladores, según las aplicaciones.
   Utilizar motores de alta eficiencia, que posibilitan disminuir las pérdidas por efecto joule (I^2R), las pérdidas magnéticas, pérdidas mecánicas por fricción en cojinetes y deficiencias en la ventilación, y pérdidas por corrientes de fuga.
   Realizar procedimientos de mantenimiento protocolizados, de ejecución obligatorios, como tareas de verificación de los sistemas de lubricación y temperatura de trabajo.
4. Factor de potencia
   Con el mejoramiento del factor de potencia (FDP), se logra reducir la componente reactiva de la corriente en la alimentación de la instalación, evitando multas por parte de la distribuidora eléctrica; también se consigue la disminución del calentamiento en las conducciones, menores caídas de tensión, mayor capacidad de carga en los transformadores y conducciones eléctricas.
5. Sistemas de refrigeración
   En los sistemas de refrigeración, es recomendable emplear condensadores evaporativos de aire inducido frente a los del tipo presurizados.
   En los condensadores, cuando se tenga disponibilidad de agua en cantidad y calidad, emplear del tipo casco y tubos, con soporte de torres de enfriamiento.
   Tener un correcto dimensionamiento de los intercambiadores de calor.
   Controlar la velocidad de los ventiladores en los sistemas de condensación que emplean ventiladores.
   En los sistemas con torres de enfriamiento, instalar sistemas de control de los ventiladores.
   Realizar revisiones periódicas en los sistemas de condensación casco-tubo e intercambiadores, en relación con las incrustaciones en las tuberías.
   Realizar procedimientos de mantenimiento protocolizados, de ejecución obligatorios.
6. Sistemas de ventilación
   En los sistemas de ventilación localizada, empleando conductos, estos deben gestionar adecuadamente la velocidad, la presión, los sistemas de aspiración e inyección del aire.
   Colocar variadores de velocidad en los motores de los ventiladores.
   Realizar procedimientos de mantenimiento protocolizados, de ejecución obligatorios.
7. Vapor y cogeneración
   En los sistemas de generación de vapor, determinar en el diseño el dimensionamiento adecuado en función de la necesidad y la aplicación, en relación con vapor para procesos, que tienen particularidades diferentes respecto al empleo de vapor para otros usos.
   Realizar procedimientos de mantenimiento protocolizados, de ejecución obligatorios, como la verificación del estado de las cañerías y su sistema de aislación.

6.1.5. Gestión de la energía. Eficiencia energética

Como se ha mencionado, la eficiencia energética se refiere a la utilización de nuevos métodos o tecnologías que requieren una menor cantidad de energía para conseguir el mismo rendimiento o realizar la misma función, centrada en la tecnología, el equipamiento o la maquinaria usada en edificios e instalaciones.

Ligados a la eficiencia energética, se obtiene el ahorro de energía, basado en el modo de actuar de las personas para utilizar menos energía, y el uso racional de la misma.

Para alcanzar una eficiencia energética, existen procedimientos y metodologías de gestión, como la "gestión de la energía", que comprende el uso sistemático de herramientas de gestión y tecnología para mejorar el rendimiento energético de una organización.

Para ello, en una organización, es necesario establecer un sistema de gestión energético (SGE), que comprenda un conjunto de elementos interrelacionados o que interactúan entre sí con el objetivo de asegurar una mejora continua en el uso de la energía a través de procedimientos y métodos bien establecidos, y también para conocer la cantidad de energía que se consume en cada proceso, y así adoptar medidas correctivas pertinentes, mejorando la eficiencia de los procesos en forma sistemática, sosteniendo la política energética que se adopte.

En la implementación de un sistema de gestión energética, se dispone de la norma ISO 50001, que fue publicada por primera vez en junio del 2011 y adoptada en Argentina por el IRAM bajo Norma IRAM ISO 50001:2018.

Esta norma se puede aplicar a cualquier tipo de organizaciones públicas o privadas, independientemente de su tamaño e, incluso, de la actividad que realizan. A través de la norma ISO 50001 quedan definidos los requisitos necesarios para conseguir la implantación, mantenimiento y mejora del sistema de energía de las organizaciones. El fin deseado es que las entidades consigan una mejora continua del funcionamiento energético, teniendo en cuenta la eficiencia energética, la seguridad energética, el consumo y uso de esta energía.

El propósito de la norma es facilitar a las organizaciones el establecimiento de los sistemas y procesos necesarios para mejorar su desempeño energético, que incluye la eficiencia energética, el uso y el consumo de la energía.

Establecer esta norma posibilita la disminución del consumo de energía, con la consiguiente reducción de costos y emisiones de gases que contribuyen al efecto invernadero.

En la implementación de un sistema de gestión energética, como se puede apreciar en la figura 48, por ejemplo, se tienen en cuenta los indicadores de desempeño energético, como ser:

Consumo energético	Indicador de Desempeño Energético	Unidades	
Consumo de electricidad para iluminación en una organización	Consumo eléctrico por unidad de superficie	kWh/m^2	kJ/m^2
	Consumo eléctrico por trabajador	kWh/trabajador	kJ/trabajador
Consumo de combustible de un avión	Consumo de combustible por distancia recorrida	kJ/km	kWh/km
	Consumo de combustible por pasajero	kJ/pasajero	kWh/pasajero
Consumo de electricidad en un equipo determinado de una fábrica de papel	Electricidad por superficie de producto final	kWh/m^2 de papel producido	kJ/m^2 de papel producido
Consumo de gas natural en los hornos de una panadería	Gas natural consumido por unidad de producto	kJ/pan horneado	kWh/pan horneado
	Gas natural consumido por masa de producto producido	kJ/ kg de pan horneado	kWh/kg de pan horneado

Fig. 48. Modelo de ejemplo de las etapas de un SGE.

La implantación de un SGE en una organización incluye varias etapas, cada una de las cuales se resume a continuación:

Etapa 1. Planificación y organización: la primera fase comienza con la organización de los trabajos, así como con la recopilación de la documentación y otros datos, que se analizarán de manera preliminar. En primer lugar, se deben identificar los datos existentes, incluyendo la documentación derivada de otros sistemas de gestión ya implantados, la información acerca de los procesos consumidores, así como las metodologías actuales de seguimiento y medición de los diferentes consumos.

Etapa 2. Análisis de brechas: una vez recopilada la información, esta será analizada para establecer las diferentes acciones necesarias para la implantación. Este estudio se denomina análisis de brechas, puesto que consiste en identificar las principales brechas de la organización en relación con los requisitos de la ISO 50001.

Es aconsejable realizar esta etapa tanto si se dispone de otros sistemas como si no existen, ya que en muchas ocasiones la organización, aunque no tenga implementado ningún sistema, realiza actividades que cumplen los requisitos exigidos. Este estudio permitirá a la organización elaborar un plan de acción y conocer los recursos y plazos necesarios para implantar con éxito un SGE. Es muy recomendable organizar toda esta información en un cronograma.

Etapa 3. Implantación del SGE: la organización, con ayuda de la información recopilada en las etapas anteriores, debe ir desarrollando la metodología necesaria para dar cumplimiento a cada uno de los requisitos anteriormente desarrollados.

Etapa 4. Desarrollo documental del SGE: una vez definida la sistemática que se va a seguir, el siguiente paso es desarrollar la documentación asociada a la metodología y que cumpla con los requisitos de la ISO 50001. Este proceso puede realizarse de manera simultánea con la etapa 3.

Etapa 5. Puesta en marcha del SGE: una vez acabadas las etapas 3 y 4, el sistema ya está listo para empezar a funcionar. Esta última etapa cuenta, a su vez, con otras subetapas que garantizarán una correcta implantación.

6.2. Análisis energético integral de la envolvente arquitectónica y urbana en la Provincia de Córdoba

La preocupación por preservar el medioambiente y el aumento en el grado de autoabastecimiento energético de las edificaciones han llevado a incursionar en el uso de nuevas tecnologías y se ha comenzado a utilizar materiales alternativos en la construcción de las edificaciones. Estas nuevas alternativas buscan ser ecoeficientes y disminuir el consumo de energía que se emplea para calefacción y refrigeración de las edificaciones. En la actualidad, la crisis energética y el aumento de la conciencia ambiental de la población contribuyen con el desarrollo sustentable y la valorización de la reducción en el uso de energía, con la consecuente disminución del impacto sobre el medioambiente. En las edificaciones se debe contribuir utilizando los materiales apropiados para optimizar tales recursos y hacer más eficiente el confort térmico.

Con el auge de la arquitectura sustentable, basada en el desarrollo de técnicas constructivas que minimicen el impacto ambiental y la recuperación de técnicas milenarias, tales como el uso del suelo en las construcciones, se busca no solamente la disminución del recurso energético en la edificación, sino también el mejoramiento de la calidad de vida de las personas que habitan los recintos.

El concepto de confort en la arquitectura está íntimamente relacionado con la capacidad de control de la envolvente urbana a los agentes ambientales. Tradicionalmente, la envolvente se resuelve como un sistema de aislamiento ambiental destinado a mantener condiciones preestablecidas de confort. Pocas veces se analiza como un sistema de intercambio interior-exterior, donde los materiales y sistemas constructivos utilizados están destinados a optimizar la transferencia de energía para garantizar el bienestar. Asimismo, esos materiales y sistemas constructivos interactúan con el exterior, afectando las condiciones de confort de los espacios exteriores, relacionándose así con lo que reconocemos como preexistencias ambientales. Los agentes energéticos principales que caracterizan un ambiente determinado, inciden en la envolvente edilicia e influyen sobre el confort son el calor, que afecta el control de la temperatura del aire; la luz, que incide en la vista e intimidad visual óptima, y el sonido, que influye en el confort acústico (Maristany A. *et al*., 2017).

Una de las variables que incluye el ahorro energético es la aislación térmica de las envolventes de una edificación. Esta no solo es la encargada de brindar protección al local, sino también de minimizar el intercambio térmico de la temperatura ambiente con el exterior. El bienestar térmico es fundamental para proveer un ambiente confortable. Variados estudios definen que la zona de confort depende de la temperatura y humedad relativa del ambiente, la velocidad del aire, la vestimenta de las personas y la temperatura de las superficies de los espacios. La ASHRAE (American Society of Heating, Refrigeration and Air-Conditioning Engineers) define la zona de confort con un límite inferior de 21,8 ºC de temperatura ambiente y 73% de humedad relativa, y un límite superior de 26,3 ºC de temperatura ambiente y 22% de humedad relativa, para velocidades del aire menores a 0,22 m/s.

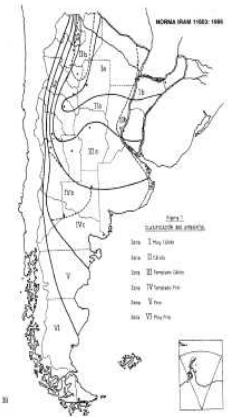
El estudio del comportamiento climático de las edificaciones es un instrumento empleado para el análisis y validación de edificios diseñados con criterios bioclimáticos (Carro Pérez M. *et al.*, 2016), como así también las auditorías energéticas de edificios convencionales. Debido a ello, resulta fundamental la correcta evaluación de las edificaciones para determinar cuáles son sus ganancias/pérdidas térmicas y cuál es el consumo energético necesario para lograr las temperaturas de confort en los ambientes habitables. De esta

manera, se pueden proponer mejoras y alternativas constructivas para mejorar el desempeño en la vida útil de las construcciones.

En la Universidad Nacional de Córdoba, existen diversos grupos de Estudios de Eficiencia Energética en Edificios, pertenecientes a la Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales, y la Facultad de Arquitectura y Urbanismo. De varios estudios sobre envolventes, tipos de materiales sobre la base de las características ambientales de la Provincia de Córdoba y el uso extendido de materiales de construcción, vemos aspectos de conclusión importante para nuestro medio.

Partiendo de los valores climáticos y característicos en nuestra provincia, se observa en las figuras 49 y 50 los valores representativos:

Clima de Córdoba, Argentina.



Según la Clasificación Bioambiental de la República Argentina (norma IRAM 11603:1996), Córdoba se encuentra en la Zona IIIA cuyas características son:

4.4.3 Zona III: templada cálida

4.4.3.2 Los veranos son relativamente calurosos y presentan temperaturas medias comprendidas entre 20 °C y 26 °C, con máximas medias mayores que 30°C, sólo en la faja de extensión Este-Oeste.

4.4.3.3 El invierno no es muy frío y presenta valores medios de temperatura comprendidos entre 8°C y 12°C, y valores mínimos que rara vez son menores que 0 °C.

4.4.3.4 Las presiones parciales de vapor de agua son bajas durante todo el año, con valores máximos en verano que no superan, en promedio, los 1 870 Pa (14 mm Hg).

Esta zona se subdivide en dos subzonas: a y b, en función de las amplitudes térmicas. Subzona IIIa: amplitudes térmicas mayores que 14 °C.

Fig. 49. Zonas bioambientales de la Argentina. IRAM 11.603.

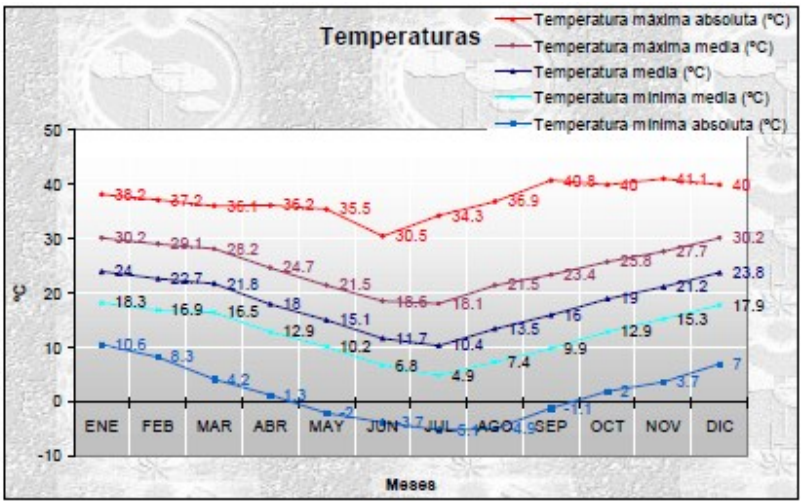


Fig. 50. Temperaturas medias anuales de Córdoba (Fuente: Observatorio Córdoba 1991-2000).

La UNC realizó estudios sobre una vivienda modelo de clase media. El modelo de vivienda usado en la investigación fue extraído de los planos ofrecidos por el gobierno para el plan Procrear.

Para el cálculo del balance térmico se utilizó el modelo tipo de vivienda mencionado y las variables fueron representadas por los materiales de los muros. Las alternativas estudiadas fueron:

1. Ladrillo macizo de arcilla cocido con revoque (5 x 12 x 24 cm).
2. Ladrillo hueco cerámico con revoque (12 x 18 x 33 cm).
3. Ladrillo hueco de hormigón con revoque (10 x 20 x 40 cm).
4. Ladrillo hueco de hormigón sin revoque (10 x 20 x 40 cm).
5. Ladrillo macizo de HCCA (retak) con revoque (50 x 25 x 12 cm).
6. Ladrillo hueco de suelo-cemento compactado con revoque (5 x 12 x 24 cm).

En la figura 51 se muestra el consumo en kcal necesario para contrarrestar las ganancias de calor en verano de la vivienda y el consumo de energía en invierno para las mismas condiciones. Los mayores consumos de energía se dan, sin distinción del material, en el verano. Esto puede deberse, por un lado, al clima de la localidad que se está analizando y, por otro lado, a la orientación de la vivienda y la posición de los cerramientos en relación con la misma. Por otra parte, dentro de los materiales estudiados, el que menor impacto produce en su proceso de fabricación es el ladrillo de suelo-cemento, debido a que no necesita cocción, utiliza bajas cantidades de cemento y no requiere altos consumos de energía.

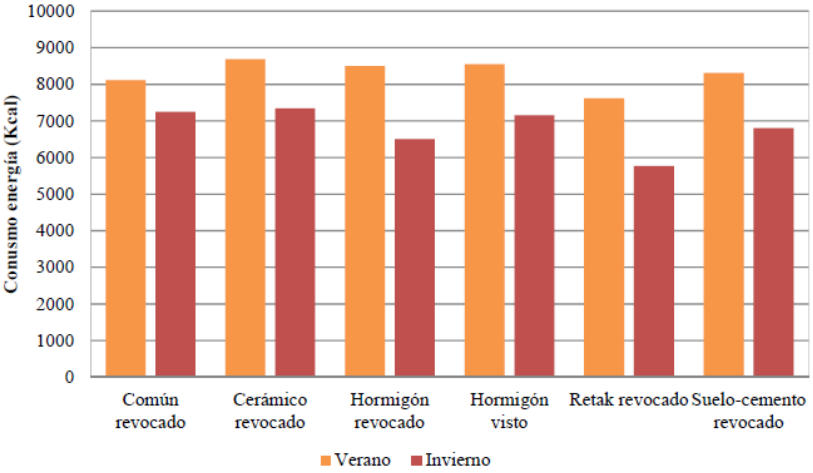


Fig. 51. Consumo energético por tipo de material para muros.

El análisis económico-energético, llevado a cabo por el Grupo de Investigación en Medios Porosos y Flujos Subterráneos de la FCEFyN de la UNC (Delacoste E. *et al*., 2015), demostró que la alternativa más rentable es construir con ladrillos retak, ya que, si bien tienen mayor inversión inicial, el costo en usos de sistemas de acondicionamiento anual es menor, amortizando el costo adicional de construcción en menor cantidad de años. Luego, la utilización de ladrillos de suelo-cemento resultó ser una de las mejores opciones ya que presenta un bajo costo de inversión y menores costos anuales frente a otros materiales con un costo por unidad similar, como los ladrillos de arcilla cocida. En cuanto al ámbito ambiental, el ladrillo de suelo-cemento es un material sustentable que tiene como principal materia prima el suelo (abundante y económico) y su proceso de elaboración mediante el uso de prensas manuales es una metodología sencilla y con bajos consumos de energía. En la figura 52 se muestran los costos acumulados por climatización para los diferentes materiales.

Además, al no requerir cocción, como otros materiales usados en la construcción, no genera emisiones de gases contaminantes al medioambiente. Finalmente, se puede afirmar que la construcción de viviendas con ladrillos de suelo-cemento compactado, además de ser una solución sustentable y económica, brinda excelentes resultados en cuanto a ahorro en sistemas artificiales de acondicionamiento interno. De todos modos, se requieren estudios adicionales para verificar las demás exigencias para el ladrillo de acuerdo con las normas vigentes (p. ej., durabilidad, resistencia mecánica, etc.).

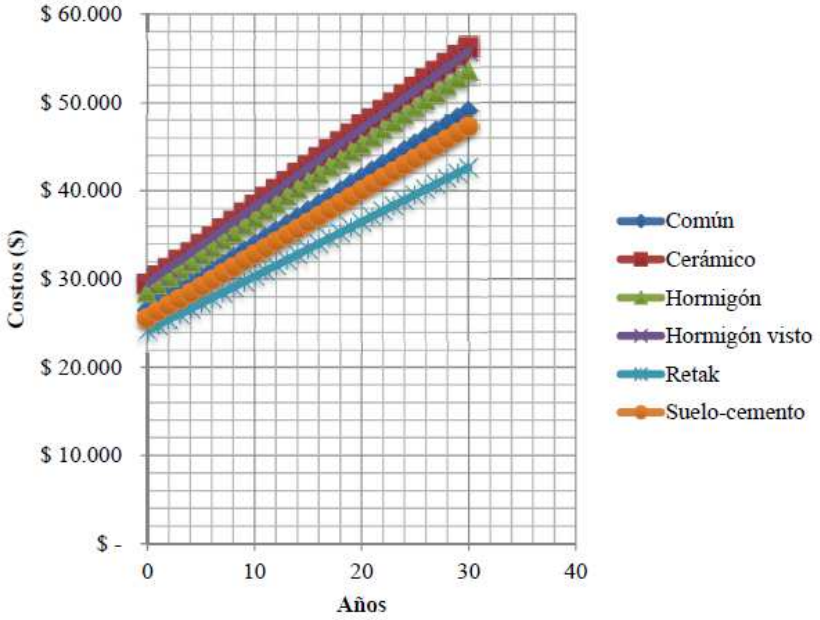


Fig. 52. Costos acumulados por años en sistemas de acondicionamientos térmicos (año 2015).

En otros estudios aplicados se han alcanzado conclusiones importantes. A pesar de que el clima de Córdoba es biestacional, su problema principal es la época de calor, más prolongada, de alta humedad y sin vientos significativos. La estación fría, seca y, por lo tanto, con alta heliofanía, ofrece muy buenas posibilidades de ganancia de calor.

Un estudio sobre el edificio de la Facultad de Lenguas en la Ciudad Universitaria muestra que las envolventes laterales de hormigón armado, aun las que tienen agregados (pórfido o placa interior de yeso cartón), y el vidrio simple no cumplen con las exigencias de transmitancia térmica en ninguna situación, lo que implica en estos casos que el mayor costo no deriva en mejoras en las prestaciones. Esto se pone de manifiesto en el resultado del etiquetado energético H. Todas las envolventes laterales exteriores del edificio presentan riesgo de condensación.

El coeficiente de transparencia de la envolvente lateral en el caso del edificio de la Facultad de Lenguas es del 35%. Un edificio con alto grado de transparencia en un clima templado cálido, como el de Córdoba, sin el diseño adecuado de protecciones, atenta contra el confort térmico de los usuarios, generando altas temperaturas durante el día y bajas temperaturas durante la noche. Los “huecos acristalados”, desde el punto de vista energético, son los elementos más vulnerables que constituyen la envolvente.

Las mediciones de temperatura indican que las interiores, debido a la masa del hormigón y la gran ganancia directa por la fachada norte totalmente vidriada, se estabilizan por arriba de la temperatura exterior, lo que lleva a valores fuera de la zona de confort en verano. En invierno, sin embargo, esta estabilización interior de la temperatura, aun a pesar de la gran pérdida nocturna, resulta beneficiosa. Ello se constata en el valor del consumo de energía para satisfacer la demanda energética del edificio para calentamiento en condiciones de ocupación y funcionamiento normal (309.218,16 kWh/3030m^2 = 102,5 kWh/m^2), que no se considera excesivamente alta, si tomamos como referencia el valor de 70 kWh/m^2 indicado para un edificio de bajo consumo energético (Rivoira A. *et al*., 2013).

La variable del confort higrotérmico es muy poco considerada en el diseño arquitectónico. No se diseña para la biestacionalidad (verano/invierno) característica de los climas templados, ni tampoco se reconoce cuál es la situación crítica anual. La desatención de estos aspectos lleva a depender del acondicionamiento artificial, incrementando el consumo energético y los picos de consumo en particular, de los que es necesario analizar la carga ambiental que traen aparejada.

En esta área se observa que existe un importante potencial de estudio, análisis y consideraciones en cuanto a la tipología, envolventes y acciones para el confort del hábitat, que no solo involucra a las nuevas

construcciones, sino también a las actuales en cuanto a su adaptación, posibilitando ahorros en materia energética, con todo lo que ello conlleva; este análisis también permitiría ajustar las demandas futuras para todo el sistema eléctrico.

7. ESTIMACIÓN DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

Actualmente, es innegable que lograr un desarrollo sustentable global se ha convertido en una exigencia urgente de satisfacer. Esto ha generado un conjunto de políticas ambientales que toman como eje el desarrollo sustentable y que se basan en un conjunto de principios y en una conciencia ecológica que sirven como criterios para orientar las acciones de los gobiernos, las instituciones internacionales y a la ciudadanía misma (Yorio D. *et al*., 2009).

Si se acepta que el desarrollo sustentable trata de obtener la armonización del proceso económico con la conservación de la naturaleza, estableciendo un balance entre la satisfacción de las necesidades actuales y la satisfacción de las futuras, resulta evidente que este concepto, cuya aceptación pública se encuentra socialmente obligada, abarca en la actualidad distintas posturas y resume diferentes ideologías, incluso albergando algunas con aspectos discordantes entre sí. Para ejemplificar el campo de disputa ideológica y de tensiones que involucra la generación de estas políticas ambientales, cargadas de consecuencias y valores de todo tipo, desde morales hasta económicos, basta recordar la fuerte disputa sobre si la denominación adecuada es “desarrollo sustentable” o “desarrollo sostenible”, con su fuerte carga de concepto rector y generador de estructuras-estructurantes.

No obstante las fuertes discrepancias, el núcleo de la discusión sobre las acciones inmediatas dentro de un sistema socio-económico-cultural determinado presenta también numerosos e importantes acuerdos, entre los que se señalan los correspondientes a que toda acción antropogénica implica una consecuencia ambiental de grado y signo variable, y que cada una de estas acciones que actúe negativamente sobre el ambiente *debe contemplar la mitigación, remediación o compensación de sus efectos para sostener el equilibrio global*. Esto funciona asimismo como una exigencia ética respecto a la obligación de cambiar culturalmente, y de actuar y llevar esta praxis a cada ámbito de desempeño personal.

Si bien la Declaración Universal de los Derechos Humanos de 1948, la Convención Americana sobre los Derechos Humanos de 1969 (Pacto San José de Costa Rica) y otras tantas establecen los derechos de las personas y la obligación del Estado de respetar esos derechos, ninguna de ellas hace mención al derecho al ambiente. En Argentina, recién con la reforma constitucional de 1994, este derecho fue reconocido al incorporarse el artículo 41, donde se establece “el derecho de las personas de gozar de un ambiente sano y equilibrado, apto para el desarrollo humano […]. El daño ambiental genera prioritariamente la obligación de recomponerlo”, mientras que el artículo 43 consagra el recurso de amparo y establece: “Podrán interponer esta acción contra cualquier forma de discriminación, en lo relativo a derechos que protejan al ambiente, competencia, usuarios […]”. Esto implica claramente que, aunque no se halle afectado un derecho subjetivo particular, se puede recurrir al amparo en defensa de los derechos que protegen al ambiente, que tienen incidencia colectiva en general.

Así, la reparación ambiental en la realidad aparece como obligatoria solo para cierto tipo de hechos concretos, y no aparece aún incorporado socialmente un nuevo constructor de valores que, si incluye lo ambiental, obliga a la acción permanente y universal en resguardo de la sustentabilidad global.

La selección de las acciones de cancelación de los impactos ambientales mediante la fijación de dióxido de carbono en una cantidad equivalente a la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) causada por las actividades propias de la actividad humana corresponden a que uno de los problemas ambientales globales es el aumento de la temperatura causado por el incremento de la concentración atmosférica de GEI provocado por la aceleración de la actividad humana, y que actúa globalmente, cualquiera sea la localización de los focos de emisión o de captación de dichos gases. La compensación de estas emisiones es, por lo tanto, una manera eficaz de cumplir con los objetivos enunciados y con la máxima “Pensar globalmente, actuar localmente”.

Marco teórico (Capuano, V. *et al*., 2009)

A continuación, se desarrollan los principales supuestos teóricos adoptados para la concreción del presente estudio:

A. La actividad humana genera diversos efectos ambientales, uno de ellos, no deseado, es cierto grado de contaminación atmosférica a través de la emisión de gases que participan en el incremento del efecto invernadero.
B. Es posible mitigar o cancelar esta contaminación atmosférica mediante la absorción de los gases contaminantes generados o sus equivalentes.
C. Los gases reconocidos como los mayores causantes del efecto invernadero (gases con efecto invernadero [GEI]) reconocidos por el Protocolo de Kioto son seis:

(a) dióxido de carbono (CO_2):
(b) metano (CH_4);
(c) óxido nitroso (N_2O);
(d) el grupo de los hidrofluorocarbonos (HFC);
(e) perfluorocarbonos (PFC);
(f) hexafluoruro de azufre (SF_6).

D. Los efectos individuales de cada uno de estos gases son diferentes. Para homogeneizar los efectos, se utiliza una unidad de medida, que es la tonelada de dióxido de carbono equivalente (CO_2eq), con la cual las emisiones de diferentes gases de efecto invernadero pueden convertirse a emisiones equivalentes de dióxido de carbono. Esta conversión se realiza mediante coeficientes que permiten igualar el efecto invernadero de cada uno de los gases con el efecto del dióxido de carbono. Aunque el potencial del efecto invernadero del dióxido de carbono es menor que el de otros gases, la gran cantidad de este gas emitido por el ser humano a la atmósfera en procesos industriales representa entre el 60 y el 80% del efecto global.
E. A toda actividad humana electrodependiente, le corresponde, básicamente, el consumo eléctrico tanto directo como indirecto. Este consumo se puede traducir a un volumen equivalente de dióxido de carbono (CO_2eq) a partir de los datos de la matriz energética argentina que distribuye el Sistema Interconectado Argentino.
F. El dióxido de carbono emitido se incorpora al atmosférico, el cual forma parte de un ciclo biogeoquímico esencialmente gaseoso en el que cada año se transforma aproximadamente un 20% del mismo en materia orgánica, cerca de las dos terceras partes por fotosíntesis de plantas terrestres y el resto por el plancton marino. El dióxido de carbono es devuelto a la atmósfera a partir de los procesos de respiración, fermentación y combustión, pudiendo, en determinadas condiciones, producirse acumulaciones de biomasa que retardan el ciclo y sustraen dióxido de carbono a la atmósfera, sea por causas naturales o artificiales.
G. Un árbol absorbe y fija durante su crecimiento una cantidad de dióxido de carbono proporcional a su masa, acumulando el carbono principalmente en su tronco. Para evitar el reingreso del carbono fijado al ciclo, debe retirarse del sistema la biomasa producida, siendo, por lo tanto, computable la madera aprovechable para su uso comercial como elemento constructivo, por ejemplo, en muebles o instalaciones. Esta madera aprovechable comercialmente es la correspondiente al tronco y ramas mayores, que constituyen el grueso de la masa de carbono fijada a partir del dióxido de carbono absorbido y retirado de la atmósfera.

Cálculo del impacto ambiental efectivo equivalente: según las directrices del GHG Protocol, el cálculo de emisiones está basado en los siguientes cinco principios (Generalitat de Catalunya, 2011):

A. Relevancia: el cálculo de emisiones debe considerar todas las áreas de actividad en las que se están generando emisiones relevantes.
B. Integridad y totalidad: para el cálculo de la huella de carbono deben considerarse todas las fuentes de emisiones. Si se excluyen algunas fuentes, debe justificarse debidamente.
C. Consistencia: para el cálculo deben utilizarse métodos uniformes y sólidos. Toda desviación de los factores acordados y establecidos debe ser expuesta y debidamente justificada.
D. Transparencia: todos los cálculos deben ser presentados bajo formato conciso y coherente. Los métodos, suposiciones y factores empleados deben estar debidamente documentados.
E. Exactitud: debe asegurarse que el cálculo de las emisiones se ajuste lo más posible a lo real y que se redujo el margen de error.

A partir de los datos obtenidos y por aplicación de la metodología de cálculo presentada en el marco teórico, se obtuvieron los siguientes resultados basados en las determinaciones de energías de la tabla 14. Se observa que, para el cálculo de la cantidad de dióxido de carbono equivalente, se debe usar el factor de conversión de 0,508 Tn de dióxido de carbono por cada MWh producido en Argentina, último dato disponible por el Ministerio de Energía y Minería (2017), como se aprecia en la tabla 38, y se multiplica por la del valor de la energía que se evita generar para calcular el aporte en la reducción, o bien, si se multiplica por la energía efectivamente consumida, da el valor equivalente en Tn de CO_2eq que se emiten. Por lo tanto, la conversión de la energía consumida por medio de este factor arroja un valor de CO_2eq dependiendo del escenario que se analice o elija.

FACTOR DE EMISIÓN DE LA RED ARGENTINA		
Margen de operación		
Año	Ex-post	Ex-ante
	tCO_2/MWh	tCO_2/MWh
2007	0,514	0,510
2008	0,534	0,525
2009	0,525	0,524
2010	0,515	0,525
2011	0,568	0,536
2012	0,585	0,556
2013	0,562	0,572
2014	0,531	0,560
2015	0,528	0,540
2016	0,517	0,525
2017	0,480	0,508

Tabla 38. Factor de emisión de la red argentina.

En la tabla 39, se muestran los valores de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero por la presencia de la GD con generación fotovoltaica, que aporta una reducción importante a la proyección futura, demostrando que su desarrollo no afecta la pérdida de calidad de vida ni el estándar actual, pero su aporte es de un valor incalculable.

El consumo de energía eléctrica a futuro plantea un desafío importante, el incremento de contaminación adicional, un factor fundamental a tener presente, por lo cual es imprescindible y necesario adoptar medidas de mitigación, además de reducir la contaminación actual. En los dos escenarios analizados en los puntos anteriores, planteando objetivos por alcanzar metas de energía producida, ocupación de superficie aprovechable no productiva (techos) de los metros cubiertos, y que no restan superficie para la actividad agrícola o de conversión de bosques, sus metas se cruzan a mediano plazo y son de fácil concreción, siempre y cuando las condiciones macroeconómicas, fiscales y reglamentarias determinen que sea una opción viable para todos los actores en la sociedad.

APORTE ANUAL TOTAL DE LA REDUCCIÓN DE LA TN CO_2eq DEBIDO A LA GD FOTOVOLTAICA				
Requerimiento de energía a diez años		TASAS DE CRECIMIENTO [%]		
		2,50	4,00	5,50
		TOTAL [GWh]	TOTAL [GWh]	TOTAL [GWh]
Consumo proyectado		3054	5151	7476
Contaminación en Tn CO_2eq con factor de 0,508 para Argentina por MWh		**1.551.432**	**2.616.708**	**3.797.808**
Superficie a instalar fotovoltaica con GD. Base 2019	en m^2	**Reducción de Tn Co2eq de contaminación por el aporte de la GD fotovoltaica**		
0,01%	17.163	1871	1871	1871
Diferencia en la reducción de las Tn CO_2		**-1.549.561**	**-2.614.837**	**-3.795.937**
0,10%	171.629	18.706	18.706	18.706

Diferencia en la reducción de las Tn CO_2		**-1.532.726**	**-2.598.002**	**-3.779.102**
0,25%	429.073	46.766	46.766	46.766
Diferencia en la reducción de las Tn CO_2		**-1.504.666**	**-2.569.942**	**-3.751.042**
0,50%	858.147	93.532	93.532	93.532
Diferencia en la reducción de las Tn CO_2		**-1.457.900**	**-2.523.176**	**-3.704.276**
0,75%	1.287.220	140.298	140.298	140.298
Diferencia en la reducción de las Tn CO_2		**-1.411.134**	**-2.476.410**	**-3.657.510**
1%	1.716.294	187.064	187.064	187.064
Diferencia en la reducción de las Tn CO_2		**-1.364.368**	**-2.429.644**	**-3.610.744**
1,25%	2.145.367	233.830	233.830	233.830
Diferencia en la reducción de las Tn CO_2		**-1.317.602**	**-2.382.878**	**-3.563.978**
1,50%	2.574.441	280.596	280.596	280.596
Diferencia en la reducción de las Tn CO_2		**-1.270.836**	**-2.336.112**	**-3.517.212**
1,75%	3.003.514	327.362	327.362	327.362
Diferencia en la reducción de las Tn CO_2		**-1.224.070**	**-2.289.346**	**-3.470.446**
2,00%	3.432.588	374.128	374.128	374.128
Diferencia en la reducción de las Tn CO_2		**-1.177.304**	**-2.242.580**	**-3.423.680**
2,50%	4.290.735	467.660	467.660	467.660
Diferencia en la reducción de las Tn CO_2		**-1.083.772**	**-2.149.048**	**-3.330.148**
3%	5.148.882	561.192	561.192	561.192
Diferencia en la reducción de las Tn CO_2		**-990.240**	**-2.055.516**	**-3.236.616**

Tabla 39. Valores de reducción de las emisiones de GEI por la presencia de la GD con generación fotovoltaica.

8. CONCLUSIONES

La actividad humana es cada vez más electrodependiente, haciendo que la energía se torne en un bien escaso y costoso. Los sistemas energéticos han estado, y seguirán estando por mucho tiempo más, basados en los combustibles fósiles, lo que impacta negativamente en el medioambiente. Por tratarse de recursos naturales agotables, constituye la primera gran limitación de su disponibilidad futura. Por otro lado, la combustión de los mismos es una de las principales razones del calentamiento global; por ende, resulta un serio obstáculo para los objetivos de un desarrollo sustentable.

Tal situación ha iniciado un proceso irreversible de transición desde las fuentes fósiles hacia las fuentes primarias renovables en los distintos sectores energéticos. Particularmente en el eléctrico, esto se está manifestando a través de dos modalidades:

1) La contratación de grandes bloques de generación (típicamente parques eólicos o solares), los cuales operan en el sistema, hoy por hoy, de manera diferente a las clásicas centrales térmicas, nucleares o hidráulicas en el Sistema Eléctrico Nacional.
2) Los sistemas de generación distribuida (GD) con fuentes primarias de origen renovables que se encuentran acoplados al sistema en los puntos eléctricos próximos a la demanda (a nivel de las redes de distribución), resultando en un sistema atípico respecto de las cuestiones operativas y comerciales clásicas de los sistemas eléctricos.

Si bien esta última opción puede no representar cuantitativamente un aporte mayoritario a la descarbonización de los sistemas de generación de energía eléctrica, su implementación presenta una serie de ventajas desde distintas perspectivas.

Entre los actores del sistema energético, el consumidor es el que mayores cambios experimentará en el corto plazo. Ya no tendrá un rol pasivo en el consumo de energía, podrá transformarse en un actor inteligente que implementará tanto acciones de eficiencia energética individuales como a través de su participación directa en proyectos de GD. Las nuevas tecnologías de medición, de comunicación y la transparencia en información sensible para el consumidor son solo algunos de los factores que permitirán esa transformación.

Visto que el crecimiento de la demanda energética de nuestra provincia para los próximos diez años, si no se fijan y se ejecutan importantes objetivos en materia energética, difícilmente pueda autoabastecerse, pero teniendo en cuenta el potencial regional de las energías renovables (solar, eólica, biomasa y microhidráulica) y previendo una debida planificación territorial-temporal, se puede pensar en una provincia con un desarrollo de generación energética distribuida y en mayor parte sustentable.

De acuerdo con lo desarrollado y planteado en estos tres primeros capítulos, se debe pensar que la construcción de la *visión del sistema eléctrico provincial* futuro se base en la planificación y desarrollo de los siguientes ejes u objetivos esenciales:

A) EL transporte y la transformación de la energía que proviene del SIN es de tratamiento exclusivo de la EPEC, la distribución en MT y BT en la Provincia de Córdoba se realiza a través de la EPEC (70% del mercado) y las restantes doscientas cinco cooperativas (30% del mercado). Es, por lo tanto, la EPEC la que afrontará las inversiones de infraestructura futura para la potencia necesaria demandada e interconectada con el SIN, con las líneas de AT para el transporte de energía hacia las zonas de mayor desarrollo y con las ET de conversión a niveles de tensión adecuados, cercanos a los consumos.

B) Hay que incentivar a los consumidores para que transformen el uso de energía en energías renovables, sacando del sistema su mayor parte del consumo. Si bien la GD ya tiene su marco regulatorio (leyes y resoluciones tanto a nivel nacional como provincial), el contexto económico actual y la ausencia de políticas fiscales NO favorecen el desarrollo de la GD para este propósito, aun con un potencial de recursos naturales importantes; se debe pensar en beneficios tentadores para su desarrollo en sectores como el industrial, el comercial y el residencial. Por orden de grado de importancia potencial sobre el sistema energético provincial, podría aventurarse el orden: 1) solar (térmica y fotovoltaica); 2) eólica; 3) biomasa, y 4) microhidráulica. En términos de la oferta técnico-comercial en desarrollo en la provincia, por ahora la tendencia se ve como máxima en el área solar.

C) El uso eficiente y consciente de la energía eléctrica debe ser una política que perdure en el tiempo. En el sector industrial y comercial ya se encuentra un Programa de Eficiencia Energética y de GD iniciado por el gobierno provincial en convenio con el CFI que es una excelente iniciativa, pero en este aspecto hay que incorporar al sector residencial y al sector público.

D) Es necesario llevar adelante acciones concretas para mitigar, remediar y compensar la emisión de GEI. El plan de forestación es un pensamiento no solo para amortiguar la creciente demanda de energía, sino para compensar los valores actuales de consumo.

Aun con todas estas acciones desarrollándose en un futuro de manera simultánea y observando que las fuentes energéticas alternativas son cada vez más competitivas económicamente (con ejemplos en algunos países con fuerte desarrollo), todavía un plazo de diez años parece resultar muy corto como para que puedan desplazar las fuentes fósiles de una manera significativa en la matriz energética.

9. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Asociación Electrotécnica Argentina (2015), *Reglamentación para la ejecución de instalaciones eléctricas en inmuebles, AEA 90.34-7-712 (Lugares y locales especiales. Sistemas de suministro de energía mediante paneles solares fotovoltaicos)*, AEA.

Basso, T. y DeBlasio, R. (2004), "IEEE 1547 Series of Standards: Interconnection Issues", *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, n.º 5, pp. 1159-1162.

Capuano, V.; Yorio, D.; Carranza, P.; Oroná, C. y Severini, H. (2009), Proyecto de Mitigación del Impacto Ambiental, generado por la Primera Reunión Latinoamericana de Plasma y Hemoderivados, Laboratorio de Hemoderivados "Presidente Arturo Illia"-Universidad Nacional de Córdoba, Argentina.

CHPQA (2000), "Guidance Note 10. Defining Good Quality CHP", CHPQA, Department of Environment, Food and Rural Affairs, Londres, RU.

Costantini, A.; Carro Pérez, M. E. y Francisca, F. M. (2016), "Evaluación del comportamiento térmico de una edificación reemplazando el material de la envolvente por suelo-cemento", *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente,* vol. 20, ASADES, pp. 05.33-05.43.

Courcelle, B. (2001), “Distributed generation: from a global market to niche applications”, Honeywell Distributed Power 2001, Niza, Francia.

Delacoste, E.; Carro Peréz, M. E. y Francisca F. M. (2015), “Ahorro energético en construcciones con mampuestos no convencionales”, *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, vol. 19, ASADES, pp. 08.147-08.156.

Delfanti, M.; Merlo, M.; Silvestri, A. y Gallanti, M. (2009), *Impactto della generazione diffusa sulle reti di distribuzione*, Politecnico di Milano, CESI RICERCA, Milán, Italia.

Ferreyra, D.; Sarmiento, D.; Szwarc, G. y Rocchia, N. (2016), “Experiencia en la implementación, operación y divulgación de una instalación fotovoltaica piloto en Argentina”, *RTyC*, año 16, n.º 31, Córdoba, Argentina, p. 163.

Generalitat de Catalunya, Comisión Interdepartamental del Cambio Climático (2011), “Guía Práctica para el Cálculo de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)”, versión de marzo de 2011.

Gómez Targarona, J. C. y Amatti, J. C. (2006), “Interacción generación distribuida-calidad de potencia, específicamente referida a huecos de tensión”, JRCEE 2006, Montevideo, Uruguay.

Gómez Targarona, J. C. y Tourn, D. H. (2006), “Nuevos criterios de coordinación de protecciones empleando energía específica y su relación con la calidad de potencia en sistemas con generación distribuida”, Proyecto de la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica, Argentina, código PICTO 23580.

Grossi Gallegos, H. y Righini, R. (2007), *Atlas de energía solar de la República Argentina*, Buenos Aires.

Hammons, T. J. y Lai, L. L. (2007), “International practices in distributed generation development worldwide”, IEEE General Meeting, Tampa, Florida, EE. UU., pp. 1-5.

Hammons, T. J. (2008), “Integrating renewable energy sources into European grids”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 30, n.º 8, Elsevier, RU, pp. 462-475.

Herman, D. (2001), “Integrating Distributed Resource into Electric Utility Distribution Systems”, EPRI White, California, EE. UU.

Ley 10.604 de la Provincia de Córdoba, Adhesión a la Ley Nacional 27.424 “Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Publica” (2019).

Ley 10.572 de la Provincia de Córdoba, Uso Racional y Eficiente de la Energía (UREE) (2018).

Ley 10.281 de la Provincia de Córdoba, Ley de Seguridad Eléctrica de Córdoba (2015).

Ley Nacional 27.424, “Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública” (2017).

Ley Nacional 27.191: Ley 26.190, “Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación” (2015).

Maristany, A.; Abadía, L. y Rivoira, A. (2017), “Hacia una metodología de análisis energético integral de la envolvente arquitectónica y urbana”, *De Res Architettura*, n.º 2, Córdoba, Argentina.

Nasir, B. A. (2014), “Design Considerations of Micro-hydro-electric Power Plant”, *Energy Procedia*, vol. 50, pp. 19-29. Disponible en http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610214007395.

OLADE (2018), “Panorama energético de América Latina y el Caribe 2018”, Organización Latinoamericana de Energía.

Pimentel, D.; Rodriguez, G.; Wane, T.; Abrams, R.; Golberg, K.; Staecker, H.; Ma, E., Brueckner, L.; Trovato, L.; Chow, C., Govindarajulu, U. y Boerke, S. (1994), “Renewable energy: economic and environmental issues”, *BioScience*, vol. 44, n.º 8.

Piumetto, M. y Gómez Targarona, J. C. (2013), “Characterization of Voltage Sags and its Impact on Sensitive Loads in a MV System with Distributed Generation for Single-phase Fault”, *IEEE Latin American Transactions*, vol. 11, n.º 1, pp. 439-446.

Piumetto, M.; Gómez Targarona, J. C. y Vaschetti, J. (2013), “Impacto de la red inteligente y la generación distribuida en los sistemas eléctricos de distribución”, en *Matriz de recursos energéticos de la Provincia de Córdoba*, CIECs, CONICET-UNC, pp. 55 a 74.

Piumetto, M. (2015), “Estudio de las influencias y aportes de la GD para controlar y optimizar el funcionamiento de las Redes Eléctricas de Distribución de la República Argentina”, tesis doctoral, FCEFyN de la UNC, Córdoba.

Reineri, C.; Rovere, H.; Florena, E. y Romero, F. (2017), “Valor del servicio: una alternativa para los sistemas de comercialización de energía en generación distribuida”, *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente,* vol. 23, ASADES, Argentina.

Reineri, C.; Campetelli, G. y Valetti, A. (2019), “La Provincia de Córdoba en un escenario de generación distribuida bajo un sistema de *feed in tariff*”, ASADES, Argentina.

Reyna, S.; Reyna, T.; Labaque, M. e Irazusta, B. (2017), “Energía mini y micro hidráulica: aporte contra el cambio climatico”, V Jornadas de Ingeniería del Agua, 24-26 de octubre, La Coruña.

Rivoira, A. y Riondet, V. (2013), “Evaluación de la eficiencia energética de las envolventes laterales de hormigón y vidrio en edificios de la Universidad Nacional de Córdoba, Argentina. Estudio de caso”, XII ENLAC, VIII ELACAC, Brasilia, Brasil, septiembre 2013.

Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, Secretaría de Energía (2019), “Guía del recurso solar”, disponible en https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/guia_del_recurso_solar_anexos_final.pdf.

Suchismita, S. D. y Singh, C. (2006), “A reliability assessment methodology for distribution systems with distributed generation”, IEEE General Meeting, Montreal, Canadá. PES.2006.1708964, Papers (2).

UNRC (2018), “Creación de la normativa que contemple los requisitos y procedimientos técnicos para la instalación y operación de sistemas de generación eléctrica distribuida menores a 300 kW conectados al sistema eléctrico interconectado. Trabajo para la Secretaría de Desarrollo Energético de la Provincia de Córdoba”. Presentación de resultados en ASADES en 2017 y 2019.

van Gerwen, R. (2006), “Distribution Generation and Renewables”, Cooper Development Association, Hemel Hempstead.

Vaschetti, J.; Gómez Targarona, J. C.; Coyos, C. V. e Ibarlucea, C. (2009), “Generación distribuida: Tipo de conexión del transformador de interconexión”, UTN Córdoba-CIGRE, mayo 2009.

10. FUENTES

• Infraestructura de Datos Espaciales de la Provincia de Córdoba (IDECOR): https://idecor.cba.gov.ar/.

• Dirección General de Estadísticas y Censos de la Provincia de Córdoba: https://estadistica.cba.gov.ar/.

• Ministerio de Servicios Públicos de la Provincia de Córdoba: http://ministeriodeserviciospublicos.cba.gov.ar/.

Secretaría de Desarrollo Energético de la Provincia de Córdoba: https://www.cba.gov.ar/reparticion/ministerio-de-servicios-publicos/secretaria-de-desarrollo-energetico/.

• Infraestructura de Datos Espaciales de la República Argentina (IDERA): https://www.idera.gob.ar/.

• Ministerio de Hacienda de la República Argentina: https://www.argentina.gob.ar/hacienda.

• Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC): https://www.indec.gob.ar/.

• Secretaría de Gobierno de Energía de la República Argentina: https://www.argentina.gob.ar/energia; http://datos.minem.gob.ar/.

• Programa de Abastecimiento de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables (RenovAr): https://www.argentina.gob.ar/energia/energia-electrica/renovables/renovar.

• Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC): https://www.epec.com.ar.

• Acciona, Energías Renovables: https://www.acciona.com/es/energias-renovables/.

• Generadora Córdoba SA: https://www.generadoracordoba.com.

• Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista: https://www.cammesa.com.

• MSU Energy: https://www.msuenergy.com.

• Grupo Albanesi SA: https://www.albanesi.com.ar.

• Precios adjudicados del Programa RenovAr: https://www.minem.gob.ar/www/833/25871/precios-adjudicados-del-programa-renovar.

• IRENA, “Renewable Power Generation Costs 2017”: https://irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017.

• “Qué es el costo nivelado eléctrico” (autor: Nelson Hernández): https://www.monografias.com/trabajos105/que-es-costo-nivelado-electrico-lcoe/que-es-costo-nivelado-electrico-lcoe.shtml.

• Periódico La República: https://www.larepublica.net.
• Curso de Capacitación de Gestores Energéticos, Sistemas de Gestión de la Energía, Auditoría Energética, UTN FRC y MSP (2019).
• Índice Provincial de Atractivo Renovable (IPAR): https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/1er_informe_ipar_marzo_2019.pdf.
• "Córdoba y los esfuerzos para aprovechar el potencial para el desarrollo de la energía", *Energía Estratégica*: https://www.energiaestrategica.com/cordoba-y-los-esfuerzos-para-aprovechar-el-potencial-para-el-desarrollo-de-la-energia-eolica/.

Capítulo 4
Informe de oportunidades de negocios energéticos

Marcelo Tavella, Ariel Miropolsky, Demian Tavella y Gustavo González

1. INTRODUCCIÓN

La energía es un insumo estratégico para el desarrollo de las actividades económicas de nuestra ciudad, por ello es fundamental asegurar un uso eficiente de los recursos energéticos disponibles y mantener su provisión ininterrumpida tanto a las industrias como a la sociedad en su conjunto. Contar con información actualizada que pueda ser utilizada como fundamento de acciones que promuevan el uso eficiente de la energía y la incorporación de energías alternativas que estén orientadas al cambio de la matriz energética de Córdoba constituye un objetivo primordial para quienes pretendan planificar el desarrollo sustentable de nuestra ciudad.

Esta información debe abordar no solamente los aspectos técnicos concernientes a la infraestructura necesaria del sistema eléctrico de Córdoba (generación, transmisión y distribución) para los próximos diez años, sino también los aspectos económicos que impactan en el desarrollo del sistema eléctrico de Córdoba, y sus interrelaciones.

Es por ello que en el punto 4, "Informe de oportunidades de negocio", de los términos de referencia (TDR) de la presente convocatoria, y dando respuesta al programa "Promover el cambio de la matriz ENERGÉTICA de la ciudad en pos de su SUSTENTABILIDAD" del "Plan de desarrollo territorial de la ciudad de Córdoba y su Área Metropolitana", se requiere la identificación de los sectores o actividades económicas sensibles a las proyecciones de demanda, a las inversiones requeridas y a los cambios esperados en la matriz energética, así como los efectos positivos (oportunidades) y negativos (amenazas), con especial enfoque en las pymes de Córdoba.

Este punto requiere como insumo básico para su concreción la información recabada en los puntos anteriores de los TDR, y muy especialmente del primer capítulo, "Informe de relevamiento de información existente y actualización de la matriz energética", como así también de la participación y opinión de los actores locales del sector productivo.

En este contexto, atento a lo expresado en el informe citado en el párrafo anterior, para el año 2050 se prevé una sustancial reducción en el uso de los combustibles derivados del petróleo en favor de los biocombustibles, del gas y de la electricidad, con una predominancia de esta última por sobre los dos anteriores (EEA, 2017).

La Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA, 2016) proporciona una estimación global del impacto macroeconómico del despliegue acelerado de energía renovable, donde se observa que la duplicación de la participación de las energías renovables en la combinación energética mundial esperada para 2030 aumentaría el PBI mundial en ese año hasta un 1,1%. Duplicar la proporción de energías renovables también afectaría el comercio internacional, aumentando el comercio de equipos de energías renovables y otros bienes y servicios de inversión, como servicios de ingeniería, acero o cables.

A nivel nacional, la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación prevé para el año 2030 varios escenarios posibles de la matriz energética nacional, a partir de la combinación del precio del petróleo y del crecimiento de la demanda energética. En donde la participación de las energías renovables no convencionales en la matriz eléctrica, que actualmente representan entre el 3,0% y el 10,0%, según la hora, el día y la época del año, para todos los escenarios descriptos se incrementaría a valores superiores al 25%.

Además de la modificación de la matriz eléctrica nacional; la electrificación; la descentralización; la digitalización; los cambios tecnológicos, tales como la incorporación de redes inteligentes (Smart Grids), y el creciente incremento de generación distribuida producirán en los próximos años oportunidades de negocios para las pymes locales, así como posibles amenazas que deben ser identificadas (IRENA, 2019).

2. OBJETIVOS DEL CAPÍTULO

Generales:

- Promover el cambio de la matriz energética de la ciudad en pos de su sustentabilidad.

- Contar con información actualizada que pueda ser usada como fundamento de acciones que promuevan el uso eficiente de la energía y la incorporación de energías alternativas que estén orientadas al cambio de la matriz energética de Córdoba.

Específicos:

- Identificar los sectores o actividades económicas sensibles a las proyecciones de demanda, a las inversiones requeridas y a los cambios esperados en la matriz energética, analizando los efectos positivos (oportunidades) y negativos (amenazas), con especial enfoque en las pymes de Córdoba.

- Identificar las oportunidades en el área de las energías no convencionales orientada a la diversificación productiva, analizando la cadena de insumos y servicios necesarios, y los nichos potenciales del mercado.

3. MATERIALES Y MÉTODOS

A efectos de alcanzar los objetivos propuestos, se definió la triangulación de estrategias metodológicas diferentes, combinando métodos cuantitativos con otros participativos y cualitativos.

Las herramientas de recolección de datos definidas fueron:

1) Documentación secundaria especializada.
2) Relevamientos de opinión por medio de encuestas estructuradas.
3) Desarrollo de talleres sectoriales de planificación estratégica participativa.
4) Entrevistas a informantes claves de los sectores productivos.

En cuanto a la documentación complementaria especializada, se tomaron de referencia las fuentes utilizadas en los capítulos anteriores.

Para las encuestas de opinión se utilizó una muestra aleatoria dirigida inicialmente a los participantes de los talleres de planificación sectorial participativa, luego ampliada a las bases de datos de referentes empresariales pymes que posee el Centro de Investigación y Transferencia en Tecnología y Estrategias para el Desarrollo (CITED) de la Universidad Tecnológica Nacional.

Se realizaron tres talleres sectoriales de planificación estratégica participativa, agrupando empresarios pymes y representantes de cámaras y asociaciones empresariales afines. Para los tres talleres fueron invitados también funcionarios de áreas de gobierno pertinentes y miembros del sector académico. Se decidió que las invitaciones a los talleres tuvieran carácter institucional y se efectuaran mediante notas emitidas por la Agencia para el Desarrollo Económico de Córdoba (ADEC).

Finalmente, para aquellos sectores productivos que no pudieron asistir o tuvieron menor grado de participación en los talleres, se realizaron entrevistas individuales a referentes de sus asociaciones empresariales, permitiendo incluir en el estudio la opinión de todos los sectores afectados.

El análisis final se llevó a cabo para la industria en su conjunto, con énfasis en las pymes, identificando los sectores o actividades económicas sensibles a las proyecciones de demanda, a las inversiones requeridas y a los cambios esperados en la matriz energética.

3.1. Encuesta de opinión

Dado que uno de los objetivos principales de este estudio es promover el cambio de la matriz energética de la ciudad en pos de su sustentabilidad, se consideró necesario y fundamental contar primero con una visión general de la situación, del conocimiento y las opiniones de los involucrados en lo referido a la materia.

Por lo tanto, como línea de acción inicial se lanzó una encuesta cuyas preguntas iban orientadas a entender el grado de conocimiento que existe sobre la tendencia del cambio de matriz energética, tanto en las empresas radicadas en la Provincia de Córdoba como así también en los miembros del sector público y académicos de los cuales se nutre el sector privado.

Por otra parte, en la encuesta se preguntaron cuestiones referidas a qué tecnologías asociadas a las energías renovables serían más convenientes en Córdoba, cuáles consideraban los participantes que tienen más potencial, cuáles son las barreras para el aprovechamiento y desarrollo de las energías renovables, si el mercado de Córdoba está preparado para el cambio de matriz energética, si el sector productivo tendrá nuevas oportunidades como producto de este cambio, y quiénes deben apoyar este proceso.

En el diseño del instrumento de recolección de datos, para la medida de los resultados, se aplicó una escala multidimensional utilizando información objetiva y subjetiva.

A continuación, el detalle de la encuesta en sí:

1) Asociación empresarial o institución:

2) ¿Está informado de cómo se espera que se modifique en los próximos años la matriz energética? Marque una sola opción.
   - Sí
   - No

3) En Córdoba, ¿qué tecnología asociada con las energías renovables considera la más conveniente? Marque todas las opciones que considere.
   a) Solar
   b) Biomasa
   c) Eólica
   d) Microgeneradores
   e) Otras:

4) ¿Cuáles cree que sean las aplicaciones de energías renovables con más posibilidades o con mayor potencial de recepción para el usuario? Marque todas las opciones que considere.
    a) Solar
    b) Biomasa
    c) Eólica
    d) Microgeneradores
    e) Otras:

5) ¿Qué barreras encuentran para su aprovechamiento y desarrollo?
    a) Económicas
    b) Políticas
    c) Sociales
    d) Culturales
    e) Jurídicas
    f) Otras:

6) A nivel mercado, ¿cree que Córdoba está preparada para desarrollar las energías renovables? (Fabricantes, expertos, proveedores, técnicos, etc.). Marque una sola opción.
    • Sí
    • No
    • NS/NC

7) De haber contestado "No", ¿qué se debería fortalecer?

8) ¿Piensa que para el sector productivo al que representa se ofrecerán nuevas oportunidades de negocios con la introducción de las energías renovables?
    • Sí
    • No

9) ¿Quiénes lo deberían apoyar para que esto suceda? Marque todas las opciones que considere.
    a) Estado nacional
    b) Estado provincial
    c) Estado municipal
    d) Universidades
    e) Asociaciones empresariales
    f) Bancos
    g) Otras:

10) Observaciones:

Cabe aclarar que la encuesta se realizó tanto en forma presencial como online mediante la herramienta "Google Forms".

3.2. Talleres de planificación sectorial

Como se mencionó anteriormente, con el objetivo de conocer las principales fortalezas y debilidades del sector productivo frente a este cambio de la matriz energética, y las líneas de acción de cada uno de estos sectores, se programaron tres talleres participativos para los días 11, 18 y 25 de septiembre de 2019 en instalaciones de la Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales de la UNC. Finalmente, por razones operativas, el último taller se prorrogó para el 3 de octubre de 2019 con sede en la Facultad Regional Córdoba de la Universidad Tecnológica Nacional.

Los sectores empresariales se agruparon por afinidad y los representantes del sector público pertinente y de las universidades públicas fueron invitados a participar de los tres talleres (se acompaña como anexos las invitaciones vertidas por la ADEC).

La dinámica de la actividad se dividió en tres:

1) Un primer momento disparador. Aquí se expuso a los participantes un análisis detallado de la matriz energética nacional y su prospectiva futura, incluyendo el contexto situacional de políticas y programas actuales, actores intervinientes y proyecciones hacia el futuro.

2) Una segunda instancia de diagnóstico, cuyo objetivo fue detectar oportunidades y amenazas generadas por el cambio esperado de la matriz energética, así como las fortalezas y debilidades del sector para enfrentarlas. Las principales tareas realizadas en esta etapa fueron:

    a) Identificar aspectos externos al sector, oportunidades y amenazas.
    b) Identificar aspectos internos del sector, fortalezas y debilidades.

3) Una instancia final de propuestas, donde se identificaron y priorizaron líneas de acción tendientes a aprovechar al máximo las oportunidades y fortalezas detectadas y minimizar el riesgo/impacto de las amenazas y debilidades del sector. Las principales tareas realizadas en esta etapa fueron:

    a) Identificar posibles líneas de acción.
    b) Priorizar las líneas de acción identificadas, por su eficacia y factibilidad.

Como producto final de los talleres, se obtuvo información relevante en cuanto a la opinión de las distintas cámaras, organismos públicos y del sector académico respecto a las principales oportunidades, fortalezas, debilidades y amenazas del sector productivo de Córdoba (en especial las pymes) frente al cambio de matriz energética que se está efectuando en Argentina.

Así mismo, mediante la aplicación de la matriz EF, se obtuvieron las principales líneas de acción tendientes a potenciar las fortalezas y oportunidades detectadas, como así también a mitigar los impactos de las debilidades y amenazas encontradas.

FODA

El análisis de FODA, también denominado DAFO o SWOT por sus siglas en inglés, es una herramienta analítica de planificación estratégica que permite trabajar con toda la información que posee una organización, sector, persona, entre otros.

Este análisis tiene muchas aplicaciones y puede ser usado por todos los niveles de la organización o en diferentes circunstancias de análisis, tales como producto, mercado, producto mercado, sector de la organización, unidad estratégica de negocio, etc.

El objetivo final de esta herramienta es detectar las fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas del elemento en estudio, los cuales se pueden definir de la siguiente forma:

• Se denomina fortalezas (F) a aquellas características o aspectos internos de la situación problemática que facilitan o favorecen el logro de los objetivos. Se recomienda identificar todas las fortalezas, al margen de las aparentemente triviales o comunes a todas las organizaciones.

• Se denomina oportunidades (O) a aquellos aspectos del entorno externo de la situación que pueden favorecer el logro de los objetivos o iniciar nuevos proyectos. Si bien son variables que están a la vista de todos, si no son reconocidas a tiempo, significará la pérdida de una ventaja competitiva. Se recomienda registrar todas las oportunidades que permitan potenciar los ingresos, los beneficios y los recursos.

• Se denomina debilidades (D) a aquellas características propias de la organización o elemento de análisis que constituyen obstáculos internos al logro de los objetivos. Se aconseja identificar y registrar aquellas debilidades que afectan adversamente a los clientes a un costo mínimo. Es conveniente asegurarse de que se registran las causas de los problemas actuales o potenciales, y no los síntomas.

• Se denomina amenazas (A) a aquellos aspectos que se presentan en el entorno de la situación problemática que pueden afectar negativamente las posibilidades de logro de los objetivos. Son variables que ponen a prueba la supervivencia de una organización y que, reconocidas a tiempo, pueden evitarse o ser transformadas en oportunidades. Es necesario identificar las pocas amenazas que pueden ser controladas por la organización o que pueden evitarse, de modo de desarrollar un primer borrador de plan para evitarlos.

Sobre la base de lo expuesto, queda claro que el análisis FODA o DAFO consta de dos partes: una interna y otra externa:

• La parte interna tiene que ver con las fortalezas y debilidades; es decir, aquellos aspectos sobre los cuales el objeto de estudio tiene algún grado de control.

• La parte externa mira las oportunidades que ofrece el mercado y las amenazas que debe enfrentar el objeto de estudio en el mercado seleccionado. Aquí es necesario desarrollar toda la capacidad y la habilidad del usuario de la herramienta para aprovechar las oportunidades y minimizar o anular las amenazas o aquellas circunstancias sobre las cuales se tiene poco o ningún control.

Lo explicado anteriormente se puede graficar en el siguiente cuadro:

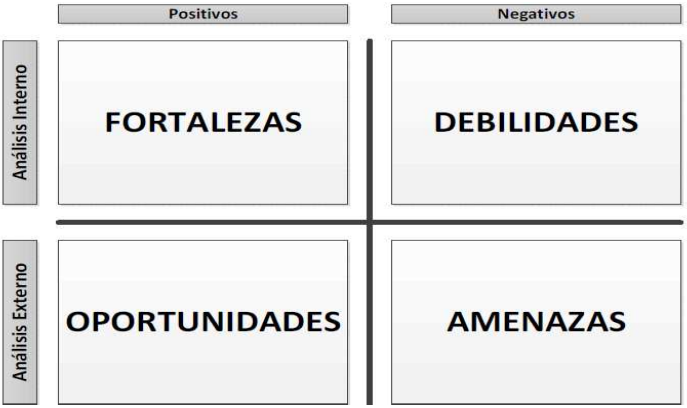


Fig.1. Matriz FODA (fuente: https://blogs.imf-formacion.com/blog/logistica/logistica/analisis-foda-logistica/).

Como herramienta, el análisis FODA puede ser representado a través de una matriz, la matriz FODA, que es una importante metodología para la formulación de cuatro tipos de estrategias:

• Fortalezas-Oportunidades (FO)

• Debilidades-Oportunidades (DO)

• Fortalezas-Amenazas (FA)

• Debilidades-Amenazas (DA)

En general, las organizaciones utilizan estrategias DO, FA o DA, para llegar a una situación en la cual puedan aplicar una estrategia FO. Cuando una organización afronta debilidades importantes, tratará de vencerlas y convertirlas en fortalezas; cuando la organización se ve enfrentada a una amenaza grave, luchará por evitarla y concentrarse más en las oportunidades.

Sector	**Oportunidades-O** *Liste las oportunidades*	**Amenazas-A** *Liste las amenazas*
Fortalezas-F *Liste las fortalezas*	**Estrategias FO** *Use las fortalezas para tomar ventaja de las oportunidades*	**Estrategias FA** *Use fortalezas para evadir amenazas*
Debilidades - D *Liste las debilidades*	**Estrategias DO** *Supere las debilidades tomando ventaja de las oportunidades*	**Estrategias DA** *Minimice debilidades y evite amenazas*

Fig. 2. Matriz FODA. Cruce de estrategias (fuente: http://daylin-plani.blogspot.com/).

3.3. Priorización de acciones. Matriz eficacia y factibilidad (EF)

Luego de haber realizado el análisis FODA y haber definido aquellas estrategias FO, FA, DO y DA, se puede realizar la Matriz EF. La misma cruza la eficacia y factibilidad de las acciones propuestas para llegar a un índice de prioridad para cada una de las estrategias y, sobre la base de ello, establecer un orden de prioridad.

Por "factibilidad" se entiende la posibilidad de poder llevar adelante la acción, mientras que por "eficacia" se entiende la capacidad para producir el efecto deseado o de ir bien para determinada cosa.

Cada acción debe ser valorada por una calificación sobre la base de una escala determinada; para el caso del taller se utilizó una escala de 1 a 3, según se detalla a continuación:

- Muy eficaz/de fácil ejecución: 3
- Eficaz/factible de concretar: 2
- Poco eficaz/de muy difícil ejecución 1

Una vez definida cada escala de factibilidad y eficacia por cada acción, se multiplican ambas, obteniendo el índice de prioridad (IP), matemáticamente:

IP = Eficacia x Factibilidad

Y, por último, sobre la base del resultado, se determina el orden de prioridad (OP), donde el 1 es aquel que tenga el IP más alto, y así sucesivamente.

ACCIONES	Eficacia	Factibilidad	I P	O P
1.1.1.				
1.1.2.				
1.1.3.				
1.2.1.				
1.2.2.				
1.3.1.				
1.3.2.				
1.3.3.				
2.1.1.				
2.1.2				
2.1.3.				
3.1.1.				
3.1.2.				
3.1.3.				
3.2.1.				
3.2.2.				
3.2.3.				

Fig. 3. Matriz EF.

3.4. Entrevistas a informantes claves

Tal como se indicara en el apartado "Materiales y métodos", para aquellos sectores productivos que no pudieron asistir o tuvieron menor grado de participación en los talleres, se realizaron entrevistas individuales a referentes de sus asociaciones empresariales con el objeto de poder contar con la opinión de todos los sectores empresariales pymes que se consideró que podían verse afectados por el cambio esperado para los próximos años de la matriz energética, incluso aquellos que demostraron menor interés de participación.

El diseño de la entrevista atiende a recabar el mismo tipo de información obtenida en los talleres, a efectos de conocer la opinión de las distintas cámaras empresariales respecto a las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas frente al cambio de la matriz energética, como también las líneas de acción o estrategias que consideran que se deben llevar adelante.

A continuación, el detalle del formato de la entrevista:

1. ¿Está informado de cómo se espera que se modifique la matriz energética en los próximos años?

   Sí ☐ No ☐

Para el entrevistador: si responde "no", se le comenta que hay un plan que tiene por objetivo aumentar el porcentaje de energía renovable para el 2030 hasta un 25%, teniendo en cuenta que el año pasado ya había un 5% en la matriz energética.

2. ¿Cuáles son las oportunidades que usted observa en su sector ante el cambio de la matriz energética?

3. ¿Qué amenazas puede generar en su sector la introducción de la energía renovable?

4. ¿Cuáles son las principales fortalezas que su sector presenta para afrontar el cambio de matriz?

5. ¿Cuáles son las principales debilidades de su sector?

6. Sobre la base de lo expuesto anteriormente, ¿cuál considera que deberían ser las líneas de acción que su sector debe llevar adelante para aprovechar las fortalezas y oportunidades, y disminuir las debilidades y amenazas?

4. RESULTADOS DE LA ENCUESTA

Como se indicó en "Materiales y métodos", se realizó una encuesta de forma presencial y mediante la herramienta Google Forms destinada, entre otras cosas, a indagar en lo siguiente:

- El conocimiento general del cambio de matriz energética.
- La opinión respecto a las tecnologías más convenientes en Córdoba.
- La opinión respecto a las tecnologías energéticas con más potencial en Córdoba.
- Las barreras para el aprovechamiento y desarrollo de las energías renovables.
- La preparación del mercado de Córdoba ante el cambio de matriz energética.
- Las nuevas oportunidades para el sector productivo.
- Los sectores que deben apoyar el cambio de la matriz energética y nuevos negocios en Córdoba.

En total se encuestaron ochenta personas provenientes de diferentes sectores, que se pueden clasificar en tres grandes grupos:

1) Sector pymes (representado por las empresas y cámaras empresariales).
2) Sector público (especialmente los organismos involucrados directa o indirectamente en este cambio de matriz).
3) Sector académico (fundamentalmente las universidades).

Todos los gráficos y tablas que se incorporan a continuación han sido elaborados por el equipo de trabajo con los datos obtenidos de la encuesta. La distribución del total de la muestra se expresa en el siguiente gráfico, en donde el sector pymes representa el 71,25% de los encuestados; el académico, el 16,25%, y el público, el 12,5 %:

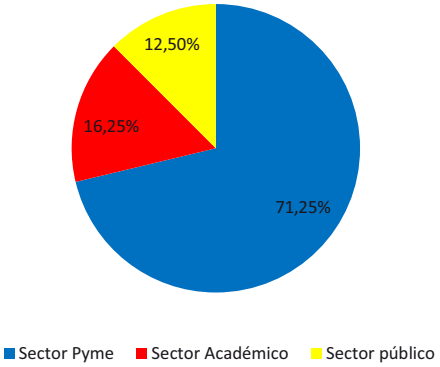


Fig. 4. Distribución de la muestra

Se considera que esta distribución de muestra permite obtener resultados confiables sobre la base de los objetivos planteados en un principio, que apuntaban a identificar los aspectos positivos y negativos del cambio de matriz energética en el sector productivo de Córdoba, así como las oportunidades en el mismo, aunque también es necesario conocer la opinión de los sectores académico y público, ya que estos influyen y se vinculan constantemente con el sector pymes.

En las subsecciones siguientes se procederá a detallar las respuestas obtenidas para cada una de las preguntas realizadas, tanto para el total de la muestra como para cada sector en particular. El objetivo es poder analizar las particularidades y realidades de cada uno de los grupos encuestados, a fin de tener un resultado realista de cada uno de ellos y poder realizar un análisis más detallado.

4.1. Resultados generales

En una primera instancia, el objetivo era determinar el conocimiento de los encuestados ante el cambio de la matriz energética que se dará en los próximos años; es por esta razón que la primera pregunta apuntaba a saber el grado de información en la materia. Como resultado, se obtuvo que, en total, el 65% de los encuestados se encontraban informados sobre el cambio, mientras que el 35% restante no lo estaba. Los resultados de esta pregunta se pueden apreciar en el siguiente gráfico:

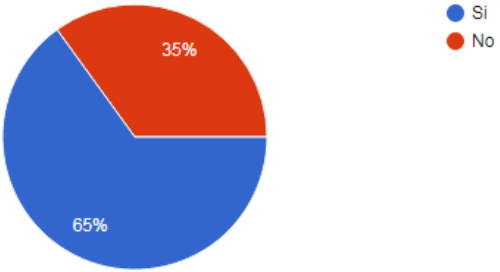


Fig. 5. ¿Está informado de cómo se espera que se modifique en los próximos años la matriz energética?

Si bien la mayoría indica que está informado sobre la modificación, es preocupante que haya alrededor de un 35% que no, sobre todo teniendo en cuenta que los encuestados forman parte de los actores a los cuales afectará directamente el cambio de la matriz.

Luego de tener una idea del grado de conocimiento sobre las acciones actuales que se están llevando a cabo, se consultó por aquellas tecnologías asociadas a las energías renovables que se consideraban más convenientes para Córdoba. Dicha pregunta brindaba la posibilidad de elegir varias opciones dentro de la herramienta, por lo que los resultados obtenidos muestran para cada opción qué porcentaje del total de los participantes la eligió. Es decir, cada alternativa en particular podría tener un resultado que va de 0% a 100%.

En este caso, la energía solar fue elegida por el 83,8% de los participantes como la más conveniente, seguida por la eólica, con un 45%; la biomasa, con un 43,8%; los microgeneradores, con un 17,5%, y, en una última instancia, el 1,3% eligió la energía solar concentrada (CSP) y la posibilidad de combinar varias de ellas.

Los resultados de esta pregunta se pueden ver en el siguiente gráfico:

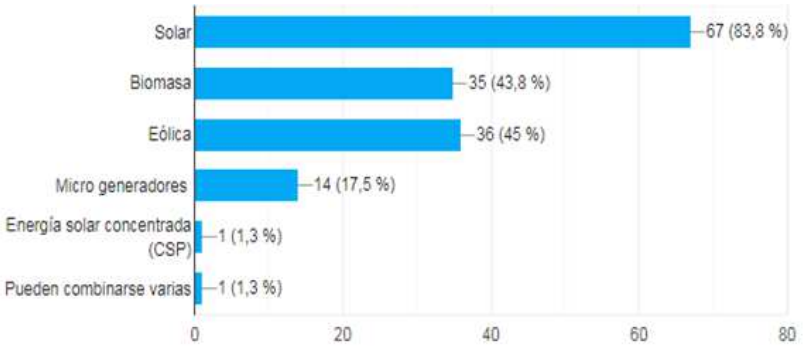


Fig. 6. En Córdoba, ¿qué tecnología asociada con las energías renovables considera la más conveniente?

Siguiendo con esta lógica, si bien pueden existir tecnologías más convenientes, podrían no ser las que tengan mayor potencial para la recepción de los usuarios; por lo tanto, la siguiente pregunta apunta a encontrar aquellas aplicaciones de energías renovables con mayor posibilidad o potencial de recepción para el interesado. Cabe destacar que el procesamiento de los resultados sigue la lógica de la pregunta anterior, donde cada opción puede mostrar resultados que van del 0% al 100%.

Como muestra, se obtiene que la energía solar es considerada por el 88,8% de los participantes como la de mayor potencial/posibilidad, seguida por la eólica, con un 22,5%; la biomasa, con un 20%, y los microgeneradores, con el 17,5%. Además, el 1,35% indicó que no sabe o que depende del tipo de usuario.

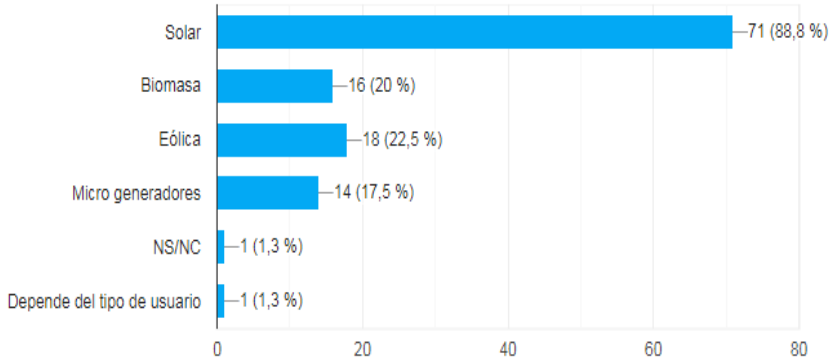


Fig. 7. ¿Cuáles cree que sean las aplicaciones de energías renovables con más posibilidades o con mayor potencial de recepción para el usuario?

Analizando la combinación de los gráficos anteriores, se puede determinar que claramente la energía solar es vista como aquella más conveniente y de mayor posibilidad/potencial para Córdoba; para el caso de las energías eólicas y biomasa, si bien se consideran convenientes, no son vistas con un alto potencial de desarrollo, posiblemente por las condiciones naturales de la provincia. Por último, si bien los microgeneradores son considerados como convenientes por el 17,5% de los participantes, ese mismo porcentaje se repite en cuanto al mayor nivel de potencial.

La siguiente pregunta estaba orientada a descubrir las principales barreras para el aprovechamiento y desarrollo de las energías renovables, que actúan como las mayores amenazas externas consideradas por los sectores encuestados. En esta pregunta se les dieron varias opciones a los participantes, con el objetivo de que elijan aquellas que consideraran más pertinentes; esto explica que los resultados de cada opción pueden ir de 0% a 100%, dependiendo de la cantidad de personas que haya elegido la opción.

En este marco, el 97,5% indicó que la principal barrera es la económica, seguido por las barreras políticas, que alcanzó 52,5% de las opiniones; en una menor proporción, se marcaron las barreras jurídicas, 20% de todos los participantes, y las culturales, con un 18,8%. En último lugar, las barreras sociales fueron elegidas por un 3,8% del total de muestra, y solo el 1,3% indicó la falta de control de las importaciones.

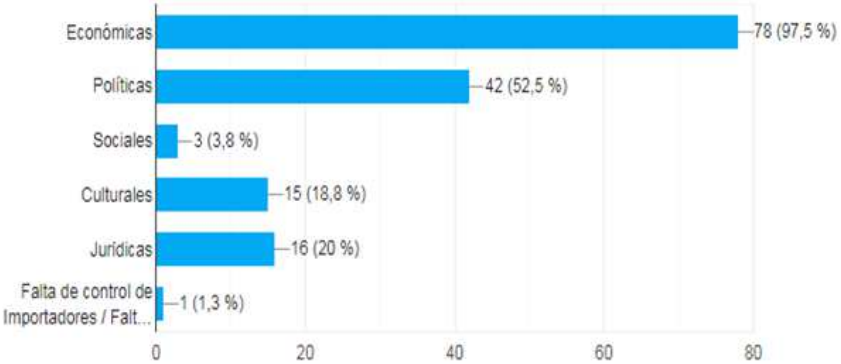


Fig. 8: ¿Qué barreras encuentran para su aprovechamiento y desarrollo?

En cuestiones de análisis hay que detallar que es posible que esta pregunta esté fuertemente influenciada por las condiciones macroeconómicas nacionales existentes en el momento de realizar el estudio, las que hacen que la respuesta económica haya sido masivamente seleccionada.

Con las preguntas anteriores se puede conocer la opinión de los actores participantes del cambio en cuanto a las oportunidades y amenazas, pero no se sabe aún si los participantes consideran que podrán abordar este cambio de matriz energética.

Por ello, se consultó si, a nivel mercado, se creía que Córdoba estaba preparada para desarrollar las energías renovables, ya sea por la disponibilidad de fabricantes, expertos, proveedores, técnicas, etc.

Ante esta demanda, el 67,5% del total respondió que sí; el 20%, que no, y un 12,5%, “no sabe/no contesta”, como se puede apreciar a continuación:

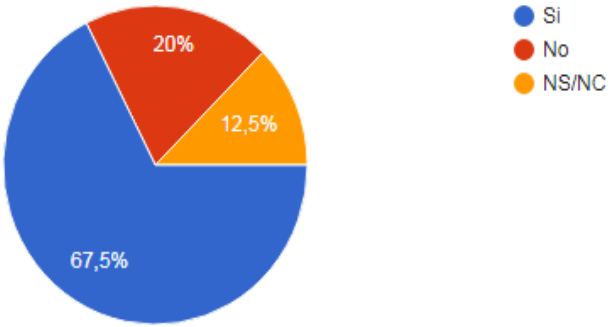


Fig. 9. A nivel mercado, ¿cree que Córdoba está preparada para desarrollar las energías renovables? (Fabricantes, expertos, proveedores, técnicos, etc.)

Este resultado puede ser considerado alentador, teniendo en cuenta el alto porcentaje de respuestas afirmativas encontradas, y deja la posibilidad de trabajar en aquellas respuestas negativas o de desconocimiento.

Para aquellas respuestas que fueron “No”, los principales puntos considerados para fortalecer son:

- Los componentes son mayoritariamente importados y faltan parámetros de calidad.
- Política de Estado-leyes.
- Capacitación.
- Poco desarrollo y promoción industrial.
- Falta de instaladores para energía distribuida.

• Falta de apoyo jurídico.
• Falta de promoción tarifaria.
• Escasa transferencia del conocimiento y la tecnología de la universidad a las empresas.
• Ausencia de líneas de financiamiento accesibles.
• Falta masificación a través de la reducción de costos y de un proceso de formación activo.
• Poca idoneidad de los profesionales a cargo.
• La mayor difusión de las oportunidades y posibilidades del negocio.
• Ausencia de incentivos fiscales para la adopción de esta tecnología, por ejemplo, desgravación del IVA, amortización acelerada, bonos de crédito fiscal, etc.
• Profesionales de la materia aún en desarrollo; sería necesario profesionalizar la industria a un alto nivel, exportar conocimiento y aumentar la investigación y el desarrollo, así como generar planes de estudio de carreras de grado y posgrado.
• Especialización en la materia de todos los actores involucrados, tanto en el ámbito privado como en el público.
• La infraestructura y los medios económicos para el desarrollo.

En cuanto a si el sector productivo puede acceder a nuevas oportunidades de negocios ante la introducción de las energías renovables, el 83,8% consideró que sí, mientras que el 16,2% dijo que no.

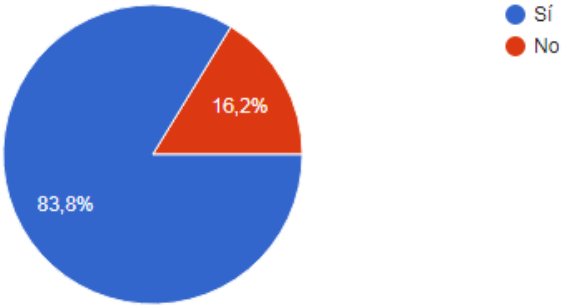


Fig. 10: Piensa que para el sector productivo al que representa se ofrecerán nuevas oportunidades de negocios con la introducción de las energías renovables

Respecto a los agentes promotores del cambio y fomentadores de nuevas oportunidades, hay un amplio consenso en que tanto el Estado nacional como el Estado provincial deben encarar el cambio, ya que, como en esta consulta se daba la posibilidad de elegir entre varias alternativas, del 100% de los que respondieron, el 83,8% señaló el Estado nacional, y el 82,5%, el provincial. En segunda instancia, se observa la elección de los bancos como agentes de promoción del cambio, con el 51,2% del total de la muestra. En tercera instancia, se encuentra el Estado municipal, con el 46,3%; las universidades, con el 42,5%, y las asociaciones empresariales, con el 37,5%. Además, hay que mencionar que un 3,8% de los encuestados indicó “no sabe/no contesta”, mientras que el 1,3% destacó a la ADEC.

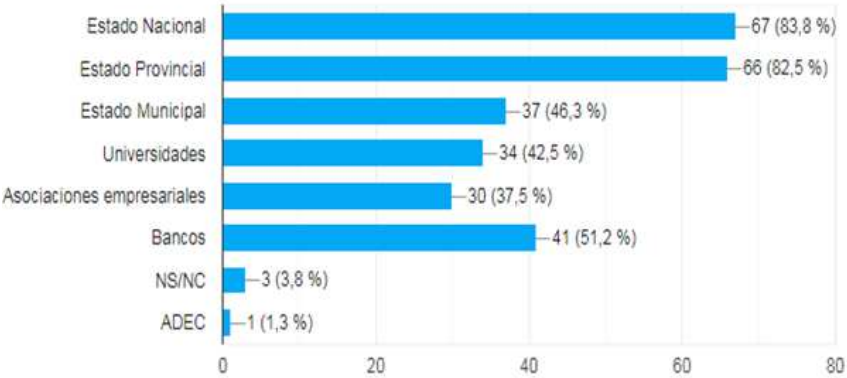


Fig. 11. ¿Quiénes lo deberían apoyar para que esto suceda?

Por último, algunos comentarios y observaciones extras de los participantes fueron:

• Desde la Provincia se ha notado avance, pero la Nación tiene que apoyar para que se impulsen más las energías renovables.
• Es de alta importancia el conocimiento de la gente y las ventajas que cualquiera de las energías alternativas representa no solo para la industria, sino también para las comunidades y unidades familiares.
• Si no hay una política seria, responsable, a mediano y largo plazo, solo van a ser buenas intenciones, la parte privada no puede invertir en esta tecnología para recién amortizarla a los diez años y no tener absolutamente ningún apoyo estatal para bajar los costos iníciales, que siempre son altos. Aquí es donde deben dar planes, bajas tasas y la posibilidad de financiar estos proyectos para facilitar su adopción.
• Córdoba tiene muchísimo potencial, tanto en recursos naturales renovables como en recursos humanos. Falta mucha difusión y mucha capacitación de mano de obra ejecutora, y de profesionales que sepan diseñar los sistemas.
• Es preciso trabajar en el costo, los materiales y la eficiencia.
• Es necesaria una política energética de eficiencia seria a nivel Estado.
• Mientras continúe la falta de control a quienes importan productos cuyo objeto de negocio nunca fue la energía; se permita importar productos de afuera sin ninguna restricción o aranceles, o se sigan ofreciendo productos de automotor (baterías) para uso en “almacenamiento de energías renovables”, no será posible realizar un camino de desarrollo local, ni siquiera invertir en algún tipo de desarrollo local.
• Hace falta mayor cantidad de información de calidad respecto de este tema para que las empresas tomen las decisiones correctas que generen el mayor beneficio posible.

4.2. Resultados estratificados por sector

4.2.1. Sector público

Las encuestas del sector público provinieron de los siguientes organismos:

• Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSeP).
• Ministerio de Servicios Públicos de la Provincia de Córdoba.
• Ministerio de Ciencia y Tecnología de la Provincia de Córdoba.
• Dirección General de Energías Renovables y Comunicaciones.

En relación con la primera pregunta, que intentaba determinar el conocimiento del cambio de la matriz energética dentro de los encuestados, se observa que, para el sector público, el 90% de los encuestados está al tanto del cambio que se viene realizando, y solo el 10% no lo conoce. Esto implica un vasto conocimiento del sector público acerca de los cambios que se vienen realizando en la estructura del sector energético argentino. Es importante rescatar que dichos resultados son lógicos, teniendo en cuenta que el sector público

consultado está altamente involucrado en el cambio de la matriz energética de Córdoba en forma directa o indirecta, y en muchos casos funcionan como promotores del cambio, soportando la actividad industrial.

Los resultados mencionados se observan en el siguiente gráfico:

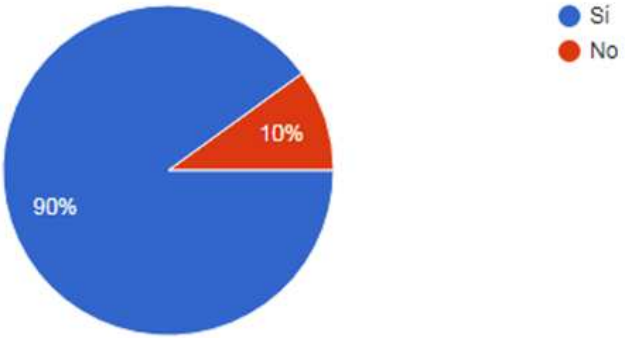


Fig. 12. ¿Está informado de cómo se espera que se modifique en los próximos años la matriz energética? (sector público).

Respecto de la pregunta que consultaba por aquellas tecnologías asociadas a las energías renovables que se consideraban más convenientes para Córdoba, se obtuvo como resultado para el sector público que la energía solar fue elegida por el 80% de los participantes como la más conveniente, le sigue la biomasa, con un 60%, y, por último, la eólica y los microgeneradores, ambas con un 40% del total de los entrevistados.

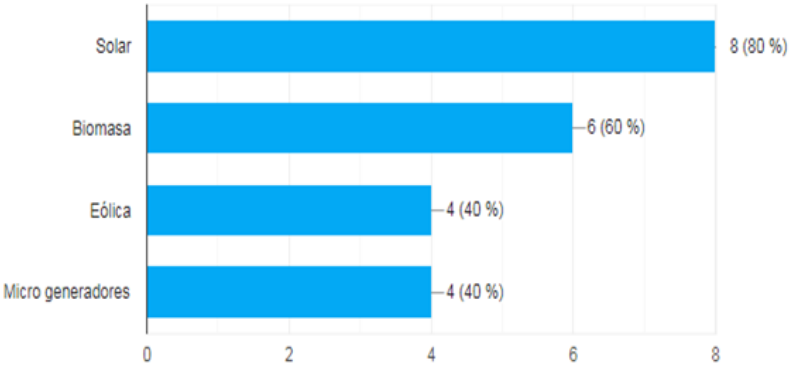


Fig. 13. En Córdoba, ¿qué tecnología asociada con las energías renovables considera la más conveniente? (sector público).

En cuanto a la siguiente pregunta, que buscaba conocer cuáles serían las aplicaciones de energías renovables con más posibilidad o potencial de recepción para el usuario, se observa que la energía solar fue votada por el 80% de los encuestados, seguida por la biomasa y los microgeneradores, con un 20%; por último, “NS/NC”, con un 10%. Un detalle importante a destacar es que la energía eólica no fue elegida por ninguno de los participantes de este sector.

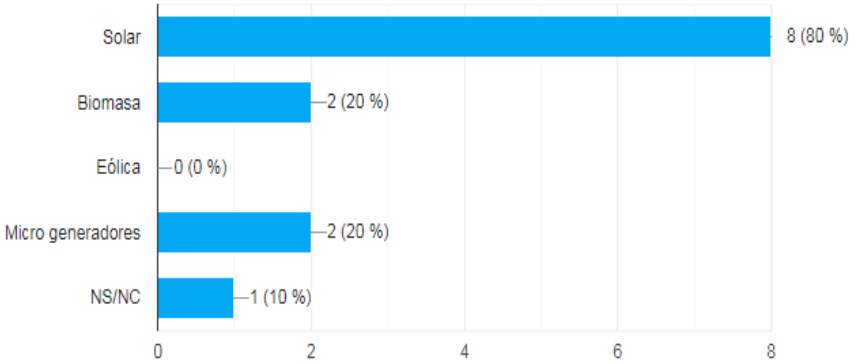


Fig. 14. ¿Cuáles cree que sean las aplicaciones de energías renovables con más posibilidades o con mayor potencial de recepción para el usuario? (sector público).

Analizando la combinación de los gráficos anteriores, se puede llegar a la conclusión de que el sector considera que la energía solar es aquella más conveniente y, a la vez, la que tiene mayor posibilidad de desarrollo en Córdoba. Por otra parte, si bien la biomasa es considerada muy conveniente, no es vista con tanto potencial para el desarrollo en Córdoba; lo mismo y en mayor escala sucede con la energía eólica, la cual es considerada sin potencial en su totalidad. Por último, en lo que respecta a los microgeneradores, la relación es parecida a la de la biomasa, aunque en menor escala.

En la pregunta vinculada a las barreras para el aprovechamiento y desarrollo del cambio de matriz energética, se encuentra que el 100% eligió la opción de las barreras económicas; se ubican en segundo lugar las políticas, con un 60%; luego las jurídicas, con un 30%, y, por último, las culturales, con el 20%. Cabe destacar que las barreras sociales no obtuvieron respuesta.

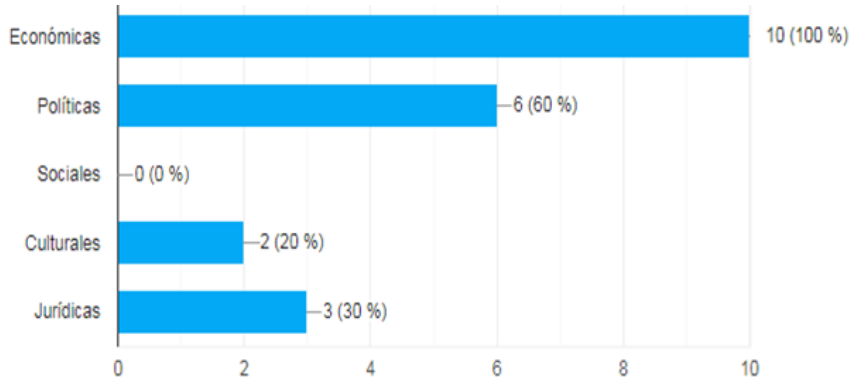


Fig. 15. ¿Qué barreras encuentran para su aprovechamiento y desarrollo? (sector público).

En cuanto a si, a nivel mercado, Córdoba está preparada para desarrollar las energías renovables, el sector público considera, en un 50%, que sí; en un 30%, que no, y un 20% contestó “NS/NC”, como puede verse a continuación:

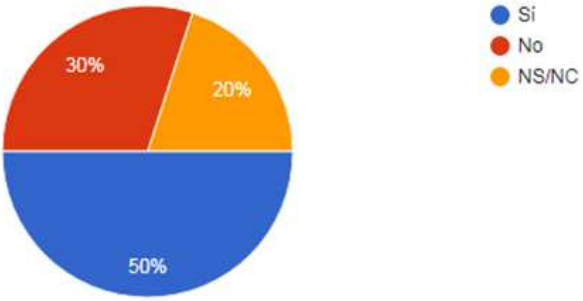


Fig. 16. A nivel mercado, ¿cree que Córdoba está preparada para desarrollar las energías renovables? (Fabricantes, expertos, proveedores, técnicos, etc.) (sector público).

Respecto a las razones por las que se considera que no está preparado, se señala que se deben fortalecer principalmente las políticas de Estado y las leyes.

En cuanto a si, para el sector productivo al que representan los encuestados, se pueden ofrecer nuevas oportunidades con la introducción de las energías renovables, el 90% contestó que sí, mientras que solo el 10% dijo que no, como puede verse en el siguiente gráfico:

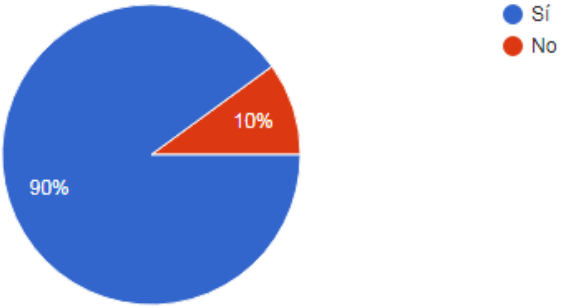


Fig. 17. ¿Piensa que para el sector productivo al que representa se ofrecerán nuevas oportunidades de negocios con la introducción de las energías renovables? (sector público).

Por último, en lo vinculado a los actores asociados a apoyar para que las oportunidades sucedan, en primer lugar, este sector señaló al Estado nacional, con el 70% de las posibilidades de elecciones, en segundo lugar, al Estado provincial y las asociaciones empresariales, con el 50%; luego, las universidades, con el 40%; el Estado municipal y los bancos, con el 30%; “NS/NC”, con el 20%, y en último lugar, como opción agregada por los participantes, la ADEC, con un 10%.

A continuación se puede ver lo anteriormente expresado:

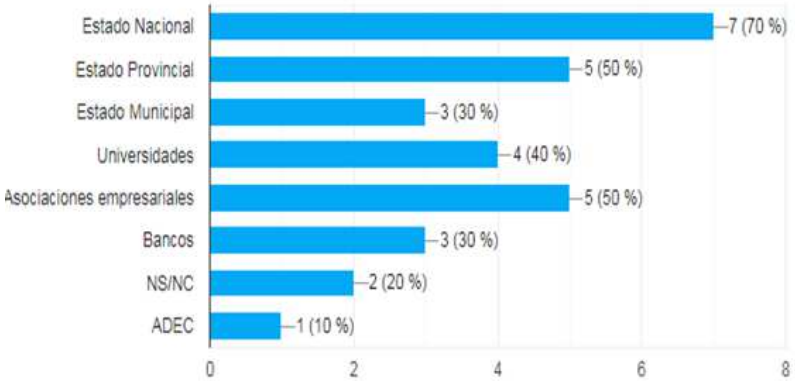


Fig. 18. ¿Quiénes lo deberían apoyar para que esto suceda? (sector público).

4.2.2. Sector académico

Las encuestas del sector académico provienen de los siguientes organismos:

- Universidad Tecnológica Nacional
- Universidad Nacional de Córdoba
- Universidad Blas Pascal

Para la primera pregunta, en este caso, el resultado obtenido fue que el 69,2% del total de la muestra sí está informado sobre las modificaciones de la matriz en los próximos años, mientras que el 30,8% no está al tanto de dicho cambio.

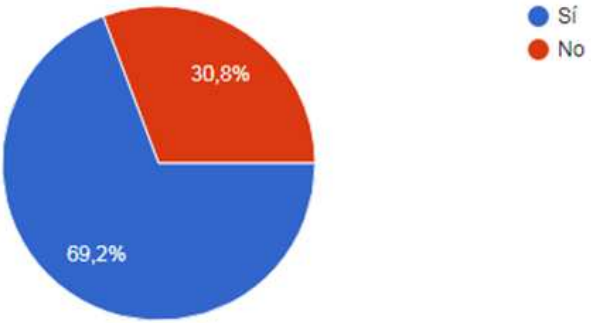


Fig. 19. ¿Está informado de cómo se espera que se modifique en los próximos años la matriz energética? (sector académico).

Para la segunda pregunta se observa que nuevamente la energía solar es la opción más elegida como tecnología asociada con las energías renovables más convenientes, seleccionada por el 69,2% del total de los encuestados; en un segundo lugar, se encuentra tanto la biomasa como la energía eólica, con un 53,8%, seguida por los microgeneradores, con un 30,8%; por último, se agregó como alternativa la energía solar concentrada (CSP). Lo expresado anteriormente se puede ver en el siguiente gráfico:

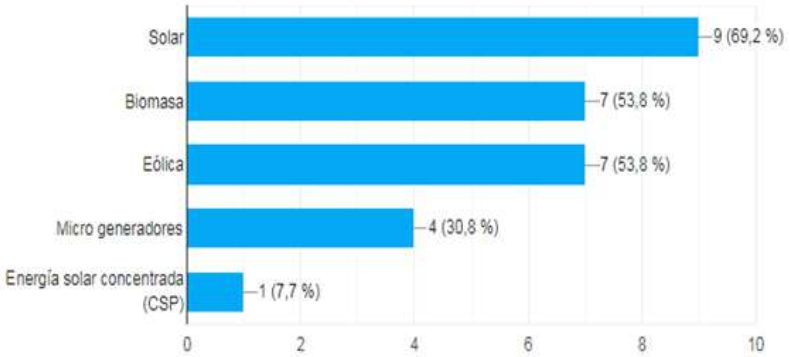


Fig. 20. En Córdoba, ¿qué tecnología asociada con las energías renovables considera la más conveniente? (sector académico).

Para la siguiente pregunta, se observa que la energía solar fue elegida por el 84,6% de los votantes, respecto a la aplicación con mayor posibilidad/potencial de recepción para el usuario. Las otras tres opciones de la pregunta, biomasa, eólica y microgeneradores, obtuvieron la misma cantidad de respuestas, que representa un 23,21% del total de opiniones.

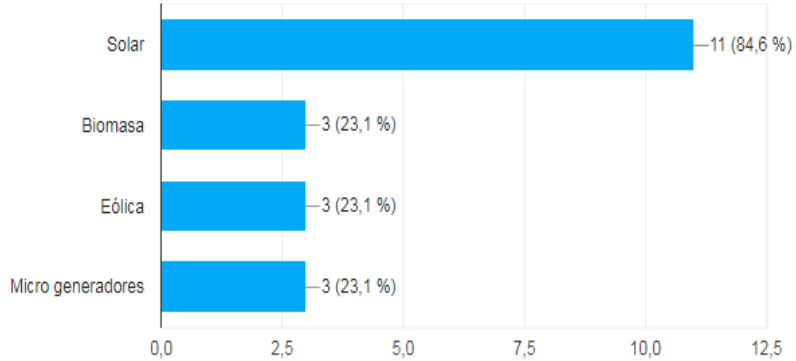


Fig. 21. ¿Cuáles cree que sean las aplicaciones de energías renovables con más posibilidades o con mayor potencial de recepción para el usuario? (sector académico).

Vinculando los dos gráficos anteriores, la energía solar se muestra como aquella con mayor potencial para la recepción de los usuarios, así como la considerada más conveniente. Para el caso de la biomasa y la eólica, si bien son consideradas convenientes, luego no son tan bien vistas en cuanto a su potencial o posibilidad de recepción por parte de los usuarios.

En lo referido a las barreras para el aprovechamiento y desarrollo, como resultado, el 92,3% de los votantes considera la barrera económica, seguida por la política, con un 61,5%; luego, en un tercer lugar compartido, las barreras culturales y jurídicas, con un 23,1%, y, por último, las sociales, con un 7,7%. Los resultados se muestran en el siguiente gráfico:

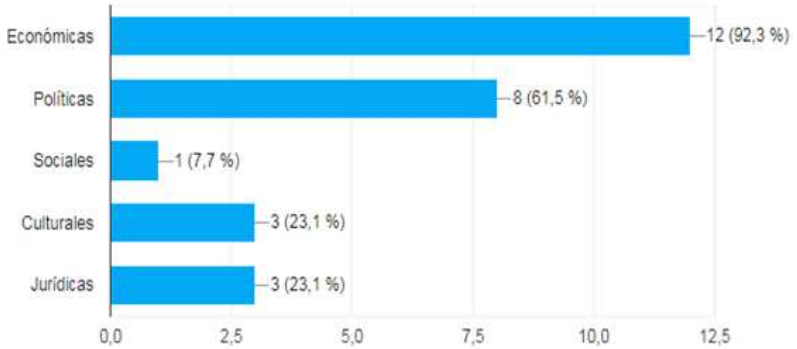


Fig. 22. ¿Qué barreras encuentran para su aprovechamiento y desarrollo? (sector académico).

Siguiendo con el análisis de los resultados, el 69,2% del sector académico cree que Córdoba está preparada para desarrollar las energías renovables, en contraposición con el 23,1%, que no considera esto, mientras que un 7,7% indicó “NS/NC”.

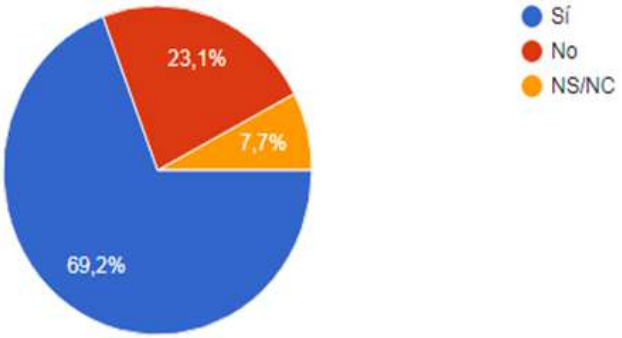


Fig. 23. A nivel mercado, ¿cree que Córdoba está preparada para desarrollar las energías renovables? (fabricantes, expertos, proveedores, técnicos, etc.) (sector académico).

En cuanto a los principales puntos a fortalecer en Córdoba, se considera:

- Los componentes mayoritariamente se importan y los profesionales se están formando.
- Profesionalizar la industria a un alto nivel. Exportar conocimiento y aumentar la investigación y el desarrollo. Generar planes de estudio de carreras de grado y posgrado.
- La infraestructura y los medios económicos para el desarrollo.

Además, el 92,3% de los participantes de este sector considera que la introducción de energías renovables ofrecerá nuevas oportunidades de negocios, mientras que solo el 7,7% opina lo contrario.

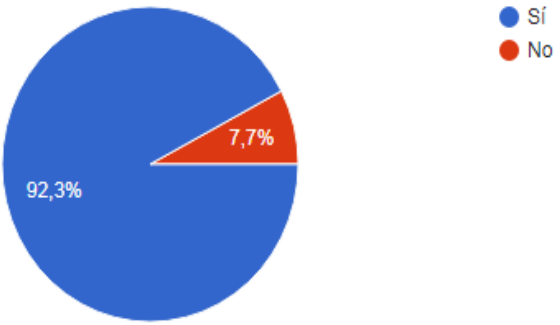


Fig. 24. ¿Piensa que para el sector productivo al que representa se ofrecerán nuevas oportunidades de negocios con la introducción de las energías renovables? (sector académico).

Por último, según las opiniones recabadas de este sector, el Estado provincial debería ser el principal promotor para apoyar a que las nuevas oportunidades se concreten, elegido por el 92,3% del total de encuestados; le sigue a este el Estado nacional, con un 76,9%, y en una tercera escala, el Estado municipal, las universidades y los bancos (53,8%); por último, se encuentran las asociaciones empresariales, con un 38,5% de las elecciones por parte de los votantes. Cabe destacar que el 7,7% opinó "NS/NC".

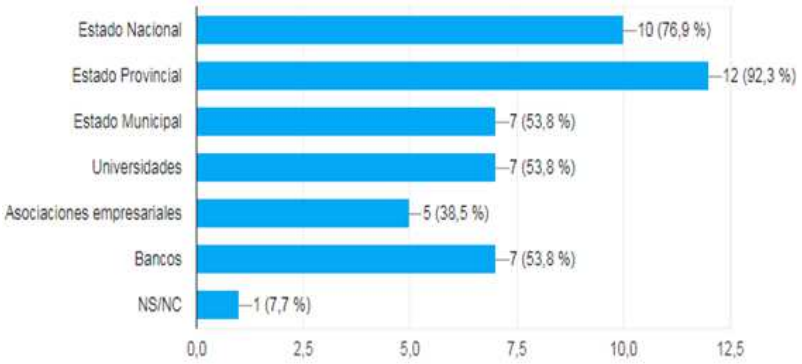


Fig. 25. ¿Quiénes lo deberían apoyar para que esto suceda? (sector académico).

4.2.3. Sector pymes

Las opiniones de las pymes estuvieron representadas por empresas y profesionales independientes de diferentes sectores, muchos pertenecientes a alguna de las siguientes cámaras:

- Cámara Argentina de la Construcción.
- Cámara de Industria Eléctrica de Córdoba.
- Cámara de Industrias Informáticas, Electrónicas y de Comunicaciones del Centro de Argentina.
- Cámara de Industriales Metalúrgicos y Componentes de Córdoba.
- Cámara de Industrias Plásticas de Córdoba.

A partir de la primera pregunta, se pudo conocer que el 59,6% de los participantes de este sector está al tanto de las modificaciones que se esperan en los próximos años en la matriz energética, mientras que el 40,4% no lo está. Este último porcentaje es el más alto de los tres sectores. El resultado de lo anteriormente descripto se muestra en el siguiente gráfico:

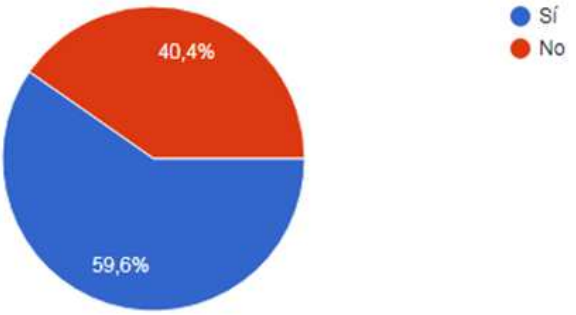


Fig. 26. ¿Está informado de cómo se espera que se modifique en los próximos años la matriz energética? (sector pymes).

En cuanto a las tecnologías asociadas con las energías renovables consideradas más convenientes, el sector considera a la energía solar como la número uno, ya que fue elegida por el 87,7% del total de los participantes, seguida por la energía eólica, con el 43,9%; la biomasa, con el 38,6%, y, por último, los microgeneradores, con el 10,5%.

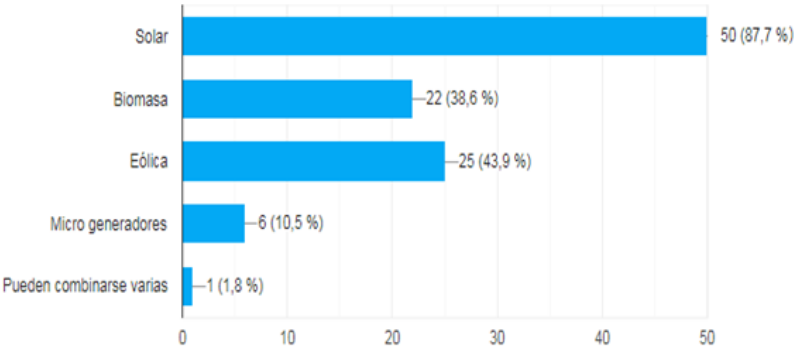


Fig. 27. En Córdoba, ¿qué tecnología asociada con las energías renovables considera la más conveniente? (sector pymes).

Para el caso de las aplicaciones de energías renovables con más posibilidad o mayor potencial de recepción para el usuario, el 91,2% de los encuestados eligió la energía solar, seguida por la energía eólica, con el 26,3%; la biomasa, con el 19,3%, y, en último lugar, los microgeneradores, con el 15,8%.

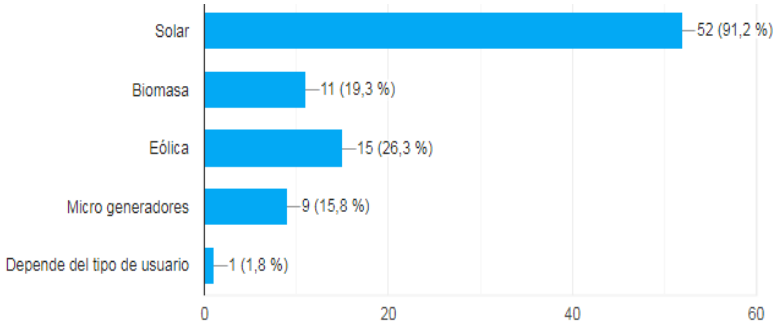


Fig. 28. ¿Cuáles cree que sean las aplicaciones de energías renovables con más posibilidades o con mayor potencial de recepción para el usuario? (sector pymes).

Para este sector se observa una clara relación en cuanto al orden de elección entre aquellas energías consideradas como más convenientes y las que se piensan con mayor potencial y posibilidad para los usuarios. Así, en ambos casos la energía solar fue elegida en primer lugar, mientras que los microgeneradores en el último.

En lo referido a las barreras para el aprovechamiento y el desarrollo, claramente la principal es la económica, ya que fue elegida por el 98,2% del total de la muestra de este sector, seguida por las barreras políticas, con un 49,1%. En tercer lugar se encuentran tanto las barreras culturales como las jurídicas, con un 17,5%, y, por último, las sociales, con tan solo el 3,5%. Además, se agregó como otra barrera, con tan solo el 1,8%, la falta de control y de regulación de las importaciones.

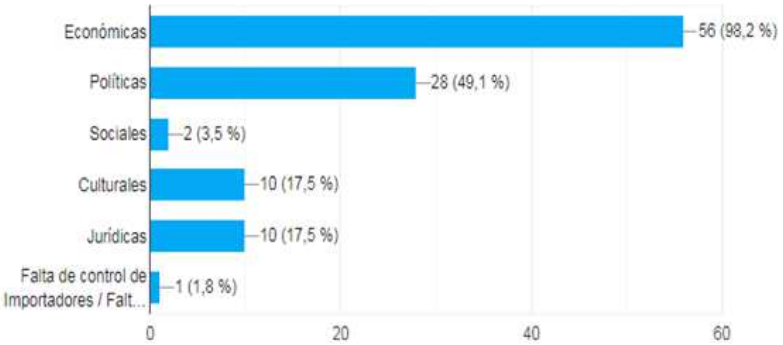


Fig. 29. ¿Qué barreras encuentran para su aprovechamiento y desarrollo? (sector pymes).

Respecto a si el sector pymes se encuentra preparado para desarrollar las energías renovables, el 70,2% considera que sí, mientras que el 17,5% dice que no. Además, un 12,3% eligió la opción “NS/NC”.

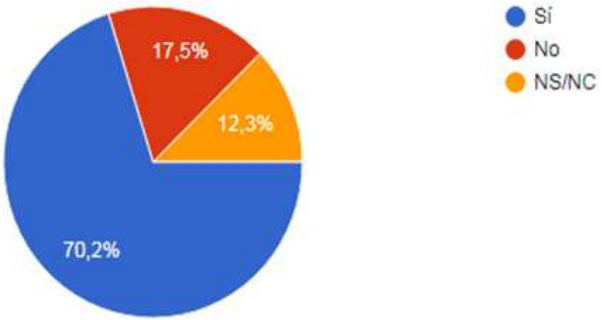


Fig. 30. A nivel mercado, ¿cree que Córdoba está preparada para desarrollar las energías renovables? (fabricantes, expertos, proveedores, técnicos, etc.) (sector pymes).

Haciendo un “zoom” en la pregunta anterior, a aquellos que contestaron que no se les preguntó qué puntos consideraban que habría que fortalecer, y las respuestas obtenidas fueron:

- Instaladores distribuidos.
- Capacitación, promoción industrial, apoyo jurídico, promoción tarifaria.
- Transferencia del conocimiento y tecnología de la universidad a las empresas. Líneas de financiamiento accesibles. Masificación a través de la reducción de costos y de un proceso de formación activo.
- Que los ingenieros que estén a cargo sean idóneos.
- La experiencia, la especialización de los profesionales y los parámetros de calidad de las importaciones.
- Mayor difusión de las oportunidades y posibilidades del negocio; mayores incentivos tributarios a los usuarios.

• La tecnología necesaria no se fabrica en Argentina, solo algunos accesorios, por eso el acceso a la misma no es masivo, dado los altos costos en dólares.
• Especialización en la materia.

Por otra parte, el 80,7% considera que el sector productivo al que representa se le ofrecerán nuevas oportunidades de negocios con la introducción de las energías renovables, mientras que el 19,3% piensa lo contrario.

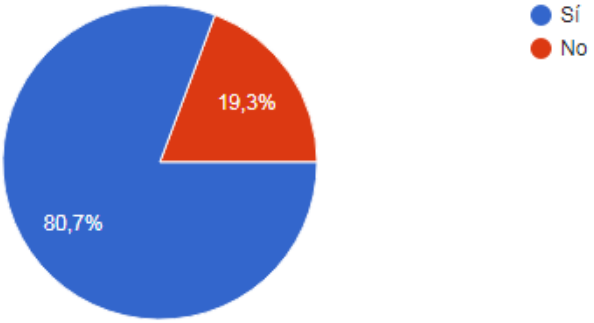


Fig. 31. ¿Piensa que para el sector productivo al que representa se ofrecerán nuevas oportunidades de negocios con la introducción de las energías renovables? (sector pymes).

Por último, este sector piensa que, en primer lugar, el Estado nacional debe apoyar las nuevas oportunidades de negocios, ya que fue elegido por el 87,7% de los participantes. Le sigue el Estado provincial, con un 86%, y luego los bancos, con el 54,4%. Con menor porcentaje de elecciones se encuentra el Estado municipal, con el 47,4%; las universidades, con el 40,4%, y, por último, las asociaciones empresariales, con el 35,1%. A continuación se muestra el gráfico con los resultados:

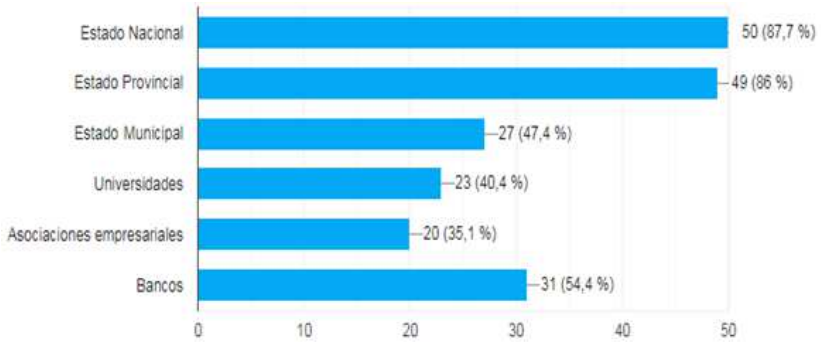


Fig. 32. ¿Quiénes lo deberían apoyar para que esto suceda? (sector pymes).

4.2.4. Comparación de sectores encuestados

En esta sección se procederá a comparar los resultados obtenidos entre los distintos sectores con el objetivo de identificar diferentes oportunidades y sectores sensibles ante el cambio.

Respecto a la primera pregunta, se observa claramente que el sector público está fuertemente informado sobre el cambio de la matriz energética, mientras que el sector pymes tiene un desconocimiento que asciende al 40%.

En el siguiente gráfico se comparan los resultados obtenidos para cada sector y para la encuesta en general:

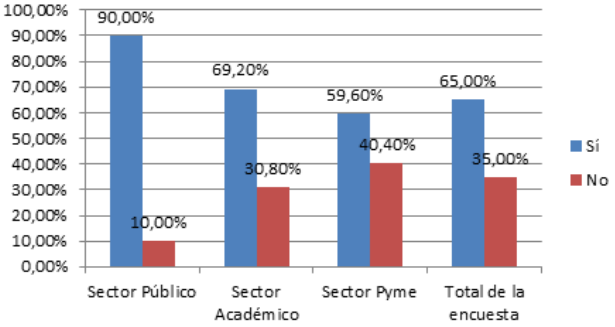


Fig. 33. Comparativa de sector respecto de su conocimiento en el cambio de la matriz energética.

Este resultado lógicamente muestra las discrepancias de información manejada entre el sector público y el sector pymes, mientras que el sector académico se encuentra entre ambos. Resulta necesario, entonces, reforzar los canales de comunicación entre lo público y lo privado.

En cuanto al orden de las energías renovables consideradas más convenientes, independientemente del porcentaje, la energía solar es la más elegida para todos los sectores, existiendo una fuerte discrepancia en los valores del medio, ya que los sectores académicos y públicos eligieron la biomasa como la segunda, mientras que para el sector pymes es la tercera, para esta muestra la eólica se impone como más conveniente. Por último, nuevamente hay coincidencia en aquella elegida como última.

Tecnología de energía	Sector			Total de la encuesta
	Público	Académico	Pymes	
Solar	1	1	1	1
Biomasa	2	2	3	3
Eólica	3	2	2	2
Microgeneradores	3	3	4	4

Tabla 1. Orden de energías renovables consideradas más convenientes por sector.

Un escenario similar se plantea cuando se habla de aquellas energías con mayor posibilidad o potencial de aceptación por parte del usuario, en forma gráfica el orden puede apreciarse en la siguiente tabla:

Tecnología de energía	Sector			Total de la encuesta
	Público	Académico	Pymes	
Solar	1	1	1	1
Biomasa	2	2	3	3
Eólica	4	2	2	2
Microgeneradores	3	3	4	4

Tabla 2. Orden de energías renovables consideradas con más posibilidad o mayor potencial de recepción para el usuario.

En cuanto a las barreras que encuentran para el aprovechamiento y cambio, los resultados son similares en lo referente al orden de prioridad, ya que en todos los casos la situación económica es vista como la principal barrera, seguida por las políticas y, luego, las jurídicas, las culturales y, en último lugar, las sociales.

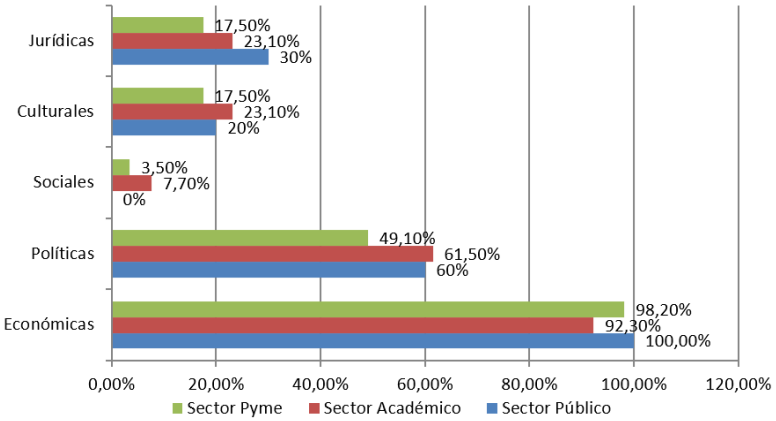


Fig. 34. Comparación de resultados de barreras para cada sector encuestado.

Respecto a si Córdoba está preparada para desarrollar las energías renovables, es claro que el sector pymes considera mayoritariamente que sí, ya que este valor superó el 70% de los participantes; el sector académico considera lo mismo. En el sector público los resultados son diferentes, ya que solo el 50% considera que sí, mientras que el 30% dice que no, y se da un alto porcentaje de respuesta "NS/NC" (20%).

Sector	Sí	No	NS/NC
Sector público	50%	30%	20%
Sector académico	69,20%	23,10%	7,70%
Sector pymes	70,20%	17,50%	12,30%

Tabla 3. Comparación de respuestas ante la pregunta sobre si Córdoba está preparada para desarrollar las energías renovables.

Respecto a si considera que este cambio traerá nuevas oportunidades para el sector que representa, se puede concluir que los tres sectores creen mayoritariamente que sí, siendo el valor más bajo el del sector pymes, con un 80,7% de respuestas positivas.

Por último, en cuanto a los principales actores que deben apoyar las nuevas oportunidades de negocios ante el cambio de la matriz energética, las respuestas fueron variables por sectores. En el siguiente gráfico se muestra el resultado obtenido:

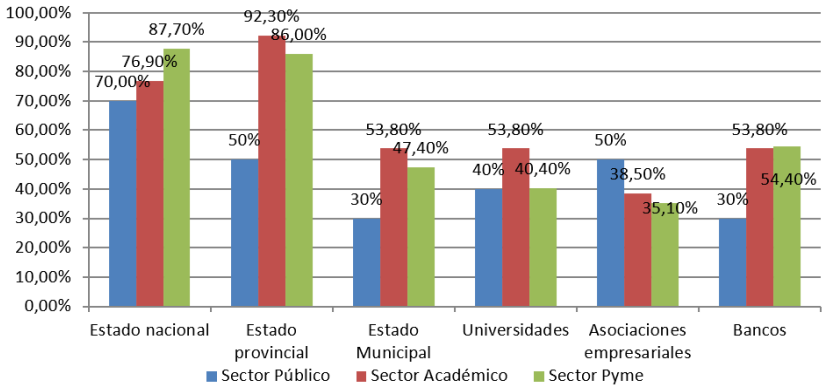


Fig. 35. Comparación de resultados por sector ante la pregunta de quiénes deberían apoyar las nuevas oportunidades de negocios ante el cambio de matriz.

Como conclusión del gráfico anterior se obtiene lo siguiente:

1) En todos los casos, el Estado nacional y provincial son considerados como actores fundamentales y necesarios.
2) El Estado municipal queda en un segundo plano frente a los dos anteriores.
3) Las universidades muestran una importancia mayor para los sectores académicos, pero no son tan importantes para los sectores públicos y pymes.
4) Las asociaciones empresariales son consideradas poco importantes para este cambio, salvo para el sector público.
5) Los bancos son considerados como muy importantes, en un segundo lugar después del Estado nacional y provincial, salvo para el sector público, que no los considera importantes.

5. INFORMACIÓN OBTENIDA DE LOS TALLERES

En los talleres participaron representantes de las siguientes instituciones:

1. Agencia para el Desarrollo Económico de Córdoba (ADEC).
2. Universidades nacionales (UTN y UNC).
3. Ministerio de Servicios Públicos de la Provincia de Córdoba.
4. Ministerio de Ciencia y Tecnología de la Provincia de Córdoba.
5. Dirección General de Energías Renovables y Comunicaciones.
6. Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSeP).
7. Cámara Argentina de la Construcción.
8. Cámara de Industria Eléctrica de Córdoba.
9. Cámara de Industrias Informáticas, Electrónicas y de Comunicaciones del Centro de Argentina.
10. Cámara de Industriales Metalúrgicos y Componentes de Córdoba.
11. Federación Argentina de Cooperativas de Electricidad y otros Servicios Públicos Limitada.

Las siguientes fotografías muestran la dinámica de trabajo de los talleres:



Fig. 36. Fotografías Taller 11-9-2019.



Fig. 37. Fotografías Taller 18-9-2019.



Fig. 38. Fotografías Taller 3-10-2019.

5.1. Análisis FODA

A continuación se incorpora la información, ya procesada e integrada, obtenida en el análisis FODA realizado por los participantes de los talleres sectoriales de planificación estratégica participativa.

Fortalezas:

- Disponibilidad de recursos energéticos primarios renovables en la provincia.
- Entramado de cooperativas en Córdoba. Favorece la generación distribuida a media escala.
- Empresas en toda la cadena de valor de la energía y de transporte.
- Importante base de empresas pymes locales.
- Existencia de universidades con departamentos especializados en energías renovables.
- Hay mucha investigación y capacidad científica en el sector académico.
- Conocimiento, *know-how* y capacidades tecnológicas aplicables en el sector energético.
- Recursos académicos ligados.

• Capacidad de complementación con proveedores internacionales (oportunidad de servicios).
• Entorno industrial desarrollado.

Debilidades:

• Falta de mano de obra calificada. Técnicos operativos.
• Marco regulatorio deficiente. Actualización del código de edificación.
• Falta de experiencia de empresas de la construcción en obras de generación.
• Falta de reserva de mercado para las pymes. Competencia de empresas internacionales que fabrican en lugares con menos carga impositiva y costos.
• Escasa disponibilidad de recursos financieros propios para la inversión.
• Carencia de recursos humanos formados para I+D.
• No hay acceso a la ley de industria debido a la clasificación como "servicios" de muchas actividades relacionadas.
• Faltan agencias acreditadas para la gestión de financiamiento de "fondos verdes".
• Falta de interacción de las empresas de la cámara y de la cámara misma con el sector científico y académico.
• Escasez de mano de obra calificada para los técnicos de campo.
• Falta de financiamiento I+D.
• Falta de comunicación entre diversos actores.
• Limitada capacidad de negociación.
• Limitada capacidad de producción.

Oportunidades:

• Fondos verdes para financiamiento internacional y nacional.
• Disponibilidad de gasoductos existentes para biogás e H_2.
• Disminución de costos por la promoción del uso masivo de energía renovable.
• Creación de pymes para la disposición y el mantenimiento de distintas instalaciones.
• Disponibilidad de recursos para generación de energía eléctrica.
• Generación de fuentes de trabajo en obras civiles e infraestructura y en la cadena energética.
• Recursos naturales en la región.
• Normativas nacionales y provinciales.
• Incentivo al desarrollo de las energías renovables propiciando demanda de *hard* y de servicios.
• Desarrollo de nuevos negocios en el ámbito de las energías renovables con mínimos ajustes productivos/tecnológicos.
• Contexto favorable para la integración de las empresas de las cámaras a la matriz energética.
• Hay financiamiento internacional "fondos verdes".
• Acompañamiento legal, administrativo y financiero para promover mercados y sistemas de control.
• Ampliación de espectros de negocios de energías renovables.
• Cambios de paradigma en la gestión de negocios.

Amenazas:

• Incertidumbre sobre futuras políticas e incentivos.
• Fluctuaciones del tipo de cambio. Imposibilidad de previsión de costos manejando una moneda nacional en constante devaluación.
• Dependencia del sistema eléctrico interconectado nacional.
• Intereses históricos sobre hidrocarburos. "Lobby".
• Falta de políticas de Estado.
• Falta de financiamiento promovido.
• Falta de planificación estratégica en energía.
• Escaso horizonte de pensamiento estratégico (dos años como máximo).
• Escala de producción vs. "fabricantes" chinos, por ejemplo.
• Políticas cambiantes "pendulantes" entre la apertura de la importación y el cierre.
• Falta de interacción entre los diferentes actores: gobierno, sector educativo y empresarial.
• Dificultad en escala y costos de producción.
• Contexto político/económico cambiante.

5.2. Propuestas y líneas de acción

Como resultado de las estrategias marcadas anteriormente ante el cruce del FODA y la aplicación de la matriz EF, se obtuvieron las siguientes líneas de acción priorizadas:

Acciones	Eficacia	Factibilidad	IP	OP
Búsqueda de proveedores locales que requieren *partners* locales con *know-how* y capacidades de implementación.	2+2+3=7	3+2+2=7	49	**1**
Promover, de manera asociativa, revisar la aplicación de la ley de industria y demás regulaciones que afecten al sector.	3+3+2=8	2+3+1=6	48	**2**
Observatorio intersectorial para identificar necesidades de productos y servicios en generación y distribución eléctrica (nichos de mercado).	3+3+3=9	2+1+2=5	45	**3**
Identificar qué se podría fabricar en Córdoba, sustituyendo importaciones y exigiendo por ley un porcentaje de integración, como ocurre con la industria automotriz, impulsando así el crecimiento de las empresas y sectores afines.	2+3+3=8	2+2+1=5	40	**4**
Conformación de un centro de desarrollo y capacitación que incluya validación y gestión de matriculación para técnicos de campo.	3+2+2=7	2+2+1=5	35	**5**
Aumentar el financiamiento para desarrollar la capacidad tecnológica de las empresas locales. Para aprovechar los fondos MDL.	3+2+3=8	1+1+1=3	24	**6**
Elaborar políticas de corto plazo para la eficiencia en escala de producción y costos.	2+1+1=4	2+1+2=5	20	**7**

Tabla 4. Líneas de acción.

6. ANÁLISIS DE LAS ENTREVISTAS

Analizados los listados de participantes en los talleres sectoriales de planificación estratégica participativa, se llegó a la conclusión de que era necesario realizar cuatro entrevistas a referentes de las siguientes asociaciones empresariales:

- Cámara de Industriales Metalúrgicos y de Componentes de Córdoba (CIMCC). Si bien participaron empresarios pymes del sector y un representante de la Comisión Directiva, se consideró, dada la importancia que tiene este sector en la industria manufacturera de Córdoba, incorporar mayor información.
- Cámara de Industrias Plásticas de Córdoba, quienes fueron invitados al tercer taller en conjunto con la CIMCC y no participaron.
- Cámara Argentina de la Construcción (CAMARCO). Aunque la Cámara estuvo representada por su nivel gerencial en el primer taller, no fue importante la participación de empresarios del sector, considerando que pudieran tener un rol importante en las inversiones necesarias en infraestructura para el traslado y distribución de la energía.
- Córdoba Technology Cluster. No participaron representantes ni empresarios del sector en el segundo taller, donde también se convocó a los representantes de la Cámara de Industrias Informáticas, Electrónicas y de Comunicaciones del Centro de Argentina (CIIECCA). Además, se espera que los empresarios de este sector puedan cumplir un importante rol en la incorporación de nuevas tecnologías digitales.

Perfil de los entrevistados

Se fijó como objetivo entrevistar, en carácter de informantes claves, a miembros de las comisiones directivas de las asociaciones empresariales indicadas en el punto anterior. Se planteó de este modo en virtud de que cumplen un doble rol, como referentes del sector empresarial elegido y, a su vez, como empresarios directivos de pymes de la provincia.

Este objetivo se alcanzó en tres de ellas, en el caso de Córdoba Technology Cluster, luego de numerosas gestiones, solo fue posible entrevistar a un integrante del *staff* de la asociación. Se aclara también que, en el caso de la Cámara de Industrias Plásticas de Córdoba, se efectuó una entrevista simultánea a dos de los miembros de su Comisión Directiva.

Los entrevistados, con sus cargos y asociaciones fueron los siguientes:

• Ing. Luis Silbestein, vocal titular de la Comisión Directiva de la Cámara de Industriales Metalúrgicos y de Componentes de Córdoba.
• José Giletta, presidente de la Comisión Directiva; Pantaleón Gallará, tesorero de la Comisión Directiva, Cámara de Industrias Plásticas de Córdoba.
• Cr. Marcos Barembaum, presidente de la Comisión Directiva, Cámara Argentina de la Construcción, delegación Córdoba.
• Lic. Lorena Llanes, coordinadora de Proyectos y RRII, Cluster Córdoba Technology.

Información recabada en las entrevistas

Las entrevistas completas se incorporan al presente informe como anexos; a modo de resumen se exponen los principales conceptos recabados para cada sector, enfocados fundamentalmente en lo siguiente:

1) Conocimiento de la matriz energética.
2) Oportunidades.
3) Amenazas.
4) Fortalezas.
5) Debilidades.
6) Principales líneas de acción.

Cámara de Industriales Metalúrgicos y de Componentes de Córdoba

1) Conocimiento de la matriz energética: conocimiento previo sin profundidad sobre el cambio de la matriz energética.

2) Oportunidades: reconocen en el cambio una oportunidad de negocio, poseen socios que están incursionando en la producción de energías renovables, y están realizando acciones en conjunto para ofrecer soluciones en el ámbito metalmecánico.

3) Amenazas: consideran que las exigencias que se plantean a nivel legislativo pueden ser un limitante para las pymes y micropymes. Además, plantean la falta de fondos de financiación, los altos costos del sector y proveedores.

4) Fortalezas: sector informado que ya está trabajando sobre el tema, poseen incubadora de proyectos (vivero metalúrgico). Además, tienen capacidad ociosa en las empresas del sector.

5) Debilidades: falta de I+D. Falta de inversión. Falta de competitividad frente a productos importados.

6) Acciones: ya se encuentran trabajando sobre el tema desde un departamento específico sobre energía renovable, y, en cuanto al trabajo con los socios, tienen un núcleo productivo, que se llama precisamente “energías renovables”, para brindar oportunidades que den participación al sector metalmecánico. Por otra parte, consideran que se debe seguir trabajando en la concientización e información de todos los socios que se introduzcan en este campo de trabajo.

Cámara de Industrias Plásticas de Córdoba

1) Conocimiento de la matriz energética: escaso conocimiento previo sobre el cambio de matriz energética. Existen acciones aisladas en cuanto a implementar producción de energía renovable en algunas pequeñas empresas, pero con el objetivo de cumplir el requisito de tener el mínimo de energía renovable exigido. Poca visualización de grandes nuevas oportunidades de negocio.

2) Oportunidades: poder mejorar la distribución/suministro de energía, evitando cortes o cambios en la tensión, lo cual afecta la producción, sobre todo en épocas de mayor consumo. Colaborar con la mejora medioambiental.

3) Amenazas: falta de incentivos para la inversión (subsidios, créditos a baja tasa). “Reglas de juego” poco claras hasta el momento. Contexto económico.

4) Fortalezas: su dependencia de la energía eléctrica, lo cual indefectiblemente los hace partícipes del cambio en el uso de energías alternativas. Gran cantidad de empresas en el sector (se entiende que, realizando trabajos de cooperación, resultará más fácil afrontar los cambios).

5) Debilidades: tamaño de las empresas de la Cámara (la mayoría son empresas chicas).

6) Acciones: consideran que, antes de comenzar a realizar acciones sobre este tema, es necesario el acceso a un esquema normativo claro, fuentes de financiación como subsidios o créditos a tasas accesibles.

Cámara Argentina de la Construcción

1) Conocimiento de la matriz energética: tienen conocimiento pleno sobre el cambio de la matriz energética. Forman parte del Consejo Asesor de Política Energética de Córdoba (CAPEC). Participan de encuentros intersectoriales e interinstitucionales. Poseen una comisión de energía en la Cámara que tiene en agenda el tema.

2) Oportunidades: el cambio de matriz energética genera nuevas oportunidades de negocio, las cuales ya están siendo aprovechadas por los miembros de la Cámara, sobre todo en las obras civiles.

3) Amenazas: contexto económico-financiero (restricción financiera para enfrentar la elevada inversión necesaria). Falta de técnicos (en cantidad) especializados en el área. Incertidumbre sobre el marco regulatorio.

4) Fortalezas: reconocen en el cambio de matriz energética un nuevo nicho, distinto del tradicional. Ya poseen socios de la Cámara que están generando energía renovable, tanto para el autoabastecimiento como para entregar/insertar energía a la red (reducción en los costos del uso de energía). Actitud emprendedora de las empresas socias de la Cámara. Experiencia en el área para el desarrollo de obras civiles relacionadas con el cambio de matriz (por ejemplo, parques eólicos).

5) Debilidades: tamaño de las empresas de la Cámara (la mayoría son empresas “medianas” y “chicas”). Dificultad para generar autofinanciamiento. Falta de conocimiento, tecnología y aprendizaje sobre el tema.

6) Acciones: mantener en agenda el tema y seguir participando de los distintos espacios como lo vienen realizando. Intensificar la capacitación a las empresas, e incentivarlas a invertir en el uso de energías renovables.

Cluster Córdoba Technology

1) Conocimiento de la matriz energética: escaso conocimiento previo sobre el cambio de matriz energética.

2) Oportunidades: reconocen en el cambio una gran oportunidad de negocio debido a que, siempre que hay una actualización o un cambio de sistema, esto implica una transformación digital que, obviamente, favorece a su sector (por ejemplo, en lo relacionado a la medición de la eficiencia energética). En consecuencia, de lo anterior distinguen la oportunidad de lograr orientarse hacia ciudades más sustentables, donde la digitalización tenga que ver no solamente con la incorporación de la tecnología, sino también con acciones que sean más amigables con el entorno ambiental.

3) Amenazas: no consideran que haya amenazas hacia el sector debido al cambio de matriz.

4) Fortalezas: ser el segundo polo tecnológico más grande de la Argentina (alrededor de 450 empresas radicadas en Córdoba, vinculadas al sector). En relación con aquellas que forman parte del clúster tecnológico, que superan las 300, tienen diferentes verticales de trabajo y de desarrollo que pueden aportar a la cadena de valor.

5) Debilidades: falta de visualización o promoción ante las empresas del clúster sobre la oportunidad que supone el cambio de matriz energética. Cierta resistencia al cambio para pivotear ante las oportunidades de negocio.

6) Acciones: realizar acciones de sensibilización y visualización de la oportunidad destinadas a las empresas del sector. Trabajar internamente para diversificar la oferta que ya se tiene. Profundizar en el conocimiento sobre pasos o acciones a seguir para la implementación del cambio de matriz energética. Alentar a las empresas a la vinculación y el trabajo sinérgico para generar soluciones multisectoriales.

Comparando las cuatro entrevistas realizadas se puede decir lo siguiente:

- El conocimiento sobre el cambio de la matriz energética es variado y está siendo aprovechado de diferentes formas, justificado también por las oportunidades propias que puede presentar cada sector. Mientras que, por ejemplo, la Cámara de la Construcción posee un manejo vasto del tema y está implementado líneas de acción claras para aprovechar las nuevas oportunidades de negocios, el Cluster Córdoba Technology desconoce sobre el tema y lo ve como un potencial para el futuro.

- Todos los sectores entrevistados observan como positivo el cambio de matriz energética; tres de ellos detectan futuras oportunidades de negocios para sus empresas asociadas. Por su parte, la Cámara de Plásticos, si bien observa como beneficioso el cambio, ya que esto afectará positivamente su esquema de producción diario, no plantea una nueva oportunidad de negocio ante este.

- Respecto a las amenazas, la mayoría está vinculada a la falta de financiamiento, los altos costos del sector, la ausencia de reglas claras y el marco regulatorio legislativo, así como a la escasez de técnicos en la materia. Todos los entrevistados detectaron amenazas, a excepción del Cluster Córdoba Technology, que no ve ninguna.

- En cuanto a las fortalezas, son variadas, dependiendo del entrevistado. En algunos casos, las situaciones intrínsecas del sector son marcadas como fortalezas, por ejemplo, el tamaño del sector informático en Córdoba o la dependencia de la energía eléctrica para el sector del plástico; en otros casos, la proactividad y el conocimiento sobre el tema son marcados como fortalezas.

- En relación con las debilidades, varían según el sector; aun así, se detecta como común la falta de información e innovación sobre el tema, la resistencia al cambio y el tamaño de la empresa, lo que dificulta la posibilidad de autofinanciarse ante proyectos de gran envergadura.

A continuación se muestra un resumen de elaboración propia con las principales fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas detectadas en las entrevistas:

Fortalezas

- Para el caso del Cluster Córdoba Technology y la Cámara de Plásticos: la gran cantidad de empresas del sector.
- Para la Cámara de Metalúrgicos: sector informado que ya está trabajando sobre el tema, poseen incubadora de proyectos (vivero metalúrgico).
- Capacidad ociosa disponible en el sector metalúrgico.
- Actitud emprendedora de las empresas socias de la Cámara.
- Experiencia en el desarrollo de obras civiles.

Debilidades

- Falta de visualización o promoción ante las empresas del clúster sobre la oportunidad que supone el cambio de matriz energética.
- Cierta resistencia al cambio para pivotear ante las oportunidades de negocio.
- Falta de I+D.
- Ausencia de inversión.
- Falta de competitividad frente a productos importados.
- Tamaño de las empresas (pequeñas y medianas), lo que genera dificultad de autofinanciamiento.

Oportunidades

- Gran oportunidad de nuevos negocios vinculados a la actividad del sector; por ejemplo, obras civiles, *smartcities*, nuevos sistemas informáticos para generación de energía, actividad metalmecánica.
- Evitar cortes o cambios en la tensión, sobre todo en la época de mayor consumo.

Amenazas

- Exigencias que se plantean a nivel legislativo, pueden ser un limitante para las pymes y micropymes.
- Falta de fondos de financiación e incentivos a la inversión (subsidios o créditos a baja tasa).
- Altos costos del sector y proveedores.
- “Reglas de juego” poco claras.

- Contexto macroeconómico.
- Falta de técnicos (cantidad) especializados en la materia.

Por último, en lo referido a las líneas de acción, consideran fundamental trabajar en la concientización e información de todos los socios del sector para que se introduzcan en el campo de trabajo de energías renovables mediante la participación de los distintos espacios en donde se trate el tema. Por otra parte, en cuestiones ajenas a las cámaras y asociaciones empresariales, entienden como necesario un esquema normativo claro y fuentes de financiación, tales como subsidios o créditos a tasas accesibles.

7. CONCLUSIONES Y CONSIDERACIONES FINALES

7.1. Conclusiones generales

Respecto al conocimiento sobre el cambio de la matriz energética de los participantes en este estudio, se puede afirmar que, si bien se tiene una idea mayoritaria del proceso que se viene realizando, el mismo está claramente más desarrollado en los sectores públicos que en los académicos y las pymes. En este último sector se observa un mayor desconocimiento sobre el tema, ya que en las encuestas el 40% de los participantes respondió no estar al tanto del cambio, aunque, en las entrevistas realizadas, la mitad de los consultados dijo que no conocían sobre el cambio que se está dando.

Como consecuencia de lo anterior, las empresas, principales protagonistas en la posible provisión de bienes y servicios para esta transformación, pierden de vista las actuales y futuras oportunidades de negocios en la materia, en especial las empresas pequeñas.

Como segunda conclusión se puede inferir que, en todos los sectores consultados, la energía solar es vista como la más conveniente, con mayor posibilidad o potencial de recepción por parte de los usuarios. En todos los casos, las tecnologías vinculadas a los microgeneradores son vistas como poco viables. Resultaría interesante validar esta apreciación con un estudio de factibilidad comercial para Córdoba.

Además, se considera que la principal barrera/amenaza que enfrenta el sector pymes para aprovechar las nuevas oportunidades de negocios en la materia es la económica. Haciendo un vínculo entre las distintas herramientas utilizadas en el estudio, esto está relacionado con la dificultad de escala y los altos costos de incursionar en el sector; la situación macroeconómica y la inestabilidad monetaria, y la falta de difusión y aplicación de mecanismos de financiamiento, ya sean subsidios o créditos a tasas bajas.

Como segunda barrera para la aplicación de oportunidades de negocio, se encuentran las barreras políticas y, en un tercer lugar, las jurídicas, las cuales hacen referencia a los siguientes puntos:

- Marco regulatorio deficiente, es decir, las exigencias que se plantean a nivel legislativo pueden ser un limitante para las pymes y micropymes.
- La actual incertidumbre sobre futuras políticas e incentivos.
- La percepción de “reglas de juego” poco claras y la falta de políticas de Estado.
- La ocurrencia de políticas periódicamente cambiantes entre la apertura y el cierre de la importación.
- La falta de interacción entre los diferentes actores: gobierno, sector educativo y empresarial.
- En forma genérica, la falta de planificación estratégica a largo plazo, ya que frecuentemente el horizonte se limita a dos años como máximo.

Por último, se encuentran las barreras culturales y sociales, las cuales posiblemente estén vinculadas a la falta de técnicos (cantidad) especializados en la materia y a los intereses históricos sobre hidrocarburos, es decir, los “lobbies”, y también amenazas técnicas como la dependencia del sistema eléctrico interconectado nacional.

Además de las cuestiones externas, a nivel interno, las pymes y las cámaras que las agrupan detectan las siguientes debilidades propias, que actúan como limitantes para desarrollar nuevas oportunidades de negocios en lo vinculado a la materia:

- Falta de experiencia de empresas de la construcción en obras de generación.
- Escasa disponibilidad de recursos financieros propios para la inversión.
- Falta de recursos humanos formados para I+D y mano de obra calificada interna (ausencia de técnicos operativos y de campo formados).
- Carencia de agencias acreditadas para la gestión de financiamiento de “fondos verdes”.
- Falta de interacción de las empresas de la cámara, y de la cámara misma con el sector científico y académico.
- Ausencia de financiamiento interno de I+D.
- Falta de comunicación entre diversos actores intervinientes en la actividad económica.
- Limitada capacidad de negociación y de producción.
- Falta de visualización o promoción ante las empresas sobre la oportunidad que supone el cambio de matriz energética.

● Cierta resistencia al cambio para pivotear ante las oportunidades de negocio.
● Falta de competitividad frente a productos importados.
● Tamaño de las empresas (pequeñas y medianas), lo que genera dificultad de autofinanciamiento.

Un dato positivo es que mayoritariamente se considera que el cambio de matriz energética traerá nuevas oportunidades de negocios en los diferentes rubros de las pymes y empresa cordobesas, y que, además, las mismas, por más que presentan debilidades y se vean afectadas por ciertas amenazas anteriormente descriptas, están preparadas para desarrollar las energías renovables.

Esto se debe fundamentalmente a que las empresas observan que su sector posee ciertas fortalezas internas y, además, hay ciertas oportunidades externas que les permitirán abordar nuevas alternativas de negocios de manera positiva.

En lo que respecta a las oportunidades externas, se pueden mencionar:

● Fondos verdes para financiamiento internacional y nacional.
● Disponibilidad de gasoductos existentes para biogás e H2.
● Disminución y disponibilidad de costos y recursos por la promoción del uso masivo de energía renovable.
● Ampliación de espectros de negocios de energías renovables, lo que conlleva la generación de fuentes de trabajo en, por ejemplo, obras civiles, infraestructura y cadena energética.
● Recursos naturales en la región.
● Incentivo al desarrollo de las energías renovables, propiciando demanda de *hard* y de servicios.
● Desarrollo de nuevos negocios en el ámbito de las energías renovables con mínimos ajustes productivos/tecnológicos.
● Contexto favorable para la integración de las empresas a la matriz energética.
● Acompañamiento legal, administrativo y financiero para promover mercados y sistemas de control.
● Cambios de paradigma en la gestión de negocios.

En lo que respecta a las principales fortalezas internas, las distintas cámaras participantes en el estudio destacan:

● Entramado de cooperativas en Córdoba, que favorece la generación distribuida a media escala.
● Existencia de empresas en toda la cadena de valor de la energía y de transporte.
● Entorno industrial desarrollado, con importante base de empresas pymes locales.
● Existencia de universidades con departamentos especializados en energías renovables, lo que implica que haya mucha investigación y capacidad científica en el sector académico. Esto conlleva conocimiento, *know-how* y capacidades tecnológicas aplicables en el sector energético, muchas de ellas ya vinculadas a algunas cámaras de empresarios.
● Capacidad de complementación con proveedores internacionales (oportunidad de servicios).
● Muchos sectores ya están informados y trabajando sobre el tema, poseen incubadora de proyectos (vivero metalúrgico).
● Capacidad ociosa disponible en algunos casos.
● Actitud emprendedora de las empresas socias de la cámara.

Por último, en cuanto a los principales actores que deben apoyar el proceso de cambio, se arriba a lo siguiente:

● En todos los casos, el Estado nacional y provincial son considerados como actores fundamentales y necesarios.
● El Estado municipal queda en un segundo plano frente a los dos anteriores.
● Las universidades muestran una importancia mayor para los sectores académicos, pero no son tan importantes para los sectores públicos y las pymes.
● Las asociaciones empresariales son consideradas poco importantes para este cambio, salvo para el sector público.
● Los bancos son considerados como muy importantes en un segundo lugar, después del Estado nacional y provincial, salvo para el caso del sector público, que no los considera relevantes.

7.2. Conclusiones particulares

El estudio ha permitido también identificar algunas oportunidades de negocios específicas, tales como:

- La actualización o un cambio del sistema informático, la transformación digital y el desarrollo de hogares y ciudades inteligentes pueden representar importantes oportunidades de negocio para las pymes del sector, CIIECCA y Clúster Córdoba Technology.

- Si bien, en general, los sectores metalmecánicos y del plástico principalmente han centrado su atención en la posibilidad de incorporar energía renovable en sistemas de generación distribuida, podría abrirse un mercado comercial en la fabricación de partes e insumos para la industria energética, tales como aislantes, equipos y sus partes, caños y depósitos, etc. Inclusive podrían asumir un rol destacado en el desarrollo de tecnologías vinculadas a la biomasa y biocombustibles.

- Otro ámbito de negocio que la inserción de energías renovables podría generar es la reconversión de la capacidad productiva aprovechando las facilidades operativas que se generen en la adaptación o transformación de los productos tradicionales a nuevos productos de aplicación en las energías renovables. Un ejemplo de ello podrían ser las empresas fabricantes de baterías que dirigían su producción al mercado de autoelevadores o ferroviario, adaptándose a un nuevo mercado de baterías para la acumulación de energía producida por paneles solares.

- Para las empresas electrointensivas, la posibilidad de autogenerar energía para poder mejorar la distribución/suministro de esta, evitando cortes o cambios en la tensión, lo cual afecta la producción, sobre todo en épocas de mayor consumo, y, además, entregar energía a la red.

- En el caso de las empresas del sector de la construcción, el desarrollo de grandes obras civiles en parques eólicos y solares constituye una destacada oportunidad de inserción. Además, la necesidad de transportar y distribuir la energía generada por las nuevas usinas no convencionales abre un espacio de negocios para ese sector empresarial.

- El cambio de matriz energética con la inserción de las energías renovables podría también potenciar la creación de nuevas pymes, tanto manufactureras como de servicios, dado el medioambiente emprendedor y la presencia de sistemas de incubación con los que cuenta nuestra ciudad.

- Desarrollo de proveedores locales con *know-how* y capacidades de implementación de nuevas tecnologías, que puedan requerir grandes empresas internacionales que participan de licitaciones en el sistema de generación de energía renovable.

- Creación de pymes de distintos rubros que se dediquen a brindar servicios para la disposición y el mantenimiento de distintas instalaciones de la nueva matriz energética.

7.3. Recomendaciones

Triangulando la información recabada con los distintos instrumentos utilizados y considerando las acciones planteadas en los talleres, así como las expresadas en las entrevistas con los miembros de las cámaras empresarias, se efectúan a modo de sugerencias algunas recomendaciones para los actores involucrados:

Para las asociaciones empresariales:

1. Trabajar en la concientización e información de todos los socios del sector para que se introduzcan en el campo de trabajo de energías renovables participando de los distintos espacios en donde se trate el tema.

2. Desarrollar pymes con *know-how* y capacidades de implementación que puedan actuar como *partners* locales de empresas internacionales.

3. Identificar piezas, partes, maquinarias y equipos que pudieran ser fabricados en Córdoba, tendientes a sustituir importaciones.

4. Utilizar los modelos asociativos empresariales propendiendo a la integración horizontal y vertical de las pymes de su sector para poder satisfacer la demanda potencial generada.

5. Propiciar la autogeneración y la generación distribuida con inserción de renovables, especialmente en los sectores de producción electrointensivos.

Para el sector público:

1. Promover el desarrollo de las energías renovables fijando estímulos tales como subsidios y beneficios impositivos.

2. Definir y mantener políticas públicas de Estado sobre el desarrollo energético nacional, que hagan previsibles las inversiones a mediano y largo plazo.

3. Revisar las regulaciones que afectan al sector para propender a su desarrollo.

4. Contemplar las actividades relativas al desarrollo energético sostenido y a la aplicación de instrumentos de eficiencia energética en el marco de los regímenes provinciales de promoción industrial.

Para el sector financiero:

1. Diseñar e implementar instrumentos crediticios específicos para el financiamiento de proyectos de inserción de energías renovables y/o de eficiencia energética.

Para el sector académico:

1. Incentivar las actividades de I+D relacionadas con la aplicación y el desarrollo de la energía de fuentes renovables.

2. Incrementar su articulación con los sectores productivos, especialmente con las pymes.

3. Diseñar programas de capacitación y de educación formal (pregrado, grado y posgrado) en estas temáticas.

4. Conformar un centro de desarrollo y capacitación que incluya validación y gestión de técnicos de campo en energías renovables.

Para la ADEC, en virtud del reconocimiento que tiene la Agencia en su rol de articulador de los diferentes actores y de promoción del desarrollo sostenido:

1. Continuar las acciones para el estudio, la difusión y la concientización de temas trascendentes para el desarrollo energético sostenido.

2. Promover la creación de un observatorio intersectorial para identificar necesidades de productos y servicios (nichos de mercado) en generación energética por fuentes renovables y en distribución eléctrica.

3. Intensificar las acciones que permitan mejorar el asociativismo para el desarrollo entre los sectores empresariales, académicos y el Estado en sus diferentes niveles.

8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Aramayo, O. (2006), *Manual de planificación estratégica*, Universidad de Chile, Instituto Banco Interamericano de Desarrollo. Curso de formulación de proyectos. Módulo 3: Herramientas para la gestión de proyectos. Disponible en http://courses.edx.org/courses/course-v1:IDBx+IDB6x+2015_T2/pdfbook/0/.

Banco Interamericano de Desarrollo (2011), Curso de Gestión por resultados para el desarrollo en Gobiernos sub-nacionales. Módulo 2: La planificación orientada a resultados. Disponible en https://courses.edx.org/courses/course-v1:IDBx+IDB1x+2015_3T/pdfbook/0/.

Barzán, V. (2006), en Aramayo, O. *Manual de planificación estratégica*, Instituto de Comunicación e Imagen, Universidad de Chile.

Bouckaert G. y Pollit C. (2011), *Public Managment Reform: A comparative Analysis - New Public Management, Governance and New Weberian State*, Oxford University Press, EE. UU.

CEPLAN (2015), *América Latina imaginando el futuro hoy: Los desafíos del pensamiento a largo plazo para el desarrollo*, Lima, Perú.

Cordeiro, J. L. (2012), *Latinoamérica 2030*: *Estudio Delphi y Escenarios*, The Millennium Project.

EEA (2017), Report n.º 11, “Shaping the future of energy in Europe: Clean, smart and renewable”, Publications Office of the European Union.

Felcman, I. (2017), *Nuevos modelos de gestión pública: tecnologías de gestión, cultura y liderazgo después del “big bang” paradigmático*, Errepar, Buenos Aires, Argentina.

Felcman, I. y Blutman, G. (2018), *Nuevos modelos de gestión pública*, *Revista Perspectivas de Políticas Públicas*, vol. 7, n.º 14 (enero-junio 2018), Temas, Buenos Aires, Argentina.

Felcman, I; Blutman, G.; Bobeck, P.; González, I. y Velázquez, R. (2017), “Planeamiento estratégico participativo en el sector público: conceptos, metodologías e instrumentos”, CIAP-FCE-UBA. Disponible en http://www.economicas.uba.ar/institutos_y_centros/ciap/.

Geilfus, F. (2009), *80 herramientas para el desarrollo participativo: diagnóstico, planificación, monitoreo, evaluación*, 8.ª reimpresión, Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura (IICA), San José, Costa Rica.

Graglia, E. (2005), *Diseño y gestión de políticas públicas. Hacia un modelo relacional*, EDUCC, Córdoba. Argentina.

Guimarães, R. (2003), *“Tierra de sombras: desafío de la sustentabilidad y del desarrollo territorial y local ante la globalización corporativa”,* serie Medio Ambiente y Desarrollo, n.º 67, CEPAL, Santiago de Chile, Chile.

Hermida, J. *et al*. (2004), *Administración & estrategia: teoría y práctica*, Norma, Buenos Aires, Argentina.

IMF Business School (2018), “Análisis FODA en logística, ¿cómo realizarlo?”. Disponible en https://blogs.imf-formacion.com/blog/logistica/logistica/analisis-foda-logistica/.

Instituto Nacional de la Administración Pública (2008), *Glosario de planeamiento estratégico*, INAP, Buenos Aires, Argentina.

Instituto Uruguayo de Normas Técnicas (2009), *Herramientas para la mejora de la calidad*, Montevideo, Uruguay.

IRENA (2016), *Renewable Energy Benefits: Measuring the Economics*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, United Arab Emirates.

---------- (2019), *Panorama de la innovación para un futuro impulsado por las energías renovables: Soluciones para integrar energías renovables variables*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, United Arab Emirates.

Matus, C. (2007), *Método Altadir de Planificación Popular (MAPP)*, Lugar Editorial, Buenos Aires, Argentina.

Medina Vásquez, J.; Becerra, S. y Castaño, P. (2015), *Prospectiva y política pública para el cambio estructural en América Latina y el Caribe*, CEPAL, Santiago de Chile, Chile.

Ortegón, E.; Pacheco, F. y Prieto, A. (2005), *Metodología del marco lógico para la planificación, el seguimiento y la evaluación de proyectos y programas*, ILPES /CEPAL, Santiago de Chile, Chile.

Oszlak, O. (2009), “La implementación participativa de políticas públicas: Aportes a la construcción de un marco analítico”, en Belmonte, A. (*et al.*), *Construyendo confianza. Hacia un nuevo vínculo entre Estado y sociedad civil*, CIPPEC y Subsecretaría para la Reforma Institucional y Fortalecimiento de la Democracia, Jefatura de Gabinete de Ministros, Presidencia de la Nación, Buenos Aires, Argentina.

Pichardo Muñiz, A. (2013), *Advances in strategic planning of the public sector in Latin America and the Caribbean: Balance and Perspectives*, *Index Copernicus Journal*, 1, 60-78.

Planificación y Control Estratégico (2018), “Definición FODA, MEFE y MEFI”. Disponible en http://daylin-plani.blogspot.com/.

Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (2009), *Manual de planificación, seguimiento y evaluación de los resultados de desarrollo*, Nueva York.

Sandoval Escudero, C. (2014), “Métodos y aplicaciones de la planificación regional y local en América Latina”, serie Desarrollo territorial, 17 (2), CEPAL, Santiago de Chile, Chile.

SGE (2019), *Escenarios Energéticos Argentina 2030*, Secretaría de Gobierno de Energía, Planeamiento Energético, https://www.argentina.gob.ar/energia.

ANEXOS

INVITACIÓN A LAS CÁMARAS. TALLERES

Sr. Presidente de Cámara

S / D

En el marco del desarrollo del "Estudio técnico-económico del futuro desarrollo de las energías renovables en Córdoba", propiciado por la ADEC, el Consorcio de Universidades de Córdoba (Universidad Nacional de Córdoba, Universidad Tecnológica Nacional y Universidad Nacional de Río IV) que está llevando adelante el mismo ha previsto la realización de talleres sectoriales de planificación participativa, cuyo objetivo es identificar oportunidades de negocios para las Pymes.

Los talleres se desarrollarán en el **Aula 607 del edificio PLM de la Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales de la UNC en la fecha y horario** que se especifica en el email.

Mientras mayor sea el grado de participación de los actores relevantes, mejores serán las conclusiones obtenidas, generando como producto final una visión compartida de futuro; por tal razón se le solicita si pudiera hacer extensiva la invitación a aquellos asociados interesados en la problemática.

Sin otro particular, esperando contar con vuestra activa participación, lo saludamos con nuestra mayor consideración.

Juan Perlo
Secretario ADEC

Ricardo Occhipinti
Vicepresidente 1° ADEC

INVITACIÓN A LOS ORGANISMOS PÚBLICOS. TALLERES

Sr. Ministro
S / D

En el marco del desarrollo del "Estudio técnico-económico del futuro desarrollo de las energías renovables en Córdoba", propiciado por la ADEC, el Consorcio de Universidades de Córdoba (Universidad Nacional de Córdoba, Universidad Tecnológica Nacional y Universidad Nacional de Rio IV) que está llevando adelante el mismo ha previsto la realización de talleres sectoriales de planificación participativa, cuyo objetivo es identificar oportunidades de negocios para las Pymes.

Los talleres se desarrollarán en el Aula **607 del edificio PLM de la Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales de la UNC en el horario de 9 a 13 hs.** A estos talleres estarán invitados representantes de Cámara y Asociaciones empresariales y de diferentes áreas estatales involucradas, con la siguiente programación:

- 11 de setiembre, CADIEC y Cámara de la Construcción.
- 18 de setiembre, CIECA y Córdoba Technology Cluster.
- 25 de setiembre, CIMCC y Cámara de Industrias Plásticas.

Mientras mayor sea el grado de participación de los actores relevantes, mejores serán las conclusiones obtenidas, generando como producto final una visión compartida de futuro; por tal razón se le solicita si pudiera designar un representante de su Ministerio para cada uno de los talleres previstos.

Sin otro particular, esperando contar con la activa participación del Ministerio a su cargo, lo saludamos con nuestra mayor consideración.

Juan Perlo
Secretario ADEC

Ricardo Occhipinti
Vicepresidente 1° ADEC

ENTREVISTA A REFERENTE DE LA CÁMARA DE INDUSTRIALES METALÚRGICOS Y DE COMPONENTES DE CÓRDOBA

Datos de la entrevista:

Entrevistador: Marcial Cipriani, UTN FRC (**E**).

Entrevistado: Ing. Luis Silbestein, vocal titular de la Comisión Directiva CIMCC (**LS**)

E: *¿Está informado de cómo se espera que se modifique la matriz energética en los próximos años?*

LS: Más o menos, más o menos, no con profundidad, pero sí, estoy con alguna información.

E: *Bien, se tiene el objetivo de llegar al 2030 con el 25% de la matriz energética en renovables, ese es el cambio que se espera, al día de hoy dicho porcentaje es del 5%. Básicamente, las preguntas que vienen tienen relación con lo que se hizo en los encuentros, que es un FODA, fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas, y a esto apuntan. Entonces, la pregunta dos dice: ¿cuáles son las oportunidades que usted observa en su sector ante el cambio de la matriz energética?*

LS: Mire, nosotros lo estamos analizando desde hace tiempo acá en la institución, ya que consideramos que podemos hacer muchos aportes, porque tenemos socios que inclusive ya vienen desarrollando la parte de biomasa, biocombustibles; entonces, tenemos distintas acciones de trabajo en conjunto, inclusive con otras cámaras, para, precisamente, cuando haya mayor cantidad de empresas que quieran incursionar en la generación de alternativas, estar más o menos preparados para poder satisfacer las necesidades dentro del ámbito de lo que nosotros podemos brindar, es decir, lo metalmecánico.

E: *Bien, ¿qué amenazas puede generar a su sector la introducción de energías renovables?*

LS: No, amenaza ninguna, yo creo que no hay nada que afecte. Por ahí las exigencias que se plantean como legislación a nivel nacional sí se pueden ver, para las pymes o micropymes, como una amenaza por la incapacidad de poder conseguir un proveedor a un costo razonable, esa es la única amenaza.

E: *¿Cuáles son las principales fortalezas que su sector presenta para afrontar el cambio de matriz?*

LS: Bueno, en ese sentido, como hay bastante información, estamos como sector bastante bien informados y tratando de ver cómo aportar, porque es un nicho de trabajo en el que, por razones de costo, se nos hace muy difícil llegar a competir con lo que viene importado y medio enlatado, pero capacidad hay, y máxime en este momento que hay mucha capacidad ociosa, en todas las empresas.

E: *¿Cuáles piensa que son las principales debilidades del sector?*

LS: En cuanto a debilidades, sí hemos visto que hay una falta de desarrollo e investigación porque no hay fondos, es decir, hay muy poco en desarrollo de algunos emprendimientos; inclusive nosotros estamos fomentando a través del vivero metalúrgico, que es una incubadora en la cual tenemos incubados unos tres proyectos de energías renovables y desde donde estamos haciendo vinculación con socios que pueden aportar al desarrollo de eso, pero todo desarrollo de investigación es muy costoso y, al no haber fuentes de financiamiento, es poca la participación, eso sí lo veo como una debilidad seria.

E: *Sobre la base de lo expuesto anteriormente, ¿cuál considera que deberían ser las líneas de acción que su sector debe llevar adelante para aprovechar las fortalezas y oportunidades, y disminuir las debilidades y amenazas?*

LS: Bueno, en realidad, en ese aspecto nosotros estamos trabajando, tenemos un departamento específico en la parte de renovables y trabajamos con todos los socios, teniendo un núcleo productivo que se llama precisamente energías renovables, para poder brindar todas las oportunidades que se den a futuro de la participación del sector metalmecánico, o sea que, en ese sentido, estamos trabajando y por eso es que apuntamos a trabajar con sinergia en todas aquellas instituciones como la ADEC y demás que están aportando para profundizar en todos estos estudios. Así que estamos trabajando porque es un nicho de trabajo que nos interesa.

E: *¿Y alguna acción que no estén realizando y quieran o tengan intenciones de realizar? Que digan: "Esto nos va a servir para mejorar o achicar este espectro de falta de...".*

LS: Estamos tratando de concientizar precisamente a muchos socios de la institución porque consideramos que es una área donde se va a desarrollar mucho el trabajo a futuro, pero la gente es muy reacia a los cambios o a introducirse en campos de trabajo que desconocen; entonces, es un trabajo muy lerdo porque evidentemente aquí salió la legislación para imponer energía renovable, pero no se ha dado el tiempo necesario para que las empresas que puedan desarrollar sistemas alternativos puedan haberse amoldado como proveedores del sector, esa es una problemática también.

E: *¿Alguna otra cosa para agregar?*

LS: No, que sigan aportando, porque nos va a servir también a nosotros para poder realizar la tarea que nos han encomendado de fortalecer este sector, que es un nicho que consideramos que a futuro va a ser importante en nuestro país.

ENTREVISTA A REFERENTES DE LA CÁMARA DE INDUSTRIAS PLÁSTICAS DE CÓRDOBA

Datos de la entrevista:

Entrevistador: Marcial Cipriani, UTN FRC (**E**).

Entrevistados:

- José Giletta, presidente de la Comisión Directiva, Cámara de Industrias Plásticas de Córdoba (**JG**).
- Pantaleón Gallará, tesorero de la Comisión Directiva, Cámara de Industrias Plásticas de Córdoba (**PG**).

E: *ADEC encargó un análisis técnico y económico con respecto al cambio de matriz energética en la Provincia de Córdoba a futuro, o sea, básicamente cuáles son los modelos de negocios que pueden surgir y cómo se van a ver afectadas las industrias y las empresas de la región debido a esto. A la UTN le tocó una parte, no todo el análisis, y está en conjunto con la UNC y la Universidad de Río Cuarto. Se hicieron unos talleres, al principio, en donde la idea era generar equipos de trabajo interdisciplinario formados por las distintas cámaras, el sector público y el sector académico. Como decía el ingeniero Tavella, formar el triángulo de Sábato. Sobre la base de estos talleres y de las entrevistas, lo que se pretende es sacar conclusiones en conjunto con los actores que se van a ver afectados o involucrados en este cambio de matriz energética. La primera pregunta es, justamente, si están informados de cómo se espera que se modifique la matriz energética en los próximos años.*

JG: A medias, yo no muy informado.

PG: No, yo tampoco.

E: *Bueno, el proyecto…*

PG: Disculpá, te corto, vos, cuando decís la matriz energética, estás hablando de energía renovable. Cómo van a ser los cambios digamos…

E: *Exactamente, en qué porcentaje de renovable va a cambiar nuestra matriz energética.*

JG: Nosotros como electrointensivos sabemos que tenemos que llegar a un porcentaje, creo que es al 20% de renovables, de lo que consumimos, generarlo o salir a comprar. Hasta ahí es. Como proyecto en sí, por ahí cada uno en lo privado tiene sus proyectos, ya algunos de los socios de la Cámara han puesto paneles solares para generar energía, otros están en eso..., pero no muy en profundidad de cuál es el plan.

E: *Hasta el momento Argentina tiene aproximadamente un 5% de energía renovable en su matriz energética, el resto es convencional. Para el 2030 lo que se quiere hacer es llevar esa matriz a un 25%. Sobre esta base, la segunda pregunta es: ¿cuáles son las oportunidades que creen u observan en el sector ante el cambio de matriz energética?*

JG: Como oportunidades, hablando de sustentabilidad, de que se genere energía a través de medios renovables, creo que eso es un punto fundamental.

PG: Bien hecho ayudaría mucho, bajaría mucho el consumo o el aporte que tienen que hacer las empresas que nos están proveyendo hoy, y sumaría, como dice él, a la disminución del uso de recursos, uno de los

tantos, el hídrico. Entonces, yo lo veo como muy bueno, como oportunidad es muy buena. El tema es que esté bien regulado y que esté bien implementado, esos son dos detalles que no son menores, van de la mano digamos. Uno puede tener toda la buena intención de poner los paneles y todo, pero, si no tienes como conectarlo con el sistema, es medio al vicio.

JG: A su vez, esto inyecta energía en el medio colapsado que hoy tenemos, colapsado en el sentido de distribución, no creo que sea en cuanto a la producción de la energía.

PG: Como bueno es muy bueno, yo lo veo muy positivo, 100%.

E: *¿Qué amenaza puede generar en el sector la introducción de la energía renovable?*

JG: Ninguna, yo no veo que sea una amenaza.

PG: No, al contrario, como se dijo antes, son todas oportunidades, no amenazas.

E: *¿Cuáles son las principales fortalezas que su sector presenta para afrontar el cambio de matriz?*

PG: La fortaleza que tenemos nosotros es justamente que somos electrointensivos, o sea, nosotros dependemos, casi te diría en un 90%, de la energía, te diría un 100%, sin la energía no podríamos transformar. Por más que tengas la materia prima, por más que tenga los clientes, que tengas los trabajos, todo, sin la energía no podés procesar, no podés transformar nada.

JG: Creo que viene a contrarrestar también los cortes cuando hay más demanda, por lo que hablábamos anteriormente.

E: *Perdón, pero recién dijiste algo con respecto a que ya hay personas que son parte de la Cámara que están poniendo el ojo ahí, ¿no es cierto?*

JG: Sí, y como algo negativo puede ser que esto quede en el intento porque no hay inversión, ya sea por la falta de subsidios o por la falta de tasas favorables, es decir, préstamos a tasas bajas para lograr la inversión, yo creo que eso es lo que más en contra puede tener esto, ya que viene a instalarse en una época crítica de la economía argentina, igual esperemos que cambie, ¿no?

E: *¿Debilidad del sector? Bueno, eso que dijiste recién creo que se puede tomar como una amenaza, la debilidad es propia de la Cámara.*

JG: Creo que la debilidad del sector nuestro es que son muy pequeñas algunas empresas y vamos al tema de la inversión, y hay rubros muy afectados por esto de que se están eliminando las bolsas, el que era muy bolsero o fabricante netamente de bolsas hoy ha quedado fuera prácticamente, tuvo que readaptarse; así mismo, hay empresas que han cerrado, se ha sacado gente.

PG: Es un momento muy complicado porque para implementarlo hace falta una inversión muy grande, justamente en un contexto donde vos no tenés todavía un sistema que esté ya homologado, donde no tenés a quién acudir para ver cómo hacés para inyectar la energía sobrante y, a su vez, seguís necesitando energía porque vos podés inyectar durante el día, pero después, durante la noche, necesitás que te respondan con la energía faltante.

JG: No está claro qué pagan, qué no pagan. Todavía no están muy claras las reglas de juego.

PG: Claro, las condiciones no están bien dadas; entonces, hoy hacer una inversión grande en un contexto donde, políticamente hablando, está bastante complicado el mercado, no hay crédito, hoy es una debilidad eso.

JG: Una de las cosas viene por ahí. Está bien que lo va a manejar la empresa de energía de la provincia, las reglas de juego seguramente las van a poner ellos, pero es como que es un jugador más en la generación de la energía, porque, si hablamos para llegar a ese 25%, es un número grande.

PG: Vos recién preguntabas una fortaleza de la energía alternativa, aparte de que no contamina, aparte de que es renovable y todo lo demás, una fortaleza que tiene es que es mucho más limpia que la energía que te vende hoy EPEC, vos no tenés microcortes, no tenés picos de tensión, es mucho más estable. La debilidad es que, por ahí, no la podés tener constante si no tenés una gran inversión en bancos de batería.

JG: Al ser grandes consumidores nosotros, la verdad que no es fácil, si no está ayudado por una gran inversión. Ahora, volvemos al tema de que hay mucha cantidad en nuestro sector, son, en la provincia, 300, 400 empresas más o menos del sector, o que, por lo menos, son del rubro, más allá de que, por ahí, figuran como metalúrgicas u otro tipo de cosas, pero que son electrointensivas y son empresas muy pequeñas; la verdad que afrontar estos costos hoy, si no están apoyadas, no lo veo como viable.

E: *Sobre la base de lo que venimos charlando, ¿cuáles consideran que deberían ser las líneas de acción que el sector debe llevar adelante para aprovechar las fortalezas y oportunidades, y disminuir las debilidades y amenazas?*

JG: Yo creo que, en la medida que haya demanda, baja mucho el costo de inversión, los factores para la inversión creo que deberían ser subsidios o dinero a una tasa acomodada como para que se pueda llegar a hacer la inversión, reglas claras fundamentalmente, y el que no pueda acceder a la inversión que pueda acceder a la energía renovable de manera fácil, que igual pueda acceder sencillamente.

PG: Coincido con él; primero, hacer un esquema de reglas como para uno saber a qué se atiene haciendo la inversión, y segundo, el crédito, el crédito es fundamental, si no, hoy es inviable.

E: *Fuera de esto, ¿algo que quieran agregar/decir? ¿Algo que les haya quedado en el tintero?*

JG: Por mi parte, decir que la verdad es que esto es fabuloso, en la medida que se puede entrar y que esto a futuro sea algo ya concreto; por ejemplo, yo he estado el año pasado en Europa y no hay techo que no tenga paneles solares, por lo menos en el norte de Europa, y hay subsidios, la inversión de esto está subsidiada, o, por lo menos, te dan facilidades para que vos hagas la inversión a un montón de años, es un detalle político y el gobierno lo ha tomado como algo que debe hacerse.

PG: Yo veo como muy positivo que lo agarre gente joven, o sea que lo agarren en la facultad, que son las generaciones que vienen, que venga con una mirada más sustentable siempre es bueno, el tema es que siga en el tiempo, que no se quede, que no se estanque. Pero está muy bueno que lo arranquen en la facultad.

ENTREVISTA A REFERENTE DE LA CÁMARA ARGENTINA DE LA CONSTRUCCIÓN

Datos de la entrevista:

Entrevistador: Marcial Cipriani, UTN FRC (**E**).

Entrevistado: Cr. Marcos Barembaum, presidente de CAMARCO (Cámara Argentina de la Construcción), delegación Córdoba (**MB**).

E: *¿Está informado de cómo se espera que se modifique la matriz energética en los próximos años en la provincia?*

MB: Sí, en la Cámara hemos tomado conocimiento de todos estos avances, estas modificaciones que se han ido haciendo en los últimos años, hemos recibido y estudiado, nos hemos interiorizado con todos los marcos normativos, las modificaciones normativas que hubo, y todo el impulso que se le ha dado a las energías renovables a través de todas las licitaciones que hubo y diversas etapas de licitación; nos hemos encargado bastante de tener el tema en agenda, de instalarlo frente a nuestros asociados, de participar en todos aquellos foros de debate que se hacían donde se trataba el tema, tratando de divulgar todas estas temáticas. Hemos participado en encuentros intersectoriales e interinstitucionales en distintos lugares. La Cámara, por ejemplo, participó hace unos meses en un encuentro en Rosario que se hizo con toda la región centro sobre este tema de energías alternativas. Forma parte de CAPEC también, cuando hemos sido convocados por el Ministerio también hemos participado, estamos informados, estamos sobre el tema, forma parte de nuestra agenda, hemos divulgado y difundido entre los socios. Hay una comisión de energía de la Cámara que trata distintos temas, este es uno más, así que creo que sí estamos involucrados.

E: *Están inmersos en el tema. Segunda pregunta, ¿cuáles son las oportunidades que usted observa en su sector ante el cambio de matriz energética?*

MB: Debido a que vemos oportunidades de negocios para los asociados en esto, es precisamente por lo cual hemos impulsado y difundido, como para mostrar a los socios que acá hay una oportunidad, un nicho nuevo o distinto del tradicional; al que le interese, que crea que está en condiciones, estúdielo, véalo, métase que acá hay posibilidades. De hecho, hay socios en la Cámara que están trabajando en el tema, que han firmado convenios con EPEC para ser autogenerados y entregar energía a la red; hay empresas que a lo mejor han

cotizado o han estado o están trabajando incluso como contratistas de los inversores en distintos tipos de generación, ya sea parque eólico o solares, que requieren obviamente obras civiles; entonces, hay empresas de socias que están trabajando o han cotizado, bueno, con diversas suertes; o sea que hay una oportunidad para las empresas constructoras socias de la Cámara, y no socias pero del sector, para incursionar en esto, eso lo tenemos claro y por eso le damos importancia.

E: *¿Qué amenazas cree que puede haber en el sector?*

MB: No, amenaza no creo. Me parece que esto se viene, está instalado, es irreversible... no se me visualiza alguna amenaza. Tal vez más que una amenaza una debilidad podría ser que no sé si todas las empresas estamos preparadas para esto, creo que nos falta mucho conocimiento, tecnología, aprendizaje, bueno, creo que se está haciendo mucho de esto y todos los foros que hablamos antes forman parte de ese proceso de aprendizaje. Tal vez falten técnicos en cantidad con conocimiento, pero esto como es nuevo evoluciona muy rápido, se van generando los recursos. La universidad tiene mucho que aportar en esto, sin duda. Así que eso lo veo más tal vez como una debilidad, amenaza... no lo tengo tan claro, me parece que no las habría de momento, es todo muy positivo y hay que seguir en esto.

E: *¿Principales fortalezas que el sector presenta?*

MB: Yo creo que la fortaleza es que hay muchas empresas que son inquietas, son emprendedoras, que tienen interés, que, por lo menos, para la obra civil que está detrás de todos estos emprendimientos, están capacitadas y, para la parte más tecnológica, están trabajando un poco en mejorar su cuadro y todo esto que hablamos antes. Posiblemente también una debilidad sea que muchos de los proyectos requieren inversiones financieras importantes, que no son para cualquiera, especialmente para las empresas locales que generalmente son pequeñas y medianas, a veces les es difícil o son inaccesibles los montos de inversión, el mercado financiero está totalmente cerrado, eso también realmente es una limitación, ojalá esto cambie, pero creo que son cosas que, a lo mejor, a través de uniones de empresas o agrupaciones o cooperativas que se juntan, buscan la forma de tratar de resolver la restricción financiera, que es una realidad. Hoy es una realidad, de a poquito se irá mejorando, espero.

E: *No quiero inducir respuestas, pero ¿podríamos decir que la debilidad sería en este momento el no poder generar autofinanciamiento para este rubro?*

MB: Sí, yo creo que ese es uno, y…

E: *¿Y una amenaza al desarrollo de la energía renovable para la Cámara, o dentro de la Cámara, es que no haya financiamiento externo?*

MB: Bueno, sí, sería una restricción, le pondría, pero podés encuadrarla dentro de ese concepto de que obviamente limita el desarrollo hoy, en esta semana, también hay mucha incertidumbre sobre el futuro del marco regulatorio, se está hablando de pesificar tarifas… una serie de cosas que creo que cualquiera que esté involucrado en esto está con las antenas paradas y hasta los pelos de punta siguiendo qué es lo que va a pasar hacia adelante, bueno, vamos a suponer que esto es algo de corto plazo, se va a ir aclarando con el tiempo. Pero la restricción financiera y, tal vez, la falta de recurso humano en cantidad y calidad suficiente diría que pueden ser dos amenazas o limitaciones al desarrollo de esto.

E: *Por último, sobre la base de lo que se expuso, ¿cuál considera que deberían ser las líneas de acción que su sector debe llevar adelante para aprovechar estas fortalezas y oportunidades, y tratar de disminuir las debilidades y amenazas?*

MB: Me parece un poco lo que se está haciendo, estar sobre el tema, estar atentos, tener una agenda, capacitar a la gente, a las empresas y que vuelquen sus recursos a mirar esto; por ahí, algunas empresas están más acostumbradas a lo tradicional, bueno, empezar de a poco a poner el foco en esto como una alternativa también de trabajo y actividad. Me parece que, más o menos, sería eso lo que hay que seguir haciendo y, a lo mejor, un poco más intensamente tal vez, lo que se viene desarrollando.

E: *¿Algo que haya quedado afuera de esta pequeña entrevista que le parezca que es útil mencionar o destacar?*

MB: No, yo creo que esto, como te decía, ya está, se viene; justo el otro día circunstancialmente estaba leyendo un informe que me había llegado, a nivel tanto central, como nosotros, pero central tiene un área de desarrollo de pensamiento estratégico bastante fuerte que estudia mucho el tema, y este forma parte de los temas que se han estado estudiando, y solamente de listar todos los proyectos que se habían aprobado en

la Secretaría de Energía, el RenovAr 1, el 2, no sé cuántos… la verdad es que hay un montonazo de proyectos, no sé cuántos están ya funcionando, en distintos estadios obviamente, pero había muchos proyectos, o sea que ojalá eso se incentive y no se vuelva atrás en la norma, que se sigan dando los incentivos adecuados para que esto se profundice, y que las restricciones financieras se pueden ir aligerando, no va a ser fácil eso.

E: *Muchas gracias, la verdad que estos temas han salido en los talleres, a los que fue Marcela en representación de la Cámara.*

MB: Sí, no vamos a inventar la pólvora; por ejemplo, te cuento algo anecdótico, hace dos años hablaba con un par de profesionales que tienen empresas y me decían: "No, no lo veo todavía... no sabemos….", o sea, no encontré respuesta como para avanzar en algo, y hoy está sobre el tapete el tema y ya tenemos gente que está estudiando, o sea, en dos años cambió la mirada, posiblemente la tecnología también haya mejorado, hayan bajado los costos, pero ya hay más gente, ya es algo que lo vamos a empezar a hacer, un proyecto concreto para ver si se justifica. Lo que hace dos años atrás quedó en una charla rápida que se desechó, la idea, hoy, ya tiene otro tratamiento, y pasaron menos de dos años posiblemente, o sea, hay una evolución de la mirada de las empresas. Entonces, ha habido un crecimiento, una evolución, una mirada diferente del tema. Te lo digo como una anécdota, una pequeña gota en el océano si vos querés, pero como símbolo, si se quiere, de esta evolución.

ENTREVISTA A REFERENTE DEL CLUSTER CÓRDOBA TECHNOLOGY

Datos de la entrevista:

Entrevistador: Marcial Cipriani, UTN FRC (**E**).

Entrevistada: Lic. Lorena Llanes, coordinadora de Proyectos y RRII del Cluster Córdoba Technology (**LL**).

E: *La entrevista consta de seis preguntas básicamente; la actividad que realizamos en los talleres fue tratar de identificar las ideas principales, en cuanto a fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas respecto al cambio de la matriz energética en los próximos años en la Provincia de Córdoba.*

LL: Cuéntame un poquito en qué consiste el cambio de la matriz energética.

E: *Esa es la primera pregunta, si estabas informada de cómo se espera que se modifique la matriz energética en los próximos años.*

LL: No, simplemente sé que está este tema, pero no hemos tenido comunicación digamos… me parece que no ha sido lo suficientemente difundido o visibilizado de las implicancias del cambio en la matriz de los recursos energéticos, o sea, simplemente toco de oído el tema porque eventualmente lo he escuchado, pero no sé en qué consiste.

E: *Bien, hasta este año el porcentaje de energía renovable en la matriz energética de Córdoba es del 5%, y para el 2030 se espera que el porcentaje crezca a un 25%. La primera pregunta es: ¿cuáles son las oportunidades que observás en tu sector ante el cambio de matriz energética?, o sea, ¿cómo influiría en tu sector este cambio o este pasaje de energía convencional a energía renovable?*

LL: No te puedo responder desde una *expertise* técnica, pero sí entiendo que el cambio a energías renovables, y no sé si esto alcanza el consumo en hogares o si está pensado también para alcanzar el sector industrial, en realidad, siempre que hay una actualización o un cambio de sistema la transformación digital que implica una nueva implementación, por ejemplo, en el sector industrial, va a requerir de algún tipo de mediación de nuestro sector. Digo, este cambio del consumo, de la forma que se está proveyendo la energía, entiendo que, hacia el interior de la industria y demás, se van a tener que hacer algunos tipos de adecuaciones, y en ese caso la noción de lo tecnológico en la adecuación de otros procesos va a tener cierta influencia. No me imagino cómo piensan alcanzar este 25%, o cuáles son las acciones tendientes, por ahí, si conociera más cuáles son las acciones tendientes en esto, podría profundizar más, pero sí creo que para el sector este cambio es como una oportunidad enorme de orientarnos hacia ciudades más sustentables, hacia ciudades donde la oportunidad de la digitalización tenga que ver no solamente con la incorporación de la tecnología, sino también con acciones que sean más amigables con el entorno ambiental. Supongo que también la tecnología podrá ser eventualmente importante para la medición de todos esos procesos en cuanto a criterios de eficiencia.

E: *Sí, así es. ¿Consideran alguna amenaza al sector, desde este cambio de matriz?*

LL: Al sector tecnológico no, en realidad, nuestro capital, nuestra forma de trabajo depende de la conectividad y depende de la energía. En el sector tecnológico una empresa es una empresa que mínimamente tiene que tener una conexión eléctrica para poner una computadora y conectividad (internet), entiendo que esto no sé si será una amenaza en sí, desconozco el plan de cómo se podría incorporar a nuestro sector específicamente ese tipo de consumos, pero no lo veo como una amenaza.

E: *¿Cuáles son las principales fortalezas que tiene el sector para afrontar este cambio?*

LL: En Córdoba tenemos el segundo polo tecnológico más grande de Argentina, están radicadas en toda la Provincia de Córdoba alrededor de 450 empresas vinculadas a la cadena de valor de la tecnología, por lo cual, eso indica que hay capacidad, mano de obra y capacidad de afrontar y de resolver con soluciones locales cualquier tipo de reto que pueda demandar ese tipo de sector; y, además, intrínsecamente tenemos, por ejemplo, para aquellas que forman parte del clúster tecnológico, que superan las 300, diferentes verticales de trabajo y de desarrollo que van a aportar a la cadena, cuando hablamos de *smartcities*, de domótica, cuando hablamos de cosas que transversalmente van a estar influenciadas en este proceso, nosotros tenemos gente, o sea, empresas que están especializadas en las principales tecnologías que atraviesan a esta necesidad o esta demanda tecnológica. Hoy por hoy en Córdoba capital hay empresas que están presentando soluciones y proveyendo soluciones para todo lo que tenga que ver con *smartcities* en lugares de Estados Unidos; entonces, la fortaleza es potenciar el desarrollo local de las tecnológicas cordobesas respondiendo de manera competitiva a la demanda, o a la potencial demanda, de soluciones tecnológicas o de adecuación que requiera este cambio en la matriz.

E: *¿Considerás que como clúster tienen alguna debilidad o algo que falta reforzar?*

LL: No, me parece que tendríamos sí que trabajar más en la visibilidad de esta oportunidad, no sé, me parece que las empresas por ahí están trabajando en la realidad local, en su realidad particular, es decir, cosas que son más a nivel de coyuntura, pagando sueldos, respondiendo a la cadena de pago de los proveedores, viendo cómo se internacionalizan, y que, por ahí, pensar como aspiracionalmente el rol protagónico que podamos tener, el desplazarnos de vender comodities a productos o soluciones aplicados a oportunidades como esto, puede ser un desafío, lo veo en términos de debilidad en el sentido de que falta esto, visibilizar la oportunidad que puede presentar esta iniciativa.

E: *Sobre la base de lo que veníamos charlando, ¿cuáles considerás que serían las líneas de acción?, que creo que ya lo dijiste un poco. ¿Qué tiene que llevar adelante el sector para aprovechar las fortalezas que tiene y las oportunidades, y disminuir las amenazas y debilidades?*

LL: Me parece que, por un lado, la sensibilización y visibilización de las oportunidades, cómo se puede dar este enlace entre esta cuestión del cambio de la matriz energética y la oportunidad para el sector. Trabajar, internamente, con la diversificación de la oferta que nosotros podamos tener, es decir, estaría bueno que, si está esta potencial oportunidad, ver específicamente y de forma diversificada de qué manera las empresas del clúster y en qué instancias de la cadena de valor de lo que se requiera va a poder atender, o sea, un poco eso es un trabajo interno de tener en claro los pasos que requerirá este plan o para las instancias que requerirá este cambio de matriz, ver de qué manera de forma diversificada focalizar las soluciones o la demanda de soluciones para las empresas del clúster, nosotros lo tendríamos que tener bien especificado. Y, por otro lado, desde el clúster alentar a las empresas para que incrementen su participación en estas instancias, para que se desplacen un poco del commodity o de situaciones particulares, como a grosso modo. Igual está buenísimo, me parece, quizás pase con otras industrias también, que por ahí cada sector trabaja a nivel atomizado, y faltan estas sinergias de vinculación y de soluciones multisectoriales para tener una oportunidad, y creo que eso es como una debilidad a nivel del clúster que nosotros ya lo tenemos reconocido y estamos trabajando bastante en relación con eso, pero en general, dentro del ecosistema de Córdoba, creo que falta todavía desarrollo. Y que, en realidad, la asociatividad en el abordaje de soluciones eleva absolutamente la competitividad, porque la multidisciplinariedad rescata el valor agregado que tienen las empresas cordobesas, que hay de todo y está buenísimo.

Capítulo 5
Informe final integrador

1. INTRODUCCIÓN

La política energética constituye una especificación sectorial de la política socioeconómica de largo plazo tendiente a inducir una cierta orientación al proceso de desarrollo. Dada la importancia de la energía como elemento determinante de la calidad de vida de la población, como insumo imprescindible y difundido sobre todo el aparato productivo, como destino de una considerable magnitud de las inversiones requeridas por el sistema de abastecimiento, y atendiendo a la fuerte interacción con el medioambiente, tanto por el uso intensivo de los recursos naturales como por los impactos derivados de su producción, transporte y utilización, la política energética desempeña un rol de especial significación dentro de las políticas de desarrollo (Cuaderno CEPAL, 2003).

De ese modo, las decisiones de política energética pueden tener influencia significativa para el logro de una mayor sustentabilidad del proceso de desarrollo:

a) La seguridad y calidad del abastecimiento, la eficiencia y la mejor utilización de la energía contribuyen al crecimiento económico.
b) El suministro eléctrico en cantidad y calidad resulta esencial para todas las actividades humanas y económicas.
c) El uso y explotación de los recursos naturales y de tecnologías limpias, y el uso eficiente de la energía contribuyen de manera decisiva en aminorar el impacto ambiental de todas las actividades económicas y de consumo.

En general, muchos de estos objetivos, consideraciones o necesidades están fuera de las decisiones de los mercados. Existen desde ya muchas barreras que retrasan el aprovechamiento de los recursos, es por eso que el Estado cumple un rol fundamental para concertar y orientar los objetivos. Por lo tanto, los beneficios de carácter social, tendientes a mejorar la sustentabilidad del desarrollo, corresponden al ámbito del Estado y, en particular, a las políticas energéticas.

En las últimas décadas han ido cambiando los procesos de formulación de políticas energéticas. El Estado ha adquirido más un rol de regulación y control, dando lugar a un crecimiento del número de actores y a una descentralización del proceso de toma de decisiones. Los problemas del Estado y situaciones no previstas, como contextos económicos y energéticos mundiales, alteran o afectan las planificaciones energéticas. Actualmente, la formulación y la aplicación de políticas energéticas se han tornado muy complejas por aspectos tales como:

a) La mayor descentralización de los procesos de toma de decisiones, consecuencia de que la toma de decisiones del Estado sea cada vez más indirecta.
b) La mayor participación e inclusión de nuevos actores ha proporcionado cambios en diferentes áreas y aspectos.
c) El Estado, en su rol de regulador y control, ha perdido su poder de fijar y establecer objetivos claros y concisos en materia energética.
d) La precariedad que presentan las instituciones en América Latina y la debilidad de los órganos judiciales socavan el poder regulatorio del Estado sobre las actividades de los servicios públicos.

Una de las políticas energéticas de Argentina es invertir en proyectos energéticos y aplicar medidas que permitan dotar de mayor potencia al sistema eléctrico, incorporando una mayor diversidad de fuentes con metas de participación de energías renovables, fijadas del 8% para el 2017 (Ley 27.191/2015). Sin embargo, el aumento sostenido en la demanda energética, las demoras en inversiones en el parque de generación y los problemas en la distribución vienen provocando un progresivo decrecimiento en la calidad del servicio eléctrico.

El objetivo del presente capítulo es reflexionar acerca de la incidencia en la diversificación del parque de generación para dotar de mayor potencia al Sistema Interconectado y analizar las nuevas dinámicas territoriales que emergen a partir de la utilización de fuentes renovables.

2. MATRIZ ENERGÉTICA DE LA PROVINCIA DE CÓRDOBA

2.1. Características de la matriz actual

Como ya fue mencionado en el capítulo 1, a continuación, se transcribe en forma resumida la información correspondiente a la matriz energética de la Provincia de Córdoba del año 2018.

Las figuras 1 y 2 (figs. 6 y 7 del mencionado anexo) muestran la situación en lo que respecta a energía generada, discriminada por su origen, como diagrama de barras y de sectores de torta, respectivamente.

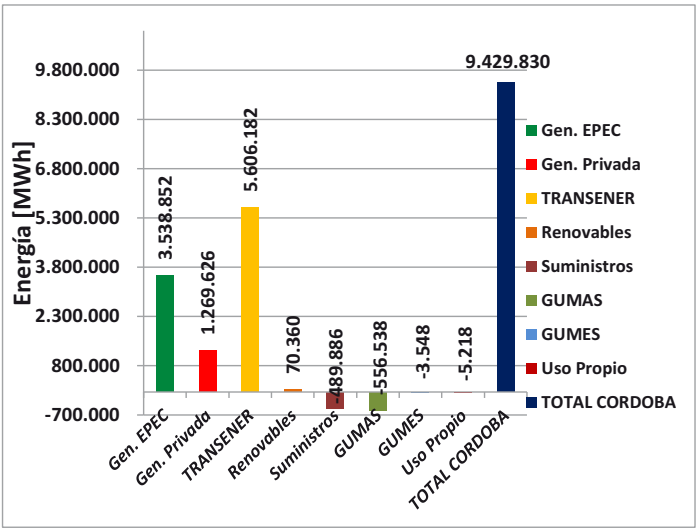


Fig.1. Energía en la Provincia de Córdoba, año 2018.

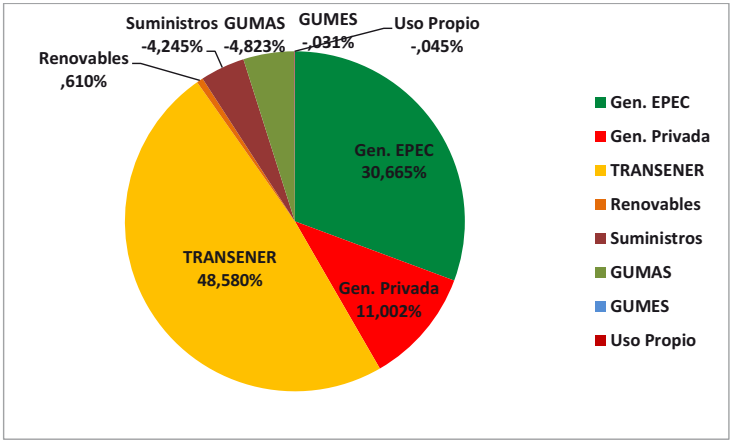


Fig. 2. Energía en la Provincia de Córdoba, año 2018.

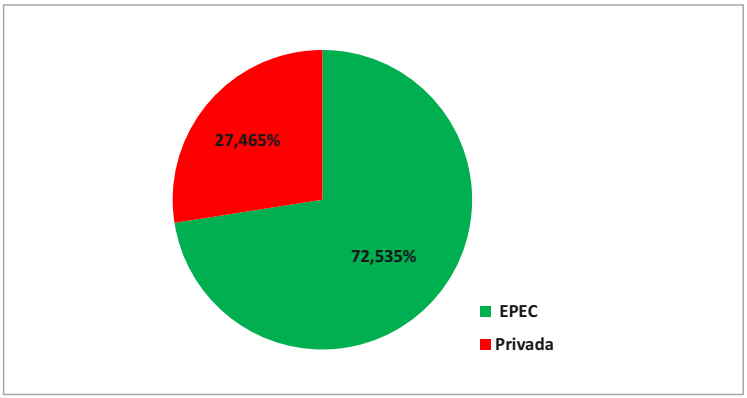


Fig. 3. Participación en la generación de energía en la Provincia de Córdoba, año 2018.

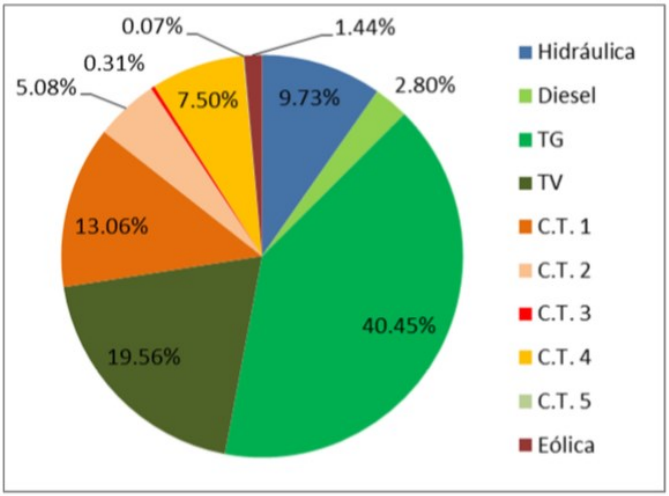


Fig.4. Participación por tecnologías en la generación de energía en la Provincia de Córdoba, año 2018.

Las figuras 3 y 4 ponen de manifiesto la procedencia y tecnologías de esta generación, pudiendo observar que el 72,5% que corresponde a EPEC está conformado por centrales hidráulicas que aportan el 9,73% de la generación. Dicha energía no puede ser considerada completamente renovable, ya que proviene de centrales de más de 50 MW (Río Grande y Los Molinos I), las cuales representan más del 85% de la potencia hidráulica instalada. Continuando con lo generado por EPEC, el 2,8% corresponde a generación diésel; el 40,45%, a turbinas de gas (TG), y el 19,56%, a turbinas de vapor (TV).

La porción del 27,5 % correspondiente a la generación privada está compuesta por centrales térmicas (CT) y generación eólica. La C. T. 1 y la C. T. 4 corresponden a TG (turbinas de gas); la C. T. 2, a un ciclo combinado (CC); la C. T. 3 y la C. T. 5, a generación diésel.

Si se analiza la composición por tecnologías, sin clasificar por tipo de generador (EPEC o privada), la generación provincial está conformada por un 9,73% de energía proveniente de centrales hidráulicas (por lo mencionado anteriormente, en su mayoría no renovable), un 88,82% de energía de centrales térmicas y un 1,44% proveniente de centrales eólicas.

Se puede deducir con claridad que existen posibilidades de evaluar seriamente la necesidad de promover una diversificación de la matriz de energía eléctrica, aumentando la participación de las renovables,

basándose en la potencialidad de la existencia de recursos (biomásicos, solares, eólicos e hidráulicos) en el ámbito provincial.

2.2. Diferencias sobre la base de la experiencia mundial

A fin de estudiar el posible futuro de la energía eléctrica en la Provincia de Córdoba, resulta de interés analizar lo que ocurre en países del primer mundo, seleccionando como ejemplo el caso de Alemania.

La figura 5 muestra la capacidad de generación de Alemania, discriminada por tipo de recurso o fuente, desde el año 2000 hasta el año 2018.

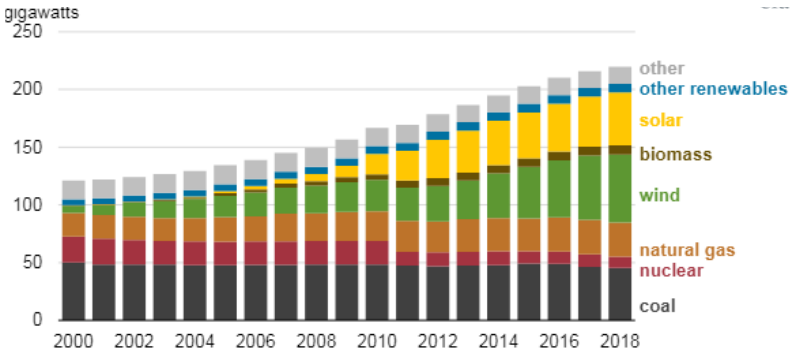


Fig. 5. Capacidad de generación de Alemania, discriminada por fuente primaria (EIA).

En la figura 6 se transcribe la energía generada, discriminada por fuente, desde el año 2000 hasta el 2016.

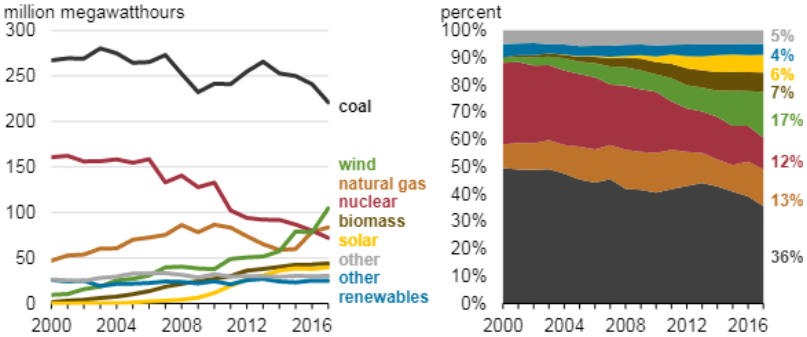


Fig. 6. Energía generada en Alemania, discriminada por fuente (EIA).

Las figuras 5, 6 y 7 ponen de manifiesto la firme decisión de reducir el uso de la energía nuclear sin incrementar el uso del carbón, reemplazando esta fuente con el incremento de las renovables. Las consecuencias económicas son el aumento de las tarifas y, técnicamente, la mejora en eficiencia.

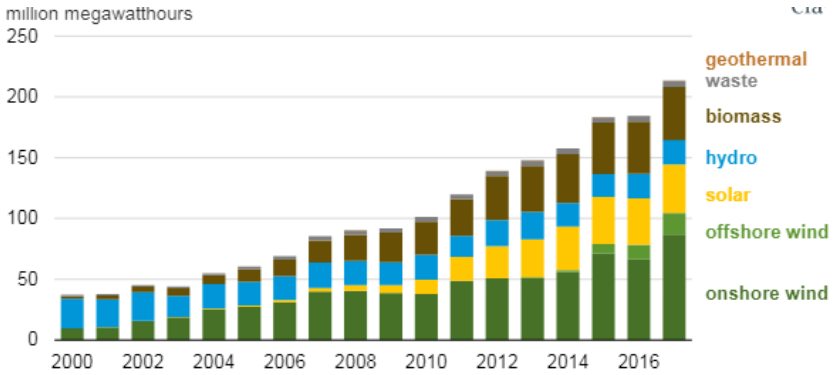


Fig. 7. Energía renovable generada en Alemania, discriminada por fuente (EIA).

Si se pretendiera una definición compacta de transición energética, podría decirse que se trata de una transformación social y económica hacia una economía verde o descarbonizada. Se procura, entonces, una modificación de la matriz energética global (local) intentando un desplazamiento total de los recursos fósiles, mediante dos grandes vías: exclusivamente mediante recursos renovables o compartiendo esta alternativa con la energía nuclear. Este último dilema está aún lejos de ser superado y consensuado. Un ejemplo de lo que esta situación plantea se manifiesta en la misma Comunidad Europea, donde algunos países comienzan a atravesar complejas situaciones socioeconómicas originadas por la decisión de desguace de las centrales nucleares, mientras países vecinos emprenden nuevos proyectos de generación basados en esta tecnología (Alemania/Francia).

Los procesos de transición energética deberían incluir diagnósticos minuciosos sobre su impacto en la economía y en el empleo, procurando un sistema justo para la sociedad en su conjunto.

El estado de desarrollo de esta transición es muy incipiente en nuestro país y es ese el motivo fundamental por el que aún no se padecen ni se observan impactos socioeconómicos negativos en el campo de la energía eléctrica. Dos ejemplos de la Europa actual referidos a este tema:

- El apagado de las centrales nucleares en Alemania, entre otros, genera situaciones de resarcimientos económicos a empresas con contratos de provisión de electricidad de largo plazo.
- La paulatina sustitución de carbón en las centrales térmicas impacta directamente en el desempleo de las propias centrales y en las minas, además de otros indirectos.

En la etapa iniciada recientemente en Argentina, con la incorporación de renovables en la matriz primaria eléctrica, no se observan, de hecho, es muy probable que no se observen por un tiempo, impactos originados por el desplazamiento de sistemas de generación clásicos. En todo caso, si existiese un flanco cuestionable para el estado de situación actual, el mismo podría estar centrado en objeciones ambientales; por ejemplo, plantas que generan electricidad mediante biogás, cuya materia prima requiere el uso de tierras agrícolas que tienen como destino principal la producción de la base proteica alimentaria. La situación que se acaba de plantear adquiere otra dimensión cuando la mirada recae sobre la producción de biocombustibles líquidos (etanol y biodiésel), donde el uso de la tierra para estos fines resulta considerablemente mayor.

En Argentina, en general, en toda América Latina, existe en estos aspectos una gran diferencia con Europa, y fundamentalmente con el caso paradigmático de Alemania: El proceso de transición se gesta y se inicia como un requerimiento de una sociedad preocupada por el medioambiente. En nuestro continente, algo a lo que Argentina no es ajeno, las políticas surgen a partir de compromisos internacionales asumidos o por asumirse, o como planteos de sectores políticos y sociales no masivos.

El momento sociopolítico y económico del continente sudamericano no parece ser el indicado para que los procesos de transformación energética ocupen lugares relevantes en la agenda política. La Argentina tampoco está fuera de tal contexto y todo indicaría que, al menos en el futuro próximo, dominarían el escenario de las “grandes políticas” cuestiones que aparecen como más urgentes. Un caso que parece oportuno destacar y observar tal vez no se encuentre tan distante geográficamente: Uruguay. ¿Cuáles son las características y el contexto de Uruguay, bajo los cuales se ha desarrollado un proceso, hasta aquí, de los más interesantes a nivel global?

- Disponibilidad de recursos naturales: diversos, hasta cierto punto, pero no tan abundantes.

• Un contexto económico, legal, regulatorio e institucional que, tal vez, sin ser sobresaliente, resulta estable y sólido.
• Empresas energéticas públicas fuertes, técnicamente competentes y habilitadas para actuar asociadas al sector privado.

Es cierto que, en Uruguay, el precio de la electricidad se encuentra entre los mayores del continente, pero tal situación es histórica y no es consecuencia directa de su proceso de transición energética reciente.

3. ANÁLISIS DE LA DEMANDA ENERGÉTICA DE CÓRDOBA

3.1. Demanda energética actual y su crecimiento

La demanda energética y la demanda máxima (en potencia) de la Provincia de Córdoba fue presentada en el capítulo 2 para tres escenarios de crecimiento del producto geográfico bruto (PGB) (2,5%; 4% y 5,5%). Se transcriben a continuación las figuras 8 y 9, que muestran el crecimiento de la energía consumida para los usuarios de los tipos residencial, servicios e industriales, con un crecimiento del PGB del 4%, y el crecimiento de demanda máxima de potencia para los tres escenarios de crecimiento del PGB, respectivamente.

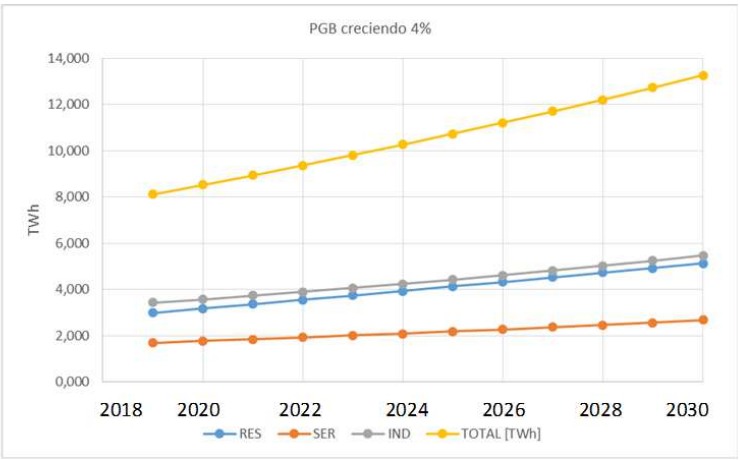


Fig.8. Tendencia de la demanda de energía anual de cada sector y total asumiendo una tasa de crecimiento de PGB de 4% anual (fuente: elaboración propia).

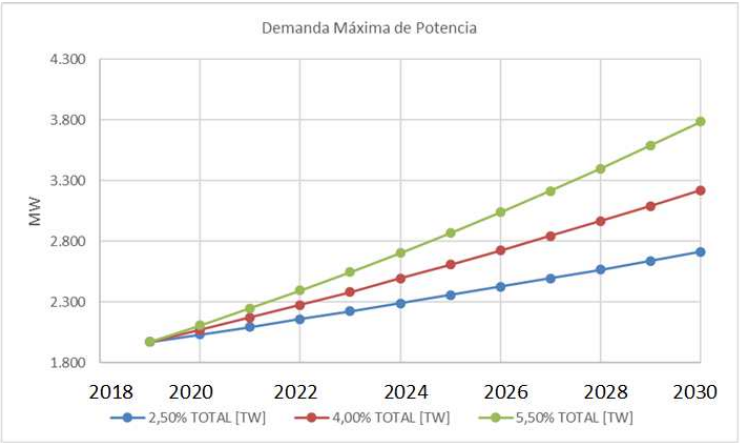


Fig. 9. Tendencia de la demanda máxima de potencia según las diferentes hipótesis anteriores de desarrollo (fuente: elaboración propia).

La tendencia de crecimiento más baja supuesta, o sea, del 2,5% del PGB, muestra que en diez años la demanda máxima de potencia crece en un 36%; para el crecimiento más optimista, 5,5%, resulta en un aumento del 90%. Las dos situaciones, análisis pesimista y optimista, en mayor medida, generan la necesidad de una importante inversión en el sistema eléctrico de la provincia. Este panorama no es único de la Provincia de Córdoba, sino que se replica a nivel mundial, por lo que se recurre a otras soluciones, una de las cuales es la gestión de la demanda, a fin de mejorar el aprovechamiento de las instalaciones y demorar las inversiones. Otra de las acciones es el ahorro y uso racional de la energía, que algunos autores incorporan dentro de la gestión de la demanda.

3.2. Gestión de las demandas desde las empresas distribuidoras

a) General

El concepto de que el usuario consume energía eléctrica cuando lo desea y la empresa eléctrica debe suministrarle siempre tal energía ya no es sostenible. Mantener este concepto en un escenario de sistema eléctrico como el actual, con demanda creciente y alto grado de obsolescencia en las instalaciones, tendría un grave impacto ambiental. Por otra parte, las instalaciones necesarias y el costo de la inversión llevarían los precios de la energía eléctrica a valores demasiado altos, convirtiendo a la energía eléctrica en algo inalcanzable para amplios sectores de la población. La aplicación de la gestión de la demanda libera capacidad de carga del sistema y disminuye o retarda las inversiones necesarias para mantener operativo al sistema.

Los estudios a nivel mundial sobre el aprovechamiento de las instalaciones existentes muestran que solo del 5 al 10% del tiempo se usa más del 75 al 90% de los recursos instalados para generación, y del 60 al 75% de los recursos de distribución. La figura 10 pone de manifiesto la evolución de la duración de la carga desde el año 2006 hasta el año 2018 de la Provincia de Córdoba, parámetro que indica el aprovechamiento de las instalaciones. Queda bien claro que la “forma” de consumir es mantenida a lo largo de los años, incrementando su valor absoluto. La figura 10 permite afirmar que, en el año 2018, la potencia usada durante el 5% del tiempo (438 h) fue de 1550 MW, aproximadamente el 80% de la potencia máxima y el doble de la potencia base (730 MW), mostrando un bajo aprovechamiento de las instalaciones.

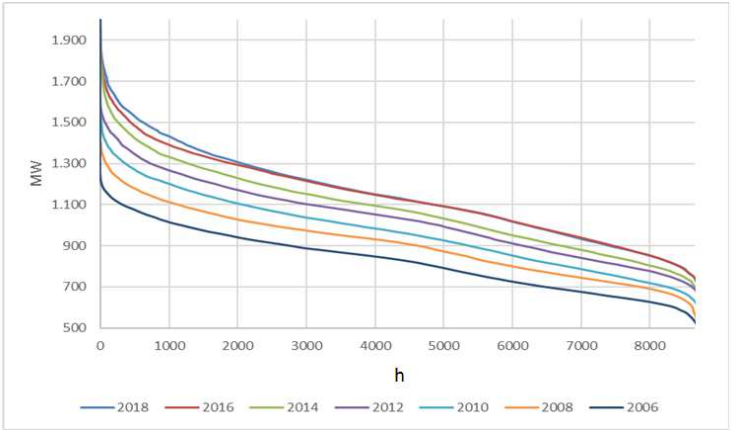


Fig. 10. Evolución de curva de duración de carga del sistema eléctrico cordobés, período 2006-2018 (fuente: elaboración propia INFO_TIPO_2).

Por lo antedicho, la elevada diferencia de demanda entre la punta y el valle supone que su aplanamiento es uno de los principales retos para la optimización de la explotación del sistema eléctrico.

Este mismo análisis puede realizarse mediante el estudio de las curvas diarias de carga. La figura 11 muestra la curva de carga del día de máxima carga del año 2018 (6-2-2018), para el sistema interconectado provincial SIP y regional SIR (incluye la entrega de energía a las provincias de La Pampa y San Luis).

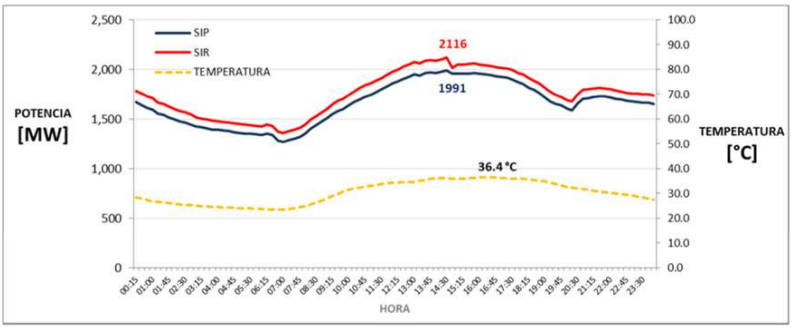


Fig. 11. Potencia máxima SIP-SIR, año 2018.

En la figura 11, puede verse que la potencia en punta es aproximadamente 1,6 veces la mínima. En el caso hipotético de que se pudiera aplanar totalmente la curva de demanda, sin sacrificar energía, el valor plano (valor medio de la curva de la figura) sería de 1550 MW, lo que permitiría llegar al año 2030 sin superar el pico actual de 2116 MW, o sea, con el crecimiento del 36%, valor similar al estimado para el escenario más pesimista, que corresponde al crecimiento de 2,5% del PGB.

Surge así la idea de gestión de la demanda (GeDe), que es la planificación e implementación de aquellas medidas destinadas a influir en el modo de consumir energía, de manera que se produzcan los cambios deseados en la curva de la demanda. h

El cambio de modelo energético y los objetivos de cambio deseados en la curva de la demanda requieren de medidas de gestión de la demanda que potencien un perfil de consumo más eficiente, equilibrado y con mayor flexibilidad de la demanda. Esta flexibilidad resulta imprescindible para lograr mayor aprovechamiento de las fuentes renovables, la mayoría de ellas con baja despachabilidad, lo cual puede ser complementado con la disponibilidad de medios de almacenamiento de energía. Cuando se habla de fuentes renovables, se incluyen las grandes centrales y también las pequeñas fuentes distribuidas, estas últimas a nivel de usuario y, por ello, gestionables dentro del esquema de GeDe. La disponibilidad de esta flexibilidad de cargas es fundamental para evitar el "derrame de energía", situación que se presenta cuando hay disponibilidad de energía renovable sin capacidad de consumirla por las cargas o transportarla al sistema

interconectado. No es el caso de las pequeñas fuentes distribuidas conectadas a la red, ya que pueden inyectar los eventuales sobrantes de energía a la red, que en comparación posee capacidad infinita. La situación actual de la GeDe es más amplia (más flexible) que la que se tenía con el nacimiento del esquema, ya que las fuentes y/o almacenamientos del lado del usuario permiten la gestión de la energía de la red al usuario y a la inversa.

Al hacer referencia a flexibilizar la demanda, se debe tener especialmente en cuenta la llegada lenta, pero sin pausa, del automóvil eléctrico, que representa una interesante carga para ser gestionada y cuenta con una elevada capacidad de almacenamiento. Conjuntamente con el advenimiento del automóvil eléctrico, deben considerarse los avances en baterías de alto rendimiento, ya al alcance de todos los tipos de usuarios.

La única manera de que nuestro actual sistema eléctrico soporte la introducción de las fuentes renovables no despachables y el automóvil eléctrico (o almacenamiento en general) es mediante la instauración de esquemas de gestión de la demanda.

La GeDe es una metodología que se emplea desde hace más de cincuenta años, la que hoy es potenciada por el agregado de tecnologías de comunicaciones que transforman al esquema en inteligente.

Para estas posibles acciones, las que deben encararse tanto desde el lado de la empresa eléctrica como desde el del usuario, se requiere poner en operación tecnologías, hoy ya disponibles.

Antes de iniciar cualquier acción, es fundamental informarse respecto a las características de consumo actual y futuro de los usuarios del servicio eléctrico. Existen ya instalados en nuestro medio numerosos medidores inteligentes, de cuyas habilidades solo se emplea una pequeña porción.

Debe tenerse especialmente en cuenta que la aplicación de los esquemas de GeDe es totalmente distinta para los diferentes tipos de usuarios (domiciliario, comercial, servicios, industrial, etc.) en nivel de costo de implementación, complejidad, resultados esperados y oportunidad de negocios.

b) Riesgos

La aplicación de nuevas tecnologías, en las cuales se comparten datos sensibles, involucra ciertos riesgos, en caso de que esta información pueda llegar a manos no deseadas, tales como:

1) espionaje nacional
2) hackers
3) ciberterroristas
4) crimen organizado
5) competidores industriales
6) empleados disgustados

c) Seguridad

Una de las mayores controversias respecto del empleo de la GeDe es su efecto sobre la privacidad de los usuarios, ya que la empresa eléctrica debe conocer las preferencias personales en el consumo, lo que abre una ventana hacia la vida privada de las personas involucradas. Este aspecto debe tenerse especialmente en cuenta ya que, de tratarse en forma equivocada, puede desalentar a los potenciales usuarios y, por ende, llevar al fracaso de todo el esquema.

La empresa debe poder garantizar políticas de seguridad y los protocolos necesarios para asegurar la integridad e inviolabilidad del sistema, como también la integridad y fiabilidad de los datos.

d) Medidores inteligentes

Los medidores inteligentes, ampliamente difundidos en la actualidad, poseen una serie de habilidades o capacidades de importancia para los esquemas de GeDe, tales como:

i. Desconexión remota y “autorización” del interruptor local para la reconexión por parte del usuario.
ii. Detección y prevención del fraude.
iii. Gestión de contratos prepagos.
iv. Monitoreo de la calidad de suministro para cada cliente.
v. Gestión de la curva de carga (solo en los medidores más avanzados).
vi. Balances de energía (comparativa entre la energía suministrada por cada transformador MT/BT y la energía total suministrada a los clientes).
vii. Disponibilidad para el cliente de información del consumo de energía y temas técnico-comerciales.

e) Objetivos de la gestión de la demanda

Los objetivos de la gestión de la demanda pueden resumirse de la siguiente manera:

1) Reducción del consumo por usuario.
2) Desplazamiento del consumo de la punta de carga al valle.
3) Llenado de los valles.
4) Reducción del consumo en los horarios de punta.

f) Medidas de la gestión de la demanda

Algunos autores consideran la mejora en la eficiencia de los equipos y procesos como medida de GeDe, que implica disposiciones permanentes, por ejemplo: cambiar los tipos de lámparas (incandescente a LED), incrementar el aislamiento de recintos (empleando materiales más adecuados para ello), mejorar la llegada de luz natural y la ventilación, etc. A pesar de las mejoras de eficiencia, la demanda continúa creciendo, aunque con menor pendiente.

i. Concienciación sobre el ahorro energético.
ii. Discriminación horaria (pasiva que se establece en el contrato).
iii. Participación activa en la demanda de los mercados.
iv. Bombeo.
v. Almacenamiento eléctrico y térmico.
vi. Vehículos eléctricos.
vii. Servicio de interrumpibilidad.
viii. Gestión automática (dinámica) de cargas.

g) Métodos de gestión de la demanda

La aplicación de cualquiera de los métodos de gestión de demanda no debe reducir la cantidad de energía suministrada y, por ende, consumida, ya que, en caso contrario, significaría pérdidas en ventas para la empresa eléctrica y reducción de actividades realizadas o de confort por el usuario, que no es el objetivo de la gestión.

Los métodos se dividen según sean de control directo o indirecto:

A) Métodos de control directo:

- Ciclado del aire acondicionado (frío-calor o, caso contrario, es sensible a la estación).
- Calentamiento o elevación de agua diferido.
- Calentamiento de ambientes (sensible a la estación).
- Control sobre limitadores de demanda.
- Cargas interrumpibles.

B) Métodos de control indirecto:

- Señales tarifarias (hora, día, mes y clima, sobre energía y potencia máxima).
- Reacción o sensibilidad de la demanda.

3.3. Gestión de la demanda (GeDe) desde el usuario

El éxito de la GeDe depende de la existencia de cargas capaces de adaptarse a la gestión y de usuarios que estén interesados por razones ecológicas y/o económicas. Los usuarios que participen pueden ser de cualquier tipo, o sea, doméstico, comercial, servicios, industrial y público.

A) Cómo convencer al usuario

- Uno de los actores principales de la gestión de la demanda, en número, es el usuario doméstico, quien, para tener activa participación, deberá convencerse de las ventajas del esquema y cambiar sus hábitos de consumo.
- Para modificar los hábitos, deben existir la concienciación y el factor económico. Usando una tarifa especial por horas, se induce, por ejemplo, a usar el lavarropas o el lavavajillas no libremente, sino cuando sea económicamente más rentable. Si la gestión de las cargas domésticas la hace directamente el comercializador o distribuidor, se deberá convencer al usuario de la incomodidad de pasar un poco más de calor en verano o de frío en invierno, porque es necesario modificar las consignas para no sobrecargar al sistema.

• Ofrecer opciones que aseguren que utilizan energía procedente de fuentes renovables y apelando a la concienciación ambiental de los usuarios finales, a pesar de que su uso incrementa el precio de la energía.
•En este aspecto es necesario un aprendizaje previo, tanto de las propias personas como de los comercializadores, para la elaboración de ofertas atractivas para cada sector, dependiendo de los hábitos y necesidades de cada uno.
• El uso de este esquema de GeDe incrementa la confiabilidad y la calidad del suministro eléctrico.
• La utilización de medidores inteligentes ayudarán al usuario a optimizar su consumo favoreciendo la producción energética para el autoconsumo doméstico y el paso hacia un sistema eléctrico horizontal, dando lugar a la aparición del usuario productor/consumidor energético.
• La gestión cambia la relación con el usuario, que adquiere un papel activo en la toma de decisiones y gestión de sus consumos, al tener más información e incentivos para sacarle provecho.
• Los clientes podrán planificar su consumo, aplanando su curva de demanda, reduciendo el requerimiento de energía en las horas punta y aumentando la eficiencia, promoviendo un consumo más sostenible.
• Se hace partícipe en todo el proceso al usuario final; se da una respuesta integral a los desafíos medioambientales involucrando al consumidor.

B) Cargas gestionables

Tipos:

- Cargas interrumpibles.
- Cargas adaptables a Shedding (puede considerarse como un caso extremo de reserva de capacidad, que no se admite normalmente en GeDe).

Características:

- De elevada constante de tiempo.
- Que pasan desapercibidas para el usuario.
- De momento de uso fuera del interés del usuario.
- De necesidad variable a lo largo del día o la semana.

C) Hogar inteligente

La incorporación del medidor inteligente y de electrodomésticos con inteligencia permite que el usuario se ajuste a esquemas de GeDe y de eficiencia energética, por control centralizado de los electrodomésticos o respondiendo en forma autónoma a señales de precio predefinidas o comunicadas en tiempo real. Con estas acciones, la residencia tradicional se convierte en un “hogar inteligente”, donde la tecnología actual le ofrece una serie de beneficios adicionales, tales como control vía celular de las condiciones ambientales de cada una de las habitaciones, ventilación, iluminación natural, cierres perimetrales, cocción de alimentos, intrusión, etc.

Acciones recomendadas y resultados esperados

En un estudio encargado por el Ministerio de Ambiente, Aguas y Servicios Públicos de Córdoba a la UNRC, se estimó que en los próximos años el nivel de penetración de las fuentes renovables en la forma de generación distribuida, fundamentalmente con origen fotovoltaico, será del 0,4% anual; en diez años da como acumulado el 3,6%. Si se trata de fuente solar, el máximo de carga del verano sobre el valor medio de 1550 MW se produjo desde la 9 hasta las 18 h, precisamente cuando es máxima la insolación. A nivel mundial ya se menciona como techo del crecimiento, a fin de no generar problemas de operación del sistema de distribución, alcanzar una penetración del 20%, valor todavía muy lejano al que se podría alcanzar en nuestro medio.

La presencia de generación distribuida (GD) puede conducir a la disminución de la calidad de potencia, fundamentalmente en lo que se refiere al aumento de la regulación de tensión, aumento del flicker e incremento en la presencia de armónicas, por lo que los equipos generadores a ser instalados deben cumplir con las correspondientes especificaciones técnicas nacionales, normas IRAM, o, en su defecto, especificaciones internacionales tales como IEC o IEEE.

Varios autores han determinado que, con la gestión de la demanda, el porcentaje de consumo desplazado es prácticamente igual al porcentaje controlable de la potencia instalada, determinando que en los hogares medios se alcanzan porcentajes controlables del 6% (llegando al 20% en casos extremos, principalmente en clientes industriales).

El ofrecimiento de tarifa múltiple (valle, punta y resto) a usuarios domésticos y comerciales-servicios, puede conducir al desplazamiento de cargas, siempre y cuando este desplazamiento resulte soportable y de

interés para el usuario. Este puede lograr el desplazamiento de cargas en forma manual o automática. Solo se considerará la situación manual, ya que las diferencias usuales entre precios de la energía según el período y la escasa disponibilidad de estos equipos automáticos en el mercado (gestión inteligente) prácticamente impiden el esquema automático de desplazamiento de cargas.

Sobre la base de nuestra idiosincrasia y de las ventajas económicas a ofrecer, se estima que podrían reubicarse anualmente un 0,5; 0,75 y 1% de la carga doméstica y comercial-servicios, según tres escenarios, dependiendo de las ventajas tarifarias ofrecidas y de los costos del equipamiento gestionable (el que, por el momento, es fundamentalmente importado). A pesar del poco impacto inicial de la extensión de este esquema tarifario, se considera como de importante potencialidad futura.

Pensar en la tarifa variable en forma horaria "*real time*" es impensable ahora, debido a la situación económica-social de nuestro medio, a pesar de que es mucho más ventajosa que la tarifa múltiple, tanto para el usuario como para el distribuidor.

Es bastante probable que el mismo cliente adopte las dos medidas mencionadas, gestión de la demanda y generación distribuida, con lo cual los porcentajes citados se adicionan, pero la decisión de adoptar estas tecnologías raramente se tomará solo por conciencia ecológica; es imprescindible disponer de fuertes incentivos económicos (tributarios y tarifarios).

El resultado por alcanzar, con gestión de la demanda y generación distribuida, depende sobre todo de las políticas tarifarias de los gobiernos nacional y provinciales, conjuntamente con el valor del dólar y las posibles tasas a las importaciones. La instauración de estas tecnologías debe ser beneficiosa para el usuario y para la empresa distribuidora, ya que ambos sectores deben invertir en ellas.

4. AHORRO Y USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA

4.1. Posibilidades de ahorro

La eficiencia energética se entiende como el conjunto de acciones que permiten mejorar la relación entre la cantidad de energía consumida y la cantidad de energía producida, sin afectar o perder calidad de vida. Esto se logra mediante la implementación de acciones de gestión de la energía, con cambio de equipamiento con tecnologías de mayor eficiencia, empleando procesos productivos más eficaces y, sobre todo, mejorando o cambiando los hábitos para un uso racional y responsable.

La eficiencia energética se complementa con las energías de origen renovable para mejorar la matriz energética, reducir la intensidad energética de manera más rápida y hacer un sistema energético nacional más eficiente.

Si tenemos presente el objetivo de la Argentina, indicado en los informes de la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, podemos observar que todas las áreas y aspectos de la energía tienen un importante potencial de ahorro como meta para el 2030, cuyas pautas se observan en las figuras 12 y 13:

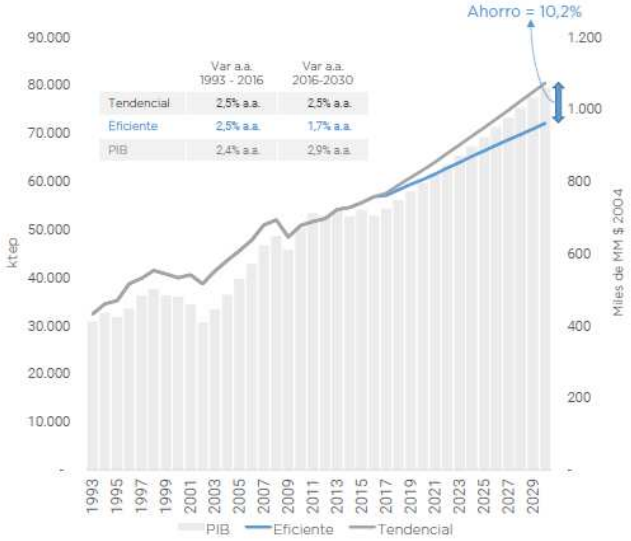


Fig. 12. Evolución del consumo final de energía total y del PBI.

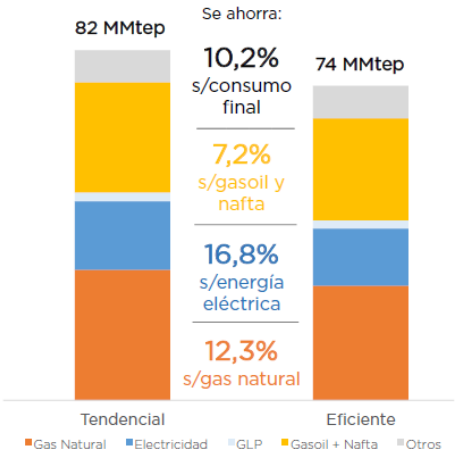
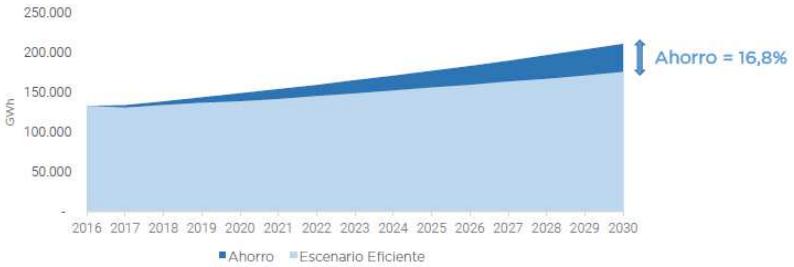


Fig. 13. Ahorro en consumo final y de cada sector previsto para el 2030.

Y, en particular, el sector de la energía eléctrica tiene previstas sus metas de acuerdo con lo que se expresa en la figura 14:



Electricidad (TWh)	% a.a. 2016-2030	Demanda 2016	Demanda 2030
Escenario Tendencial			
Residencial	4,5%	57,0	106,1
Menores e intermedios (< 300 kW)	3,1%	38,5	59,1
Mayores (>300 kW)	1,1%	37,5	43,7
Autos Eléctricos	///	0	2,3
Total	3,4%	133,0	211,2
Escenario Eficiente			
Total	2,0%	133,0	175,7

Fig. 14. Escenario de demanda de energía eléctrica para el 2030.

Las políticas de eficiencia energética buscan incentivar y promover el uso racional y eficiente de todas las fuentes que configuran la matriz energética. Las medidas se traducen en una disminución en el consumo de energía que realizan los actores involucrados, generando una caída en la demanda energética respecto de un escenario base.

Además del impacto directo de las medidas de eficiencia energética (reducción de la demanda), existen efectos indirectos por la aplicación de las medidas que se adopten que se manifiestan en mejoras sistémicas para el desarrollo económico, siendo las principales:

1) Mejora de la productividad energética.
2) Disminución de los gases de efecto invernadero.
3) Mejora de la calidad de vida.
4) Reducción de importaciones energéticas.
5) Mejor aprovechamiento de los recursos.
6) Desplazamiento de inversiones de generación e infraestructura.

En los escenarios de políticas existentes, el escenario de demanda eficiente se ha obtenido de restar en el escenario tendencial (el escenario proyectado de crecimiento) los ahorros acumulados por la implementación de políticas específicas que se están aplicando y planificando, produciendo que la demanda de energía sea menor como consecuencia de la optimización en el uso de los recursos energéticos.

La Argentina adhiere al compromiso del cambio climático mundial, con la contribución determinada a nivel nacional (NDC por sus siglas en inglés). El aporte de los ahorros energéticos de las principales medidas en un escenario eficiente para el 2030 son:

a) Eficiencia en electro y gasodomésticos.
b) Incremento en el uso de lámparas LED.
c) Alumbrado público.
d) Optimización de energía en la industria.
e) Cogeneración.
f) Calefones y termotanques.
g) Educación y comunicación.
h) Promoción de nuevas tecnologías y resto de acciones.

Si se analiza y se observa la participación de los distintos sectores involucrados, el residencial lidera los ahorros proyectados para el año 2030, seguido del sector transporte y, luego, por el sector industrial, como se muestra en la figura 15. Esto indica que el sector residencial es uno de los que posee mayor potencial de optimización, por lo que allí se centra la mayoría de las políticas proyectadas.

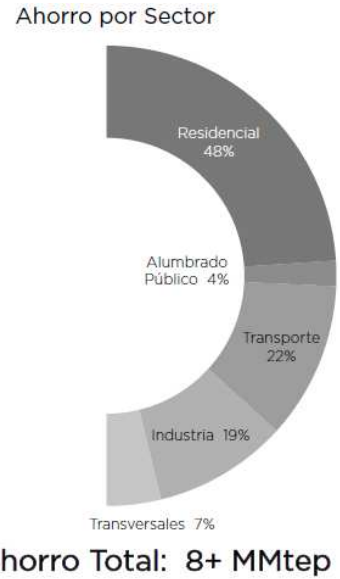


Fig. 15. Participación en el ahorro energético por sector para el 2030.

En resumidas cuentas, la Provincia de Córdoba no podrá estar fuera de la estructura de objetivos nacionales, ya que son políticas razonables, cumplibles y de alto impacto, por lo que deberían incorporarse a toda política energética provincial.

4.2. Difusión de información al consumidor

La educación y la comunicación son dos esferas que se deben estimar al implementar políticas transversales de sensibilización y concientización acerca de los usos de la energía. Los objetivos a plantear deben estar centrados en los cambios de hábito y la optimización, potenciando el uso eficiente de la energía. La Nación ha implementado programas integrales de educación en todos los niveles del sistema de enseñanza formal, en alianza con las distintas jurisdicciones del país, y múltiples acciones de comunicación para promover el desarrollo sostenible, aspectos a los cuales debe acoplarse, potenciar o bien imitar para afianzar el alcance de los objetivos. Resulta, entonces, de relevancia ampliar la participación activa de otras dependencias del Estado nacional, de las provincias y de otros actores calificados en el proceso de planeamiento. La participación ciudadana bien implementada permitirá avanzar en análisis más complejos y abarcativos, y en alternativas futuras para la evolución del sector.

Es importante el desarrollo de programas de educación para todos los niveles del sistema de enseñanza a través de diferentes proyectos, con el propósito de educar en el uso responsable y eficiente de la energía y generar capacidades técnicas en la sociedad, aspecto con el que deberá comprometerse y vincular el Ministerio de Educación de la Provincia de Córdoba por abarcar todos los niveles de educación, inicial, primaria, secundaria y terciaria. A nivel nacional, cuenta con la aprobación de los ministerios provinciales de Educación en el Consejo Federal de Educación.

Se deben pensar y poner en marcha, alineados con la Nación, ejes comunes y fundamentales de trabajo, como:

a) Contenidos y materiales didácticos entregados en las escuelas de alcance provincial y municipal en el territorio de la Provincia de Córdoba.

b) Para acompañar y crear conciencia en los estudiantes, es un aspecto fundamental la capacitación de los docentes, los cuales deben tomar este eje como primordial y fundamental para el cambio de conducta en el futuro. Se pueden llevar a cabo:

1) Seminarios de formación de formadores.
2) Formación virtual para docentes de todos los niveles educativos.

c) Mejorar e instaurar las capacidades técnicas en la sociedad mediante las siguientes acciones:
1) Capacitación a los profesionales de educación, ambiente y energía.
2) Formación de capacidades estructuradas con los profesionales de universidades nacionales, aspectos ya vinculados e integrados en las currículas e incumbencias de los mismos.
3) Formación de capacidades en educaciones técnicas.

4.3. Acciones para la baja del consumo

Los programas y acciones de ahorro y uso eficiente de energía que se deben incorporar en el futuro deben ser objeto de análisis y estudio continuo en la demanda de energía. Es necesario profundizar en el conocimiento, elaboración y desarrollo de las políticas de ahorro y uso eficiente hacia el interior de cada uno de los sectores demandantes: residencial, industrial, comercial, servicios públicos, etc. Esta tarea se nutrirá de las propuestas que se elaboren y se articulen en las áreas específicas; podemos citar:

A) Equipamiento de uso final eficiente: con la incorporación de tecnología con mejores rendimientos en los equipos de uso residencial y comercial, y la aplicación de estándares mínimos de eficiencia energética. Esto implica incremento y actualización del etiquetado de los equipos de uso final de la energía.
B) Tecnología LED en iluminación: intervenir con regulación o prohibición de tecnologías ineficientes, y mejorar el incremento de participación de la tecnología LED en los sistemas de iluminación en los distintos sectores con políticas activas.
C) Alumbrado público: con el recambio progresivo de luminarias que permitan ahorros sustanciales (mayores al 35%) en los consumos base y tendencial.
D) Optimización de la energía en la industria: con medidas que aseguren la implementación de sistemas de gestión de la energía y promoción en la implementación de diagnósticos energéticos.
E) Educación y comunicación: políticas de sensibilización y concientización en la población. Adecuación e incorporación de los conocimientos y acciones en todos los niveles educativos.
F) Promoción de nuevas tecnologías: aplicación de cambios tecnológicos en operaciones de sistemas en industria, como el uso de variadores de velocidad en motores, calentamiento de agua, uso de materiales innovadores, uso de nuevas envolventes edilicias, etiquetado de viviendas e inmuebles, etc.
G) Eficiencia y ahorro en el uso de la energía en los edificios públicos.

5. MATRIZ ENERGÉTICA DESEABLE

5.1. Uso óptimo de la matriz energética

Cualquier análisis o estudio de perspectivas energéticas, para la Argentina de los próximos años, se encontrará estrechamente vinculado al desarrollo y a la explotación de Vaca Muerta. En tal sentido, algunas consideraciones muy generales sobre el tema no permiten inferir un próspero y rápido desarrollo de las energías alternativas en Argentina. A pesar de que no resulte una situación inminente, comienza a percibirse la sensación de que los tiempos exigen una explotación de los fósiles tradicionales en un relativamente corto plazo, antes que las demandas de tales productos hayan sido reemplazadas por otras (sin embargo, es relativamente claro que el mundo de los fósiles compartirá el espacio con las renovables por muchos años más).

La explotación del gas natural (GN) en Vaca Muerta tampoco presenta un panorama definitivamente claro cuando se observa el mercado externo como una fuente generadora de recursos (como una alternativa importante respecto de lo que generan los tradicionales vinculados a la producción agrícola). Los factores determinantes, en tal sentido, son, entre otros, los costos de licuado (y posterior regasificado), pero, fundamentalmente, el transporte, ya que los mercados demandantes más importantes no son precisamente vecinos y también pone al gas natural licuado (GNL) argentino en una situación de competitividad que no resultaría muy favorable. Esta podría ser una importante razón para que buena parte de su explotación tenga como destino el mercado local de la electricidad. A partir de esto, es muy probable que gran parte del GN exportable tenga destinos muy próximos donde efectivamente los precios resulten competitivos (Uruguay, Paraguay, Chile, Brasil, etc.).

5.2. Cambios de vectores energéticos

La alternativa de uso del gas natural licuado (GNL) tendría en principio, en el futuro próximo, dos grandes posibilidades: por un lado, su uso en el transporte (reemplazo del combustible diésel) mediante un sistema en el que el mismo se distribuye en un esquema análogo al de las estaciones de servicios de combustibles líquidos, y por otro lado, su empleo en la generación de electricidad.

Esta última alternativa merece muy particular atención, ya que desde hace poco tiempo se ha puesto en marcha una experiencia en Argentina que es inédita a nivel mundial, la Central Termoeléctrica a GNL de Anchoris (40 MW), Provincia de Mendoza. Se trata de una central que es alimentada por GN que proviene de pozos no conectados a gasoductos. El GN es licuado directamente en los pozos y transportado a la central mediante camiones equipados con cisternas criogénicas, donde el producto se vaporiza para su uso. Las particularidades de este sistema son, entre otras:

- La ya citada posibilidad de usar gas no conectado a las redes.
- Generación de energía eléctrica en puntos remotos y/o para demandas concentradas.
- Generación de energía eléctrica a precios muy competitivos.
- Reemplazo de combustibles importados por nacionales.
- Cuando el reemplazo es sobre el diésel, además de lo citado en el apartado anterior, se logra una reducción del 30% en las emisiones de CO_2.

Naturalmente, la Provincia de Córdoba puede también beneficiarse de estos sistemas. De hecho, para la planta citada en el párrafo anterior, el GNL proviene de distancias próximas a los 900 km, no siendo este un condicionamiento importante, por el momento. Más aún, el combustible usado por el transporte puede ser el mismo combustible transportado.

Otra alternativa, en un sentido similar al anterior, surge de ampliar el espectro de combustibles en el marco de la Ley de Biocombustibles (26.093). Actualmente, el gran desarrollo alcanzado alrededor de esta ley gira en torno al bioetanol y el biodiésel, cuyo principal destino es el corte, también previsto por ley, que deben tener la nafta y el diésel empleado en el transporte. En el mismo sentido, la Provincia de Córdoba presentaría un conjunto de ventajas comparativas para la producción de biometano, cuyo potencial destino final puede ser su empleo para el transporte, como eventual reemplazo de otros combustibles líquidos o gaseosos de uso industrial, o también para la producción de energía eléctrica en la variante gaseosa o, por cuestiones de transporte, en versión licuada. Como de lo anterior se desprende, y en general también es de suponer, existen múltiples variantes potenciales para la conformación de una matriz energética en general y, en particular, para la eléctrica. Sin embargo, los destinos que se elijan a nivel local estarán indefectiblemente condicionados a políticas que se definirán a nivel nacional, donde no parece haber una única alternativa.

Por otro lado, un factor vinculante a las políticas para la producción y el abastecimiento energético son también las que se definan respecto de los vectores energéticos que deberán satisfacer los usos finales. Esto va desde, por ejemplo, las definiciones sobre cuáles serán los medios de transporte urbanos (GN, GNL, electricidad, biocombustibles líquidos, etc.) hasta cuestiones como las que se plantearon en el capítulo 2 respecto a las opciones para la calefacción: GN o electricidad. Una vez asumida una posición y desarrollado un sistema de abastecimiento para un proceso, esto impacta directa e indirectamente sobre el resto de los sistemas, y muchas decisiones resultan prácticamente irreversibles.

5.3. Impacto de las energías renovables

Naturalmente, un análisis de impacto de las energías renovables presenta diferentes aristas. En lo que sigue se destacan algunas de tales perspectivas.

Tecnológicos

Las tecnologías que cubrieron las ofertas surgidas en las distintas instancias de los RenovAr han terminado siendo prácticamente en su totalidad importadas. En muchos casos, los requerimientos de infraestructura nacional fueron cubiertos mayoritariamente mediante obras o componentes periféricos a las obras centrales. En otros términos, los componentes necesarios en las grandes obras de generación eléctrica renovables han sido importados. Una profundización de este esquema, en el cual también es necesario disponer de tales divisas, tampoco parece ser viable (más cuando es posible que estas divisas resulten escasas en los próximos años y, por ende, entre “las urgencias” no figure precisamente la transformación energética).

Esta última situación que se plantea como un verdadero obstáculo a la transición energética, al menos en el corto y eventualmente mediano plazo, puede también ser el disparador de un círculo virtuoso con impacto positivo en distintos frentes: generación de puestos de trabajo, sustitución de importaciones, desarrollo tecnológico, etc. Se intuye que Argentina dispone de capacidad técnica para desarrollar y producir

buena parte de las tecnologías que se han importado en las distintas variantes de los RenovAr. Esto es, las tecnologías para la producción de energías renovables se transforman en un eje de desarrollo tecnológico, económico y social. Esto, en todo caso, no solo no resulta contradictorio con el desarrollo para la explotación de Vaca Muerta, sino que lo complementa.

Sociales

Si bien siempre se han de plantear objetivos intermedios, el fin último de las políticas de transición energética es el bienestar social. Por lo tanto, estas políticas en ningún momento han de perder de vista la protección de los consumidores, fundamentalmente los más vulnerables. No existe concepción de desarrollo sustentable o sustentabilidad energética que pueda ignorar la equidad en el acceso a la energía como una condición básica.

La figura 16 muestra la evolución de los precios finales de la electricidad a usuarios domiciliarios de los países miembros de la UE. Allí se observa una tendencia creciente, la cual es muy difícil de asociar a un factor exclusivo (por ejemplo, precios del GN). La tendencia media es siempre creciente, con pendientes y valores muy por encima de los medios de dos países: Alemania y Dinamarca; casualmente dos de los países con mayor desarrollo y penetración de las energías renovables en la generación eléctrica.

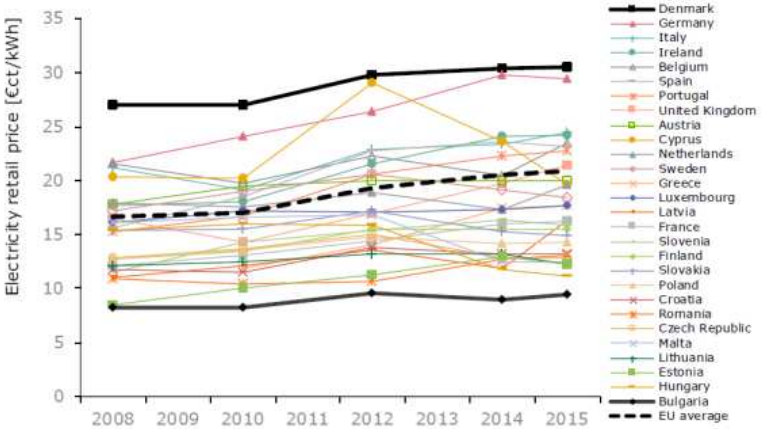


Fig. 16. Precios y costos de la energía de la Unión Europea (fuente: European Commission, Directorate General for Energy, 2016).

Esta parece ser la manera más obvia de mostrar las situaciones que pueden surgir y que no deben ser ignoradas, aun desde la concepción y planificación de las transiciones en cuestión. El período de tiempo mostrado coincide con épocas en las que no predominaron momentos de gran crecimiento o expansión económica. El concepto de "pobreza energética", surgido por los años ochenta del siglo pasado, retomó auge e instaló nuevas perspectivas en la discusión; por ejemplo, en el año 2016 casi el 10% de la población española no pudo mantener una temperatura adecuada en su vivienda, asociando tal situación a la grave dificultad para hacer frente al pago de los suministros energéticos. Tal situación, y muchas otras, obligaron a los Estados miembros a implementar políticas que morigeraran este tipo de efectos.

Impacto cuantitativo local

En el capítulo 1, se mostró el conjunto de proyectos adjudicados bajo las convocatorias RenovAr 1, 1.5 y 2 en la Provincia de Córdoba, cuyo resumen se muestra en la tabla 1:

Tecnología	Potencia [MW]
Biogás	21,4
Eólica	48
Biomasa	12
Hidráulica	1,5
Fotovoltaica	103,9

Tabla 1. Proyectos adjudicados en las convocatorias RenovAr.

La concreción de proyectos significaría un aporte de energía como el mostrado en la tabla que sigue:

Tecnología	Energía [MWh/año]
Biogás	140.598
Eólica	189.216
Biomasa	78.840
Hidráulica	9.855
Fotovoltaica	154.728
Total	573.237

Tabla 2. Aporte de energía de los proyectos adjudicados en RenovAr.

Para la tabla anterior se asume un factor de utilización como se muestra en la tabla 3:

Tecnología	FU
Biogás	0,75
Eólica	0,45
Biomasa	0,75
Hidráulica	0,75
Fotovoltaica	0,17

Tabla 3. Factor de Utilización (FU) usado para calcular el aporte energético de la tabla 2.

Cabe destacar que existen proyectos en marcha (algunos prácticamente en funcionamiento), destinados al mercado a término de energías renovables (MATER), que podrían incrementar las cifras anteriores; en tal sentido, solo la ampliación prevista en Achiras para este mercado puede significar unos 130.000 MWh/año.

Asumiendo los porcentajes previstos en la Ley 27.191 como generalizados hacia todos los usuarios, al 31 de diciembre del 2020, el porcentaje de energía renovable consumida (facturada) en la provincia debería estar en el orden del 14% (12% para el 2019, y 16% para el 2021). Si bien no se está pretendiendo gran precisión, podría asumirse sobre la base de las estimaciones del capítulo 2 que la demanda para el año 2020 es de 8000 GWh. En tal caso, la generación eléctrica renovable representaría aproximadamente solo un 7% (la mitad de lo que estaría previendo en la ley).

Siguiendo con un nivel de estimaciones sin grandes precisiones, podría asumirse que en el año 2025 se facturarían unos 10.000 GWh, con lo cual el cumplimiento de la ley significaría producir 2000 GWh de origen renovable. Si se asumiese un mix de tecnologías como el que se ha presentado hasta el momento en las RenovAr, en el ámbito de la Provincia de Córdoba sería necesario cuadruplicar la potencia actualmente adjudicada en los próximos cinco años.

Con independencia de las políticas energéticas generales que en adelante se sigan (por ejemplo, que se pretenda cumplir con los objetivos porcentuales previstos en la ley), el mix tecnológico surgido de ofertas económicas y posibilidades técnicas de implementación (capacidades del sistema) no parece que efectivamente pueda sostenerse y sea necesario reformular tales tendencias. Las restricciones pueden ser de carácter económico o técnico.

Dos circunstancias sencillas que pueden ilustrar tal afirmación:

- No parece que exista otro enclavamiento geográfico en la provincia en donde puedan obtenerse los niveles de utilización que se están alcanzando en los parques eólicos de Achiras. Ampliaciones más allá de las previstas para el MATER requerirían un incremento en las capacidades actuales de transporte de la línea de 132 kV entre Villa Mercedes y Río Cuarto, en primer lugar, y posiblemente luego la necesidad de ampliar la capacidad de evacuación de generación de la zona de Río Cuarto (Maranzana con 300 MW, agregando Achiras, no habría forma de extraer tal generación).
- Los proyectos en biomasa adjudicados se basan esencialmente en cáscara de maní. Si bien no ha sido posible una buena estimación de la disponibilidad actual y futura de este residuo industrial, ya es sabido que parte de este insumo necesita ser transportado más de 100 km, haciendo que los costos del transporte y lo transportado tengan un valor similar (30 USD/tn).

5.4. Escenarios futuros de la matriz para la Provincia de Córdoba

Los resultados de los ejercicios volcados en estas páginas, asociados a escenarios en función de la combinación de diferentes supuestos de demanda, inversión, precios y productividad, no pretenden tener carácter predictivo, sino que son proyecciones de lo que podría ocurrir.

Debido a la naturaleza dinámica de un sector energético en proceso de normalización regulatoria, económica e institucional, dichos escenarios son dinámicos. Es por ello que los resultados de los mismos

podrán variar significativamente en línea con la evolución de la realidad energética nacional e internacional, la evolución económica, los precios internacionales de la energía, el desarrollo de los acuerdos sobre cambio climático o la ocurrencia de eventos de disrupción tecnológica o geopolítica.

Si tenemos en cuenta cómo estaba la matriz energética nacional al 2018 (fig. 17), según el último informe de noviembre de 2019 de la Secretaría de Energía, observamos un escenario predominante de los combustibles fósiles (63,8% del total). En los escenarios previstos para el año 2030, si bien no se plantea un retiro de máquinas significativo, la generación de origen térmico sufre una disminución considerable, debido al reemplazo de viejas instalaciones por otras de mayor eficiencia (ciclos combinados) y de la nueva generación hidráulica, nuclear y renovable. Así, queda reducida la térmica al 37,1% y las renovables alcanzan el 25,2%; sumando la hidroeléctrica, se llega al total del 51,3% de energías limpias.

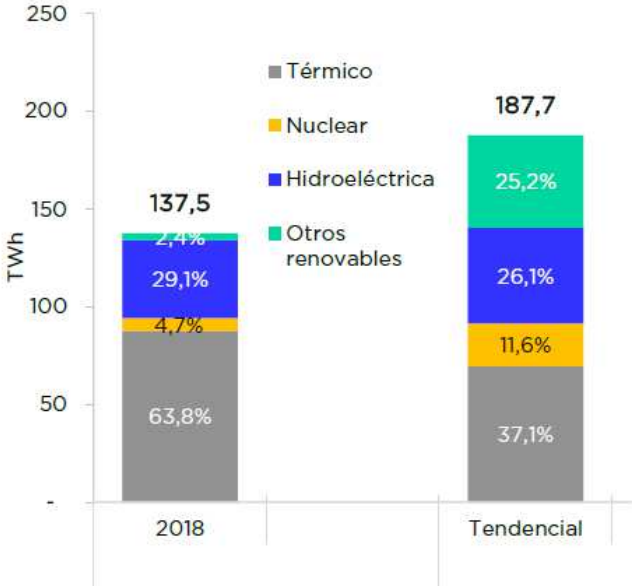
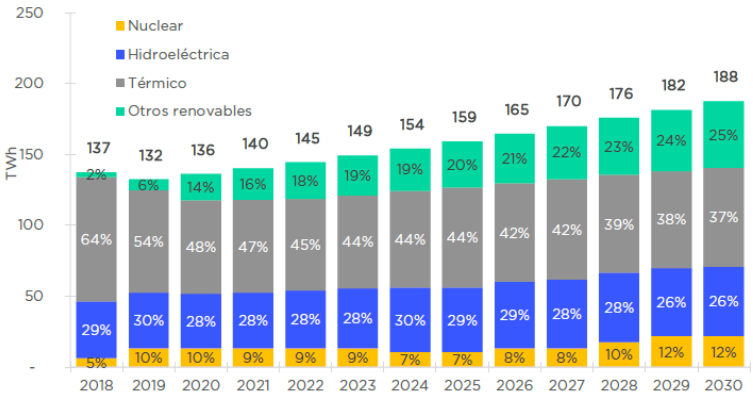


Fig. 17. Matriz energética nacional en 2018 y proyectada por crecimiento tendencial al 2030 (fuente: Secretaría de Energía, Ministerio de Hacienda de la Nación, noviembre de 2019).

Se observa cómo con los años (fig. 18) las fuentes de origen fósil (generación térmica) dan paso a las fuentes renovables, alcanzando en el 2030 el objetivo del 25% en renovables (biomasa, fotovoltaica, eólica).

En el caso de la Provincia de Córdoba, observamos en la figura 19 que el 53,47% de la energía que usa la provincia proviene de CAMMESA, mientras que el 46,5% se genera dentro de la provincia (generación EPEC, 75%, y privada, 25%), cuya composición muestra que su origen es altamente térmico, de combustibles fósiles (88,82%) (fig. 20).

Se definen tres escenarios para el 2030 dentro de la Provincia de Córdoba. El primero de ellos es el tendencial, es decir, por el crecimiento del PBI y de la población (capítulo 2, tres situaciones posibles [2,5; 4 y 5,5%]); el segundo sucede adhiriendo y poniendo en marcha el plan Nacional de Eficiencia Energética, cuyo objetivo de máxima es un ahorro del 16,8% para el 2030; un tercer escenario es la incorporación de generación renovable, sea tanto para el MEM (plan RenovAr) como la GD por parte de los usuarios (por Ley 27.424), y, por último, un cuarto escenario, el deseable y mejor, es que coincidan todas las políticas existentes con las activas a desarrollar. Para los escenarios previstos para la Provincia de Córdoba, descriptos en la figura 21, se toman los valores medios en todas las situaciones, graficando, entonces, un escenario medio considerando el escenario tendencial con la incorporación de energía renovable (fig. 22).



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Fig. 18. Composición anual de la generación por fuente en un escenario tendencial nacional.

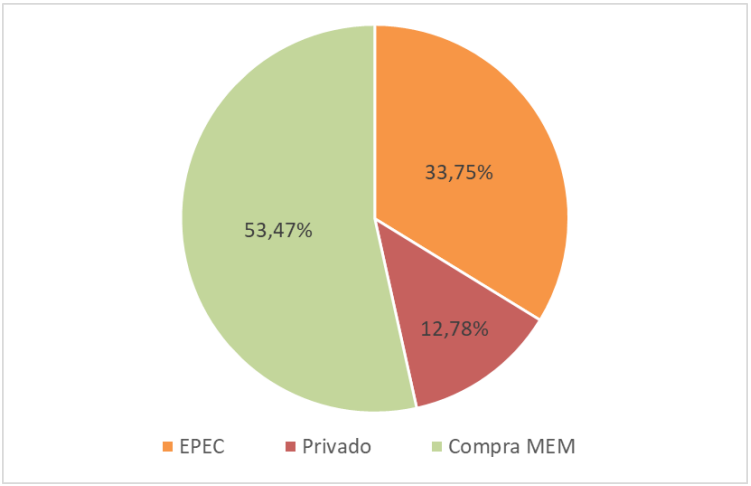


Fig. 19. Origen de la energía usada en la Provincia de Córdoba en el 2018.

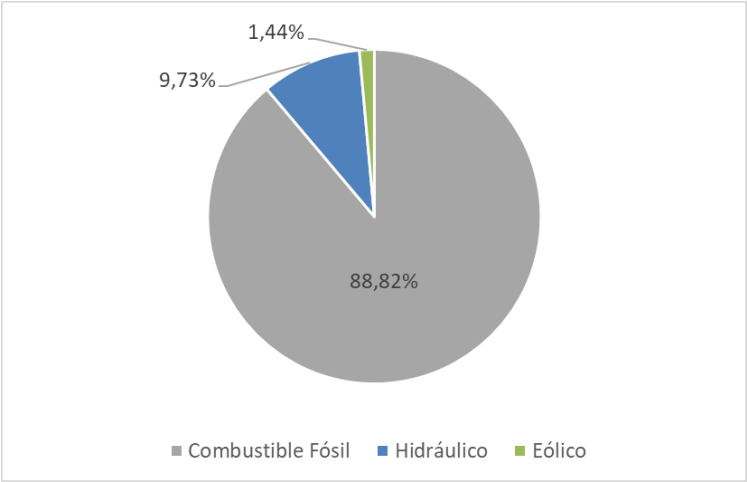


Fig. 20. Tipo de fuentes de generación eléctrica de la Provincia de Córdoba en el año 2018.

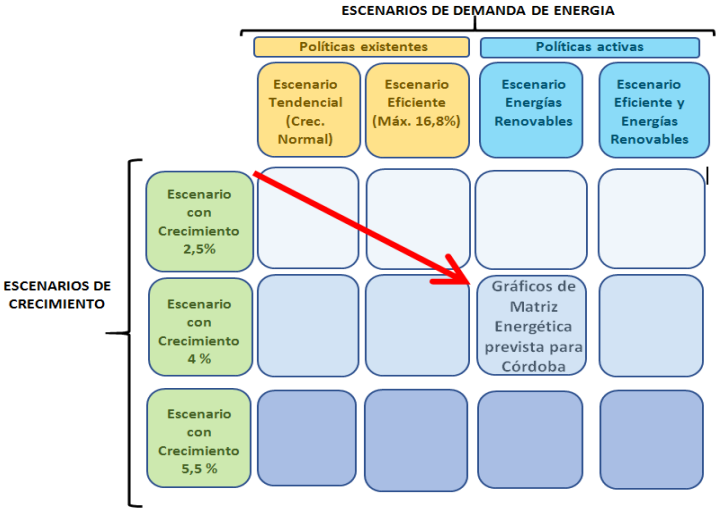


Fig. 21. Cuadro de perspectivas posibles de acuerdo con escenarios de crecimiento tendencial, de eficiencia y con la inserción de fuentes renovables.

La matriz energética nacional para escenarios medios y tendenciales prevé un crecimiento sostenido anual de energías renovables (alcanzando un 25,1% en el escenario tendencial) y una reducción de casi a la mitad de la generación térmica (al 37,1%) para el 2030. En el caso de la Provincia de Córdoba, la porción de generación propia dentro de la provincia es del 37% para el 2030 y se necesita del MEM un 63%, es decir, se debe contar con la infraestructura necesaria para tomar más potencia y con los contratos necesarios con CAMMESA, siempre considerando escenarios medios (fig. 22).

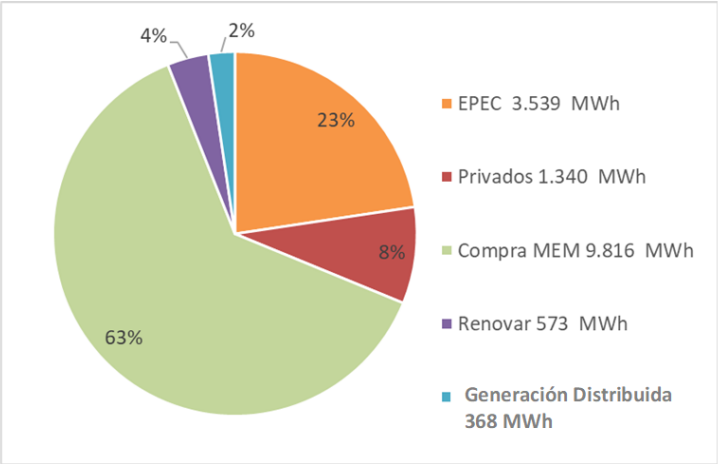


Fig. 22. Origen de las fuentes de energía eléctrica para la Provincia de Córdoba para escenarios medios tendenciales al 2030.

Suponiendo que la generación de EPEC no se modifica, tampoco de los privados actuales al 2018, entonces, para satisfacer la demanda se dependerá del ingreso de las centrales del plan RenovAr y de la generación distribuida, con lo que la participación privada se incrementará dentro de la porción de la generación propia de Córdoba. En el 2030, toda la energía que se generará dentro de la Provincia de Córdoba usará la infraestructura para el transporte y distribución, y se alcanzará para los escenarios medios tendenciales con incorporación de energías renovables una disminución de generación térmica (baja al 75% dentro de la porción de generación de Córdoba), mejorando la participación de energías renovables y limpias (25%) (fig. 23).

En un escenario tendencial medio, con la incorporación de energías renovables para el 2030, se reduce la dependencia de generación con combustibles fósiles del 88,8% (2018) al 75% (2030). Aunque las renovables con hidráulica se duplicaron con respecto al 2018 en la provincia, comparadas con la matriz nacional prevista con los mismos escenarios para el 2030, Córdoba no alcanzará los mismos porcentajes nacionales en materia de reducción de generación térmica ni de mejora en la incorporación de generación con energías renovables limpias.

Observando ya en particular y en detalle los diferentes tipos de energías renovables para el 2030 en la provincia, la generación fotovoltaica será tan importante como la hidráulica, mientras que la eólica se ubica en un tercer puesto y, completando la participación, quedan las de biogás y biomasa (fig. 24).

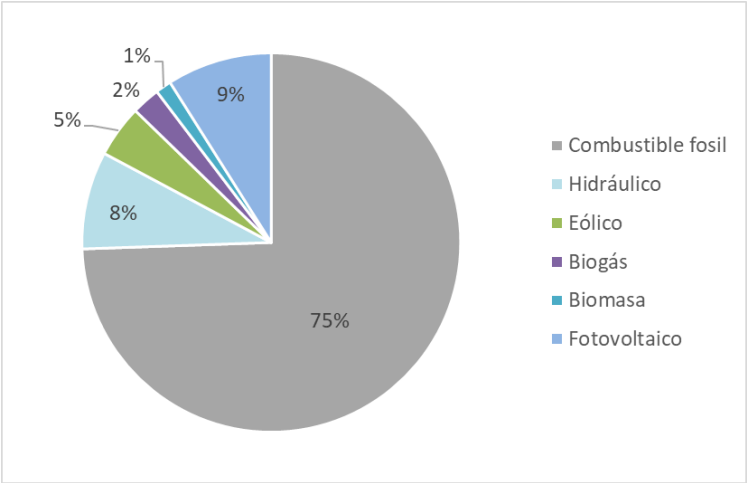


Fig. 23. Origen de la generación de Córdoba para el 2030 en escenarios tendenciales y con incorporación de energías renovables.

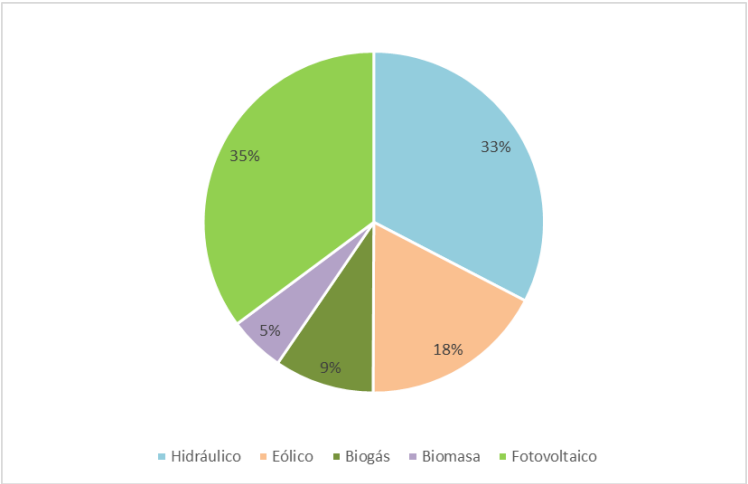


Fig. 24. Participación en la porción de renovables de cada tipo de fuente limpia en el total provincial de escenarios 2030.

6. INFRAESTRUCTURA NECESARIA

Como se describió en el capítulo 3, el sistema eléctrico está integrado por todas las instalaciones necesarias para producir, transportar, transformar, distribuir y comercializar la energía eléctrica. La producción de energía eléctrica (la generación) tiene lugar en las centrales eléctricas. Dado que las grandes centrales de generación se ubican en lugares alejados de los centros de consumo, la energía allí producida debe ser transportada, mediante el sistema de transporte, hasta el consumidor.

El sistema de transporte de la provincia (Sistema Interconectado Provincial [SIP]) se vincula al Sistema Interconectado Nacional en tres lugares:

• Estación Transformadora 500/132 kV Malvinas Argentinas (próxima a la localidad de Montecristo). Potencia de los transformadores instalados: 900 MVA.

• Estación Transformadora 500/132 kV Almafuerte (en la localidad homónima). Potencia de los transformadores instalados: 600 MVA.
• Estación Transformadora 500/132 kV Arroyo Cabral (próxima a Villa María). Potencia del transformador instalado: 300 MVA.

La energía es transportada a los lugares de consumo mediante líneas de alta tensión de 132 y 66 kV que conforman el Sistema Interconectado Provincial (SIP), y posteriormente es transformada al nivel de media tensión (33 y 13,2 kV) y puesta en el sistema de *distribución primario*, y luego en el sistema de *distribución secundario* o de baja tensión. En esta tensión se distribuye a los clientes residenciales, comercios, pequeños talleres e industrias, alumbrado público, etc.

6.1. El producto eléctrico y su demanda

Algunas características del producto eléctrico son:

• La energía eléctrica debe producirse en el momento en que el consumidor la requiere.
• Las obras de infraestructura requieren períodos de ejecución prolongados.
• El sistema eléctrico debe dimensionarse para abastecer la demanda máxima y debe preverse la salida de servicio de alguno de sus componentes.
• La demanda está influida por factores diversos: temperatura, nivel de actividad económica, factores sociales, etc.

La demanda de potencia eléctrica máxima actual de la Provincia de Córdoba es de 1970 MW, la cual es satisfecha mediante:

• Vínculos con el Sistema Interconectado Nacional (SIN): 1800 MVA.
• Centrales de generación eléctrica en la Provincia:

Tipo de central	Potencia nominal instalada (MVA)
Hidroeléctricas (EPEC)	169,2
Termoeléctricas (EPEC)	929
Termoeléctricas (privadas)	612,8

Por la antigüedad de estas centrales, la potencia efectiva es menor a la nominal instalada y los costos operativos son superiores a los costos de las centrales modernas. Además, es conveniente tener en cuenta que, por razones técnicas, la potencia instalada en las interconexiones más la potencia instalada de las centrales no siempre es suficiente para abastecer la potencia demandada por los consumidores.

6.2. Infraestructura para la generación y transporte

La demanda de potencia actual de la Provincia de Córdoba, como se mencionó, es 1970 MW, la cual debe ser abastecida por *fuentes de energía firme*, que son aquellas que están garantizadas en todo momento del día o del año.

La energía solar fotovoltaica y la energía eólica son fuentes de energía no firme o variable, que no están disponibles todo el tiempo, y por eso requieren respaldo a fin de asegurar la continuidad del servicio en cualquier instante del día y cualquier época del año.

La integración e interrelación entre las diversas fuentes de energía (firme y no firme) deben ser analizadas como un conjunto de fuentes de energía que se complementan unas a otras.

La vinculación al sistema interconectado nacional es importante porque permite tener:

• Mayor capacidad de energía y potencia disponible.
• Mayor capacidad de respaldo.
• Menores costos por economía de escala en la generación de energía.
• Mayor aprovechamiento de energías renovables.
• Menores costos por economía en los despachos de las centrales de generación.
• Menores costos de mantenimiento, dados los pocos puntos de fallas posibles.

Por ello, se efectúan dos propuestas referidas al desarrollo del *sistema de transporte en 500 kV* (SADI) en la Provincia de Córdoba, cuya ejecución no es necesariamente simultánea:

a) Repotenciación de ET Malvinas Argentinas
Esta propuesta consiste en la repotenciación de la ET 500/132 kV Malvinas Argentinas, para llevar la potencia instalada de 900 MVA a 1200 MVA. En la evaluación se sugiere tener en cuenta la importancia del suministro a la ciudad de Córdoba y alrededores, y el conjunto de líneas de 132 kV necesarias para abastecer el Sistema Interconectado Provincial.

b) Construcción de una nueva ET de 500 kV al oeste de la ciudad de Córdoba
Consiste en una nueva ET de 500 kV de 600 MVA que requerirá, además, la construcción de otras líneas de 132 kV, tal como se detalló en el capítulo 3.
Estas obras modifican sustancialmente el sistema de transporte de 132 kV de la ciudad de Córdoba y alrededores, y deben ser estudiadas detalladamente por la empresa EPEC. Ver figura 25.

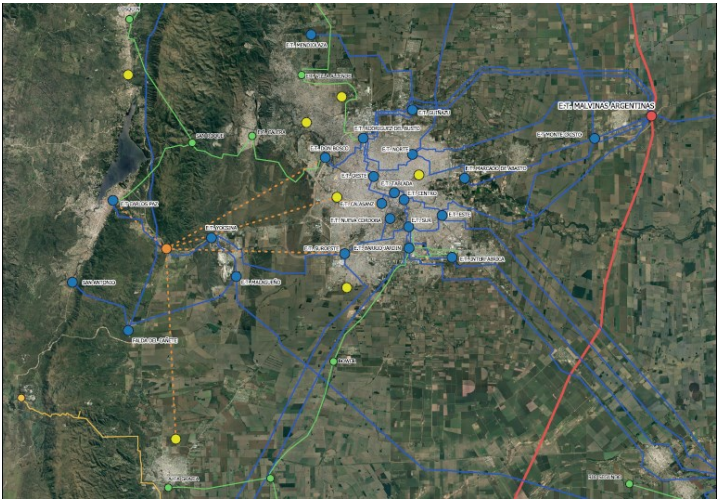


Fig. 25. Nueva ET 500 kV y líneas de 132 kV propuestas desde nueva ET 500kV.

Otras obras de infraestructura

Construcción, remodelación, readecuación o modernización de estaciones transformadoras del sistema de transporte de 132 kV y algunas obras para el sistema de distribución en zonas muy puntuales, las que deberán ser consensuadas y aprobadas por las autoridades provinciales y por la EPEC, quienes serán los que decidan el momento oportuno y la conveniencia de su ejecución (ver figs. 26 y 27).

A estas estaciones transformadoras deberán agregarse las correspondientes a las líneas de 132 kV, las cuales es conveniente que sean definidas por la empresa EPEC, dado el conocimiento que tiene de su propia red de transporte y de su operación.

La ejecución de todas estas obras debería ser revisada y reanalizada anualmente en función de la demanda de potencia ocurrida y de la proyección de crecimiento.

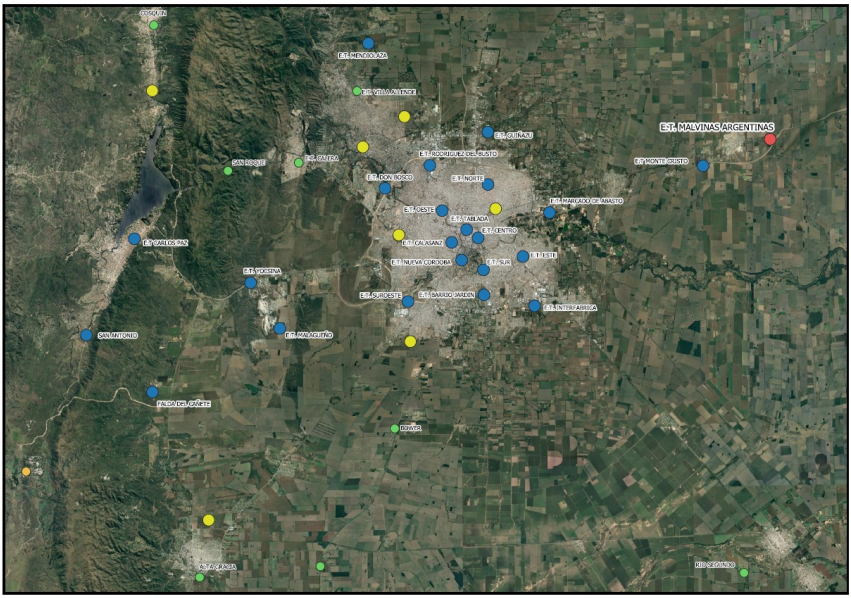


Fig. 26. Ubicación de nuevas ET propuestas en la Ciudad de Córdoba y alrededores.

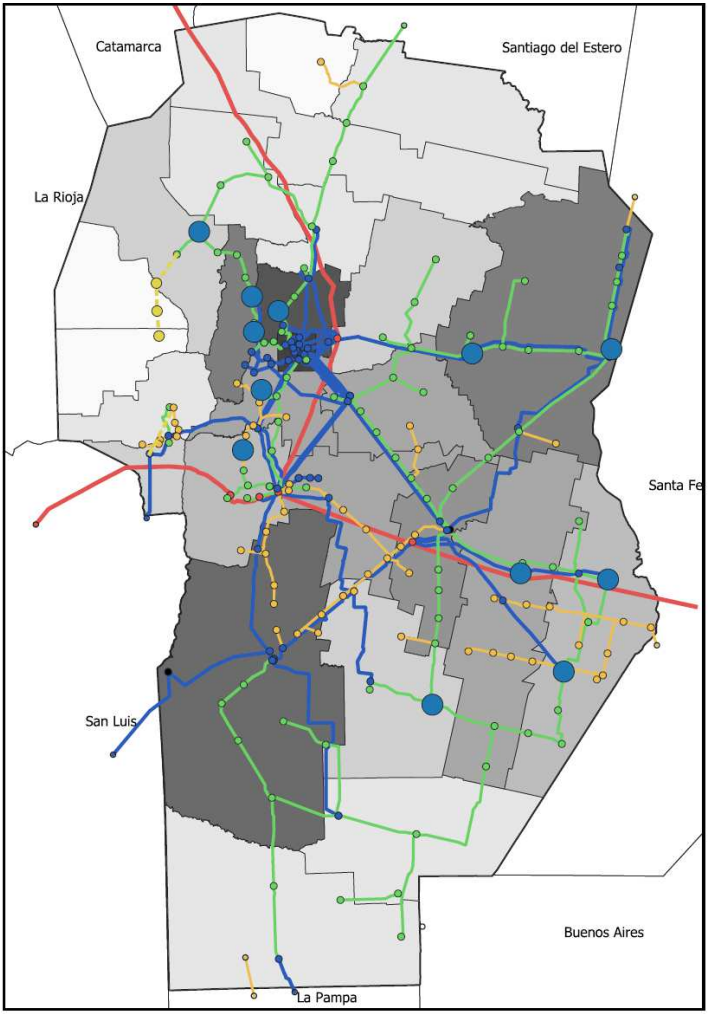


Fig. 27. Nuevas ET en la Provincia de Córdoba.

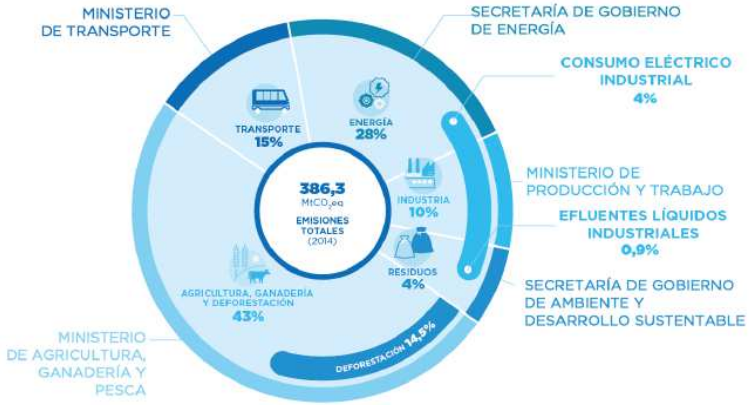
7. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

7.1. Reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)

Con el objetivo de reforzar la posición de liderazgo, proactividad y compromiso frente al cambio climático, durante 2017, el país inició el desarrollo de planes de acción sectoriales de cambio climático para organizar la implementación de la Contribución Nacional. Los planes de acción sectoriales de cambio climático plantean la estrategia de los ministerios competentes para ejecutar las medidas de mitigación y adaptación de la Contribución Nacional, incluyendo para ello hojas de ruta para cada medida, que definen lineamientos concretos para alcanzar los objetivos.

El sector energía es el más importante en términos de emisiones de gases de efecto invernadero (53%, sumando energía, transporte e industria) de acuerdo con el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero 2014 (ver fig. 28), por lo que la Contribución Nacional correspondiente al sector también es la

que presenta el mayor potencial de mitigación. Las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) sobre las cuales el Ministerio de Energía y Minería (MINEM) podría tener influencia directa representan el 28,7% de las emisiones nacionales, es decir, alrededor de 106 $MtCO_2eq$. Dichas emisiones son producto de la combinación de la matriz del abastecimiento energético, la tecnología y los hábitos de consumo.



Fuente: GNCC, Informe de actividades 2017, SAyDS.

Fig. 28. Inventario de emisiones de GEI en 2014 en Argentina.

Los planes de acción son fundamentales para desarrollar el Plan Nacional de Respuesta al Cambio Climático, al que la Argentina debe hacer frente de manera coordinada y eficiente. La visión estratégica del Plan de Acción contempla, para el año 2030, que se implementarán políticas, acciones y medidas para el abastecimiento de energía de manera limpia, confiable y sostenible, acompañando el crecimiento productivo y poblacional e incorporando el uso responsable de la energía a través de la promoción de la eficiencia energética, logrando una reducción sustancial de las emisiones de GEI.

Es por ello que la Provincia de Córdoba no puede estar ni ser ajena a la Contribución Nacional; por lo tanto, antes de elaborar un plan propio, debe tomar y poner en marcha el plan nacional en los términos y el porcentaje que le compete.

7.2. Plan Nacional de Mitigación y Cambio Climático

Todas las acciones y medidas que se pensaron para el sector energético con el fin de aportar a la Contribución Determinada a Nivel Nacional se basan en dos ejes importantes, que son la oferta y la demanda de energía, como se aprecia en la figura 29:



Fuente: Plan de Acción de Energía y Cambio Climático – Secretaría de Gobierno de Energía y Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

Fig. 29. Plan de Acción en Energía y Cambio Climático.

Es importante destacar que, debido al carácter sistémico de toda la cadena energética, diversas medidas que pueden darse en el ámbito de aplicación de otras jurisdicciones tendrán también impacto en el sector energético, tanto en términos de creación de nuevas demandas como en modificaciones en la matriz de abastecimiento. Es trascendente que la coordinación local es fundamental, ya que los óptimos locales pueden contribuir en detrimento de la optimización nacional.

Tomando como referencia el Plan Nacional, los ejes antes descriptos son esenciales, y las principales acciones como medidas de mitigación o contribución al cambio climático y mejora de la matriz energética son:

A) Eje de oferta de energía:

1) Generación eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales conectadas a la red. Son un aporte directo para la reducción de los GEI (visto en el capítulo 3). En este punto se consideran las fuentes como plantas eólicas, solares, pequeños aprovechamientos hidráulicos (menor a 50 MW), generación con biogás y biomasa.
2) Generación eléctrica distribuida. Contempla la generación eléctrica a nivel residencial, comercial, industrial, conectada directamente a la red, siempre con fuentes renovables. Esta medida supone la generación en el mismo punto de consumo, ayudando a descomprimir los sistemas de transporte y distribución de energía.
3) Calefones solares, con la utilización de sistemas solares térmicos para agua sanitaria.
4) Corte con biocombustibles. Es el uso de combustibles de origen vegetal para corte de combustible de origen fósil.
5) Generación hidroeléctrica, a partir de aprovechamientos hídricos de gran escala.
6) Generación nuclear, con la incorporación de nuevas centrales de generación eléctrica.
7) Sustitución de fósiles con mayor factor de emisión de GEI por gas natural en la generación eléctrica.
8) Mejora de la eficiencia en las centrales térmicas.

B) Eje de la demanda de energía:

1) Economizadores de agua, medidas para el uso racional de agua en sectores residenciales y públicos.
2) Alumbrado público, con la incorporación de luminarias de mayor eficiencia energética.
3) Eficiencia en equipos de uso final. Abarca la actualización del parque de electrodomésticos, el etiquetado eficiente de los productos que salen al mercado y la reducción del consumo en estado de *stand-by*.
4) Bombas de calor.
5) Envolventes térmicas en edificios. Acciones relacionadas con la mejora de las aislaciones en las viviendas residenciales y el uso de materiales innovadores para la reducción de combustibles y de energía eléctrica.
6) Calefones eficientes. Sistemas eficientes sin uso de piloto y sustitución de termotanques por calefones.
7) Iluminación residencial. Se logra con el reemplazo de lámparas convencionales por LED.

Se ha considerado que todas estas medidas y acciones poseen impacto en el objetivo global nacional para el 2030 como horizonte temporal de referencia, como se aprecia en la figura 30. Esto se realizó con el objeto de asegurar el cumplimiento de las metas presentadas en la Contribución Determinada a Nivel Nacional en el marco del Acuerdo de París.

Con la finalidad de mejorar y fortalecer el planeamiento energético de corto, mediano y largo plazo, será necesario no solo armonizar las diferentes fuentes de información, sino también acelerar los procesos y facilitar el intercambio de conocimiento entre los expertos de las diferentes dependencias de la Administración Pública Nacional, y de las administraciones provinciales y municipales, así como el intercambio de aquellos con los actores del sector privado.

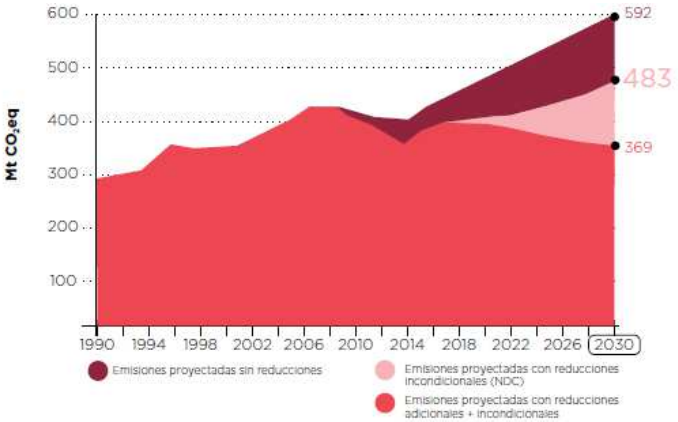


Fig. 30. Meta de la mitigación argentina para 2030 como Contribución Nacional (fuente: Dirección Nacional de Cambio Climático).

Por citar una de las acciones, la GEDE a nivel nacional propone alcanzar los 56.000 usuarios-generadores en 2030. En la cuantificación se consideran sistemas fotovoltaicos de una potencia de 2,5 kWp (para usuarios de tipo residencial) y 50 kWp (para usuarios de tipo comercial/industrial pequeño) (ver fig. 31). Los sistemas eólicos o de otro tipo no se consideraron para la cuantificación, pero están incluidos dentro de la medida. Córdoba puede y debe hacer una contribución importante en este punto y objetivo (de acuerdo con lo desarrollado en el capítulo 3).

Año	Reducciones adicionales (tCO_2eq)	Energía generada (MWh)	Usuarios generadores
2020	160.953	302.544	10.314
2021	227.247	427.156	14.563
2022	296.820	557.932	19.023
2023	369.857	695.220	23.705
2024	442.894	832.508	28.387
2025	515.931	969.796	33.069
2026	588.969	1.107.084	37.751
2027	662.006	1.244.372	42.433
2028	735.043	1.381.660	47.115
2029	808.080	1.518.948	51.797
2030	881.118	1.656.236	56.479

Fig. 31. Reducciones consideradas por GEDE a nivel nacional.

Por lo expresado, la Nación considera fundamental ampliar la participación activa de otras dependencias del Estado nacional, de las provincias y de otros actores calificados en el proceso de planeamiento. La participación ciudadana, a través de mecanismos apropiados y bien implementados, permitirá avanzar en análisis más complejos, abarcativos y que reflejen las distintas alternativas futuras para la evolución del sector y el cumplimiento de los objetivos.

8. INFORME DE OPORTUNIDADES DE NEGOCIOS ENERGÉTICOS

8.1. Matriz FODA

En el capítulo 4, vimos que el análisis FODA tiene muchas aplicaciones y puede ser usado por todos los niveles de una organización o en diferentes circunstancias de análisis, tales como producto, mercado, producto mercado, sector de la organización, unidad estratégica de negocio, etc. El objetivo final de esta herramienta es detectar las fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas de la situación en estudio; por lo tanto, a partir de los talleres y entrevistas llevados a cabo para el desarrollo del capítulo 4, observamos que la matriz FODA surgida de los talleres (fig. 32) es:

Fortalezas	Debilidades
• Disponibilidad de recursos energéticos primarios renovables en la provincia. • Entramado de cooperativas en Córdoba. Favorece la generación distribuida a media escala. • Empresas en toda la cadena de valor de la energía y de transporte • Importante base de empresas pymes locales. • Existencia de universidades con departamentos especializados en energías renovables. • Hay mucha investigación y capacidad científica en el sector académico. • Conocimiento, *know-how* y capacidades tecnológicas aplicables en el sector energético. • Recursos académicos ligados. • Capacidad de complementación con proveedores internacionales (oportunidad de servicios). • Entorno industrial desarrollado.	• Falta mano de obra calificada. Técnicos operativos. • Marco regulatorio deficiente. Actualización código de edificación. • Falta de experiencia de empresas de la construcción en obras de generación. • Falta de reserva de mercado para las pymes. Competencia de empresas internacionales que fabrican en lugares con menos carga impositiva y costos. • Escasa disponibilidad de recursos financieros propios para la inversión. • Falta de recursos humanos formados para I+D. • No hay acceso a la ley de industria debido a la clasificación como “servicios” de muchas actividades relacionadas. • Faltan agencias acreditadas para la gestión de financiamiento de “fondos verdes”. • Falta interacción de las empresas de la cámara y de la cámara misma con el sector científico y académico. • Falta de mano de obra calificada para los técnicos de campo. • Falta de financiamiento I+D. • Falta de comunicación entre diversos actores. • Limitada capacidad de negociación. • Limitada capacidad de producción.
Oportunidades	**Amenazas**
• Fondos verdes para financiamiento internacional y nacional. • Disponibilidad de gasoductos existentes para biogás e H2. • Disminución de costos por la promoción del uso masivo de energía renovable. • Creación de pymes para la implementación y el mantenimiento de distintas instalaciones. • Disponibilidad de recursos para generación de energía eléctrica.	• Incertidumbre sobre futuras políticas e incentivos. • Fluctuaciones del tipo de cambio. • Imposibilidad de previsión de costos manejando una moneda nacional en constante devaluación. • Dependencia del sistema eléctrico interconectado nacional. • Intereses históricos sobre hidrocarburos. “Lobby”. • Falta de políticas de Estado. • Falta de financiamiento promovido. • Falta de planificación estratégica en energía.

• Generación de fuentes de trabajo en obras civiles e infraestructura, y en la cadena energética. • Recursos naturales en la región. • Normativas nacionales y provinciales. • Incentivo al desarrollo de las energías renovables propiciando demanda de hard y de servicios. • Desarrollo de nuevos negocios en el ámbito de las energías renovables con mínimos ajustes productivos/tecnológicos. • Contexto favorable para la integración de las empresas de las cámaras a la matriz energética. • Hay financiamiento internacional "fondos verdes". • Acompañamiento legal, administrativo, y financiero para promover mercados y sistemas de control. • Ampliación de espectros de negocios de energías renovables. • Cambios de paradigma en la gestión de negocios.	• Escaso horizonte de pensamiento estratégico (dos años como máximo). • Escala de producción vs. "fabricantes" chinos, por ejemplo. • Políticas cambiantes "pendulantes" entre la apertura de la importación y el cierre. • Falta de interacción entre los diferentes actores: gobierno, sector educativo y empresarial. • Dificultad en escala y costos de producción. • Contexto político/económico cambiante.

Fig. 32. Matriz FODA obtenida de los talleres.

Y el FODA surgido de las entrevistas se observa en la figura 33:

Fortalezas	**Debilidades**
• Para el caso del Cluster Córdoba Technology y la Cámara de Plásticos: la gran cantidad de empresas del sector. • Para la Cámara de Metalúrgicos: sector informado que ya está trabajando sobre el tema, poseen incubadora de proyectos (vivero metalúrgico). • Capacidad ociosa disponible en el sector metalúrgico. •Actitud emprendedora de las empresas socias de la Cámara. • Experiencia en el desarrollo de obras civiles.	• Falta de visualización o promoción ante las empresas del clúster sobre la oportunidad que supone el cambio de matriz energética. •Cierta resistencia al cambio para pivotear ante las oportunidades de negocio. • Falta de I+D. • Falta de inversión. • Falta de competitividad frente a productos importados. • Tamaño de las empresas (pequeñas y medianas), lo que genera dificultad de autofinanciamiento.
Oportunidades	**Amenazas**
• Gran oportunidad de nuevos negocios vinculados a la actividad del sector, por ejemplo, obras civiles, *smart cities*, nuevos sistemas informáticos para generación de energía, actividad metalmecánica. • Evitar cortes o cambios en la tensión, sobre todo en las épocas de mayor consumo.	• Las exigencias que se plantean a nivel legislativo pueden ser un limitante para las pymes y micropymes. • Faltan fondos de financiación e incentivos a la inversión (subsidios o créditos a baja tasa). • Altos costos del sector y proveedores. • "Reglas de juego" poco claras. • Contexto macroeconómico. • Falta de técnicos (cantidad) especializados en la materia.

Fig. 33. Matriz FODA obtenida de entrevistas.

Las conclusiones de estos estudios arrojan varios puntos y aspectos interesantes, como el conocimiento sobre el cambio de la matriz energética en los participantes en este estudio. Se puede afirmar que, si bien se tiene una idea mayoritaria del proceso que se viene realizando, el mismo está claramente más desarrollado en los sectores públicos que en los académicos y pymes. En este último sector se observa un mayor desconocimiento sobre el tema, ya que, en las encuestas, el 40% de los participantes respondió no

estar al tanto del cambio, aunque en las entrevistas realizadas la mitad de los consultados dijo no tener conocimiento del cambio que se está dando.

Como consecuencia de lo anterior, las empresas, principales protagonistas en la posible provisión de bienes y servicios para esta transformación, pierden de vista las actuales y futuras oportunidades de negocios en la materia, en especial las empresas pequeñas.

Como segunda conclusión se puede inferir que en todos los sectores consultados la energía solar es vista como la más conveniente, con mayor posibilidad o potencial de recepción por parte de los usuarios. En todos los casos, las tecnologías vinculadas a los microgeneradores son vistas como poco viables. Resultaría interesante validar esta apreciación con un estudio de factibilidad comercial para Córdoba.

Además, se considera que la principal barrera que enfrenta el sector pymes para aprovechar las nuevas oportunidades de negocios en la materia es la económica. Haciendo un vínculo entre las distintas herramientas utilizadas en el estudio, vemos que esto está relacionado con los altos costos de incursionar en el sector, la situación macroeconómica, la inestabilidad monetaria, y la falta de difusión y aplicación de mecanismos de financiamiento, ya sean subsidios o créditos a tasas bajas.

Como segunda barrera para la aplicación de oportunidades de negocio se encuentran las barreras políticas y, en un tercer lugar, las jurídicas, las cuales hacen referencia a los siguientes puntos:

- Las exigencias que se plantean a nivel legislativo pueden ser un limitante para las pymes y micropymes.
- La actual incertidumbre sobre futuras políticas e incentivos.
- La percepción de “reglas de juego” poco claras y la falta de políticas de Estado.
- La ocurrencia de políticas periódicamente cambiantes entre la apertura y el cierre de las importaciones.
- La falta de interacción entre los diferentes actores: gobierno, sector educativo y empresarial.
- En forma genérica, la falta de planificación estratégica a largo plazo, ya que frecuentemente el horizonte se limita a dos años, como máximo.

Por último, se encuentran las barreras culturales y sociales, las cuales posiblemente estén vinculadas a la falta de técnicos (cantidad) especializados en la materia y a los intereses históricos sobre hidrocarburos, es decir los “lobbies”.

Un dato positivo es que mayoritariamente se considera que el cambio de matriz energética traerá nuevas oportunidades de negocios en los diferentes rubros de las pymes y empresas cordobesas, y que, además, las mismas, por más que presentan debilidades y se vean afectadas por ciertas amenazas anteriormente descriptas, están preparadas para desarrollar las energías renovables.

En cuanto a los principales actores que deben apoyar el proceso de cambio se arriba a lo siguiente:

- En todos los casos el Estado nacional y el provincial son considerados como actores fundamentales y necesarios.
- El Estado municipal queda en un segundo plano frente a los dos anteriores.
- Las universidades muestran una importancia mayor para los sectores académicos, pero no son tan relevantes para los sectores públicos y las pymes.
- Las asociaciones empresariales son consideradas poco importantes para este cambio, salvo para el sector público.
- Los bancos son considerados como muy importantes, en un segundo lugar después del Estado nacional y provincial, salvo para el caso del sector público, que no los considera relevantes.

8.2. Oportunidades de negocios para las pymes

El estudio ha permitido también identificar algunas oportunidades de negocios específicas, tales como:

- La actualización o un cambio del sistema informático, la transformación digital y el desarrollo de hogares y ciudades inteligentes pueden representar importantes oportunidades de negocio para las pymes del sector, CIIECCA y Cluster Córdoba Technology.
- Si bien, en general, los sectores metalmecánicos y del plástico principalmente han centrado su atención en la posibilidad de incorporar energía renovable en sistemas de generación distribuida, podría abrirse un mercado comercial en la fabricación de partes e insumos para la industria energética, tales como aislantes, equipos y sus partes, caños y depósitos, etc. Inclusive podrían asumir un rol destacado en el desarrollo de tecnologías vinculadas a la biomasa y los biocombustibles.

- Otro ámbito de negocio que la inserción de energías renovables podría generar es la reconversión de la capacidad productiva aprovechando las facilidades operativas que se generen en la adaptación o transformación de los productos tradicionales a nuevos productos de aplicación en las energías renovables. Un ejemplo de ello podrían ser las empresas fabricantes de baterías que dirigían su producción al mercado de autoelevadores o ferroviario, adaptándose a un nuevo mercado de baterías para la acumulación de energía producida por paneles solares.
- Para las empresas electrointensivas, la posibilidad de autogenerar energía para poder mejorar la distribución/suministro de energía, evitando cortes o cambios en la tensión, lo cual afecta la producción, sobre todo en épocas de mayor consumo, y, además, entregar energía a la red.
- En el caso de las empresas del sector de la construcción, el desarrollo de grandes obras civiles en parques eólicos y solares constituye una destacada oportunidad de inserción. Además, la necesidad de transportar y distribuir la energía generada por las nuevas usinas no convencionales abre un espacio de negocios para ese sector empresarial.
- El cambio de matriz energética con la inserción de las energías renovables podría también potenciar la creación de nuevas pymes, tanto manufactureras como de servicios, dado el medioambiente emprendedor y la presencia de sistemas de incubación con los que cuenta nuestra ciudad.
- Desarrollo de proveedores locales con *know-how* y capacidades de implementación de nuevas tecnologías, que puedan requerir grandes empresas internacionales que participan de licitaciones en el sistema de generación de energía renovable.
- Creación de pymes de distintos rubros que se dediquen a brindar servicios para el establecimiento y el mantenimiento de distintas instalaciones de la nueva matriz energética.
- Consultoría, armado, construcción y adaptación de envolventes para el etiquetado de viviendas e inmuebles de uso comercial e industrial existentes.
- El reciclado en el final del ciclo de vida de todos los productos y/o componentes de eficiencia energética y de generación renovables representa un área de importante desarrollo.

9. CICLO DE VIDA Y RECICLADO DE LOS COMPONENTES ELÉCTRICOS

A pesar de que la energía solar está considerada como una fuente de energía “limpia” y la incorporación de equipamiento de uso final eficiente en los programas de eficiencia energética tiene impactos importantes y positivos en la matriz energética y en los perfiles de consumo, los productos y/o elementos que se usan se encuentran relacionados directamente con importantes cantidades de materiales, procesos de manufactura, transportes, escenarios de utilización y disposición final. Todos estos procesos tienen lugar en el medioambiente y sus consecuencias ambientales incluyen la explotación de recursos naturales, la emisión de gases de efecto invernadero y la lluvia ácida, entre otros, haciendo urgente la necesidad de evaluar los sistemas de tecnología de renovables, teniendo en cuenta los impactos indirectos que causan a lo largo de su vida útil, es decir, hasta su disposición final.

En los últimos años, estos productos han sido optimizados substancialmente, de manera que se han reducido, en general, tanto sus impactos ambientales como sus costes de producción y, por lo tanto, sus períodos de amortización. A pesar de esta mejora, existen importantes diferencias según la tecnología utilizada, y el margen de mejora y optimización se considera todavía amplio. El enfoque de ciclo de vida ayuda a la toma de decisiones informadas a la hora de escoger las mejores tecnologías disponibles y minimizar desde su diseño el impacto ambiental de los productos (IRAM-ISO 14040:2008). A menudo determinados productos que se presentan como “ecológicos” porque mejoran aspectos ambientales muy concretos en determinadas etapas del ciclo de vida (la etapa de uso, generalmente) esconden tras de sí grandes sorpresas cuando se analizan de una manera más integrada y se consideran otras etapas del ciclo de vida (fabricación, mantenimiento o eliminación final); en estos casos, estas soluciones, que a priori podrían parecer ventajosas, pierden su elemento diferenciador en comparación con otras.

De igual manera, productos que se presentan como baratos a medio plazo pueden tener elevados costes de mantenimiento o de gestión de residuos; o productos altamente tecnológicos, que llevan asociados altos costes productivos que no llegan a amortizarse. Por todo ello, es fundamental aplicar la visión de ciclo de vida y tener en cuenta tanto los costes económicos como los ambientales a la hora de identificar las tecnologías más eficientes. A pesar de que estos productos y sistemas han sido objeto de investigación y mejoras continuas durante los últimos años, aún existe un amplio margen de mejora, que hace urgente encontrar ideas innovadoras y elementos que permitan a las empresas fabricantes e instaladoras diferenciarse de las demás.

Para esto es necesario el uso de herramientas integrales, como el análisis de ciclo de vida (ACV) y su correcta comunicación, que permiten realizar recomendaciones sobre el diseño, materiales y procesos

involucrados en los sistemas por medio de un análisis de sus principales impactos a lo largo de todo el ciclo de vida. Los resultados de los estudios de ACV permiten, además, realizar recomendaciones sobre cambios en el diseño de estos sistemas que posibiliten disminuir los principales impactos ambientales asociados. La evaluación ambiental rigurosa (ACV) que nos permite una mejora ambiental bien enfocada (ecodiseño y ecoinnovación) debe ir seguida de una atractiva comunicación ambiental (ecoetiquetas e informes ambientales) para aumentar la efectividad y las ventas para la empresa.

9.1. Definición del ciclo de vida

La definición de análisis del ciclo de vida se fija en la Norma ISO 14044; es la siguiente: "El Análisis de Ciclo de Vida es una técnica para determinar los aspectos ambientales e impactos potenciales asociados a un producto: compilando un inventario de las entradas y salidas relevantes del sistema, evaluando los impactos ambientales potenciales asociados a esas entradas y salidas, e interpretando los resultados de las fases de inventario e impacto en relación con los objetivos del estudio". En la Norma española UNE 150-040-96 se explicita: "El Análisis de Ciclo de Vida es una recopilación y evaluación de las entradas y salidas de materia y energía, y de los impactos ambientales potenciales directamente atribuibles a la función del sistema del producto a lo largo de su ciclo de vida". Por lo tanto, el ACV permite obtener un modelo simplificado de un sistema de producción y de los impactos ambientales asociados; sin embargo, no pretende entregar una representación total y absoluta de cada interacción ambiental. A pesar de postular una cobertura sobre todo el ciclo de vida de un producto, en muchos casos resulta difícil abarcar todas las actividades desde la "cuna a la tumba", por lo que se debe definir claramente el sistema requerido para que el producto cumpla con una determinada función.

La vida de un producto empieza en el diseño y desarrollo de este, y termina al final de las actividades (reutilización, reciclaje, etc.) a través de las siguientes etapas que se sintetizan en la figura 34:

- *Adquisición de materias primas:* todas las actividades necesarias para la extracción de las materias primas y las aportaciones de energía del medioambiente, incluyendo el transporte previo a la producción.
- *Proceso y fabricación*: actividades necesarias para convertir las materias primas y la energía en el producto deseado. En la práctica esta etapa se compone de una serie de subetapas con productos intermedios que se forman a lo largo de la cadena del proceso.
- *Distribución y transporte*: traslado del producto final al cliente.
- *Uso*: reutilización y mantenimiento. Utilización del producto acabado a lo largo de su vida en servicio.
- *Reciclaje*: comienza una vez que el producto ha servido para su función inicial y, en consecuencia, se recicla a través del mismo sistema de producto (ciclo cerrado de reciclaje) o entra en un nuevo sistema de producto (ciclo de reciclaje abierto).
- *Gestión de los residuos*: comienza una vez que el producto ha cumplido su función y se devuelve al medioambiente como residuo.

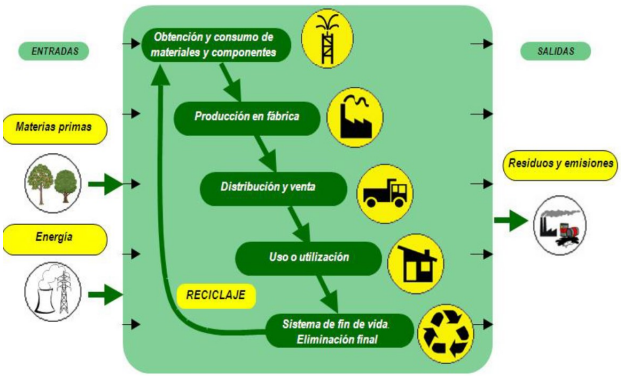


Fig. 34. Perspectiva y conceptos del ACV.

Otra de las herramientas importantes es la comunicación ambiental, que informa a los consumidores sobre el carácter ambiental de los productos; para esta función, el medio más empleado es el "ecoetiquetado", en cualquiera de sus versiones. Adheridas o impresas en los embalajes o, incluso, en los propios productos, intentan alentar la demanda de bienes que perjudican menos al medioambiente, y estimular así el potencial para una mejora ambiental continua. Actualmente existe un amplio abanico de sistemas de información y comunicación ambiental de productos, estos se pueden clasificar en diferentes grupos: voluntarios u obligatorios; autocertificados o certificados por tercera parte; de contenido negativo, positivo o neutro; etc.

Las declaraciones ambientales de productos (DAP) son instrumentos de comunicación que tienen como finalidad aportar información cuantitativa de los impactos ambientales que produce un producto a lo largo de su ciclo de vida. Estas facilitan la comunicación objetiva, comparable y creíble de los productos en términos de aspectos ambientales. Las DAP no ofrecen criterios sobre la preferencia ambiental de un producto ni establecen unos requisitos mínimos a cumplir. No obstante, el hecho de estudiar un producto en profundidad siempre lleva a la detección de alternativas de mejora. Generalmente, la información contenida en una DAP ha sido verificada por una tercera parte independiente, y consiste en datos relevantes sobre los impactos ambientales generados por un producto a lo largo de su ciclo de vida (categorías de impacto y consumo de materias primas, y producción de emisiones y residuos relevantes).

Las DAP pueden ayudar a superar las barreras de la metodología del análisis del ciclo de vida (ACV), relativas a comunicar información ambiental detallada y compleja sobre el impacto ambiental que ocasionan los productos. Últimamente, los científicos y profesionales dedicados al ACV se han centrado más en mejorar aspectos metodológicos que en cómo comunicar la información de los estudios de ciclo de vida realizados y su utilidad para las empresas y administraciones públicas en los procesos de toma de análisis del ciclo de vida para el desarrollo de las Reglas de Categoría de Producto. El objetivo principal de las DAP es estimular la oferta-demanda de productos y servicios que causen un menor impacto en el medioambiente y, de esta manera, estimular la tendencia del mercado hacia una compra verde. Dichas etiquetas y declaraciones se basan en la comunicación de información fiable y concreta, no engañosa, de aspectos medioambientales de determinados productos y servicios. Las etiquetas y las declaraciones medioambientales dan información sobre un producto o servicio en términos medioambientales. Esta puede ser específica o en aspectos generales. Dichos datos pasan a formar parte de la información que se presenta al consumidor, que la puede utilizar como factor de elección entre distintos productos.

9.2. Reciclado

Durante los últimos años se está llevando a cabo una importante labor de concientización y sensibilización de la sociedad en torno al reciclado de residuos.

El reciclaje consiste básicamente en someter de nuevo una materia o un producto ya utilizado en un ciclo a un tratamiento total o parcial para obtener una materia prima o un nuevo producto, útil a la comunidad, es decir, obtener materias primas a partir de desechos.

Reciclando se contribuye a reducir los niveles de estos desechos, logrando de forma directa materias primas que, de otro modo, sería necesario extraer de la naturaleza, con el coste económico y medioambiental que esto supondría.

Reciclado de lámparas

Una vez recogidas las lámparas desechadas y conducidas a una planta para tal fin, comienza el proceso de reciclado, que consiste en la separación y aprovechamiento de cada uno de los elementos que forman la lámpara, dándoles un uso posterior y evitando, de esa manera, su impacto en el entorno en forma de desechos.

Los materiales reciclados de las lámparas se utilizan para la fabricación de otras lámparas, siempre que esto sea posible. De lo contrario, se destinan a diferentes plantas para transformación o almacenamiento.

El vidrio, por ejemplo, se destina a la industria de asfaltos y cerámicas; el aluminio y los metales en general se reutilizan en fundiciones cementeras, y el plástico se traslada a su correspondiente planta de reciclado para luego usarse en la fabricación de multitud de productos.

En el caso del mercurio de las lámparas fluorescentes y de bajo consumo (recordemos que las lámparas LED no lo incorporan), se almacena de forma segura, evitando que pueda contaminar, o se destina a la fabricación de cátodos utilizados en procesos de electrolisis.

Lámparas con mercurio

El mercurio es un metal pesado y considerado muy peligroso, ya que genera un daño irreversible a los organismos vivos. Ya está prohibido en termómetros y amalgamas, como ejemplos.

Un gramo de mercurio contamina más de 30.000 litros de agua. En los seres vivos daña incluso el desarrollo neurológico del feto y es por eso que las embarazadas deben restringir la ingesta de ciertos

pescados. Una lámpara de bajo consumo contiene no menos de cinco miligramos de mercurio, un tubo fluorescente puede contener hasta quince, y la lámpara de alumbrado de la vía pública, mucho más.

Desde el año 2008, se instrumentó la obligación nacional del uso de lámparas de bajo consumo CFL (del inglés, *compact fluorescent lamp*) regido bajo decreto del Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía, con el consiguiente reemplazo masivo de lámparas incandescentes por lámparas de bajo consumo en todas las viviendas del país. Esta medida incrementó exponencialmente la cercanía del mercurio a la población y la contaminación directa del agua por el desecho no controlado de lámparas fluorescentes compactas y otras que también poseen mercurio.

Nuestro país está inscripto en el Convenio de Basilea y, ante la rotura de una lámpara fluorescente, se deben seguir procedimientos estrictos, pero eso no alcanza para proteger a la población.

Sobre el equipo para reducir luminarias fluorescentes, existen diferentes modelos, uno de ellos se puede observar en la figura 35:



Fig. 35. Lamptroyer, equipo para reciclar lámparas con mercurio (fuente: *Revista Ingeniería Eléctrica*, diciembre de 2015).

El equipo reciclador es un sistema portable y relocalizable para colocar en municipios, instituciones, centros de reciclado RAEE (Residuos de Aparatos Eléctricos y Electrónicos), compañías responsables, vehículos, etc., para facilitar a la población, las empresas y las instituciones sedes de gobierno la correcta destrucción y disposición de las lámparas con mercurio. El equipo trabaja por etapas, con bocas de entrada diferenciadas para diferentes diámetros de tubos fluorescentes y lámparas de forma no convencional, como los bombillos ahorradores o de vapor de mercurio. El equipo tritura y disminuye el volumen de lámparas fluorescentes en piezas muy pequeñas, y son acumuladas en un cilindro estándar de metal de 208 litros. Al mismo tiempo, el vapor de mercurio y otras partículas contenidas en las lámparas son capturados por el aspirador de mercurio, que consiste en el subsistema de aspiración constante con método de filtración de alta eficiencia HEPA. Una etapa final, basada en la existencia de carbón activado especial, captura el vapor encapsulando el mercurio.

Al ser un equipo transportable y pequeño, tiene la ventaja de permitir su ubicación cerca de centros poblacionales para la recepción de lámparas fluorescentes agotadas o en desuso, disminuir las roturas por transportación a largas distancias, descentralizar el proceso de reducción de luminarias y disposición final, mejorar la calidad de vida, ayudar al medioambiente, reducir costos. En el país no se fabrican lámparas fluorescentes, la totalidad de la importación desde países de Asia no está controlada en su contenido real de mercurio.

Las etapas de triturado están controladas por microcontrolador, control de arranque y parada bajo las normas de seguridad eléctrica. Los filtros HEPA de alta eficiencia están verificados y probados, y están construidos con un encapsulamiento de carbón activado especial que retiene el 99,9% del mercurio (figs. 36 y 37):



Fig. 36. Procedimiento del tratamiento final de lámparas con mercurio.

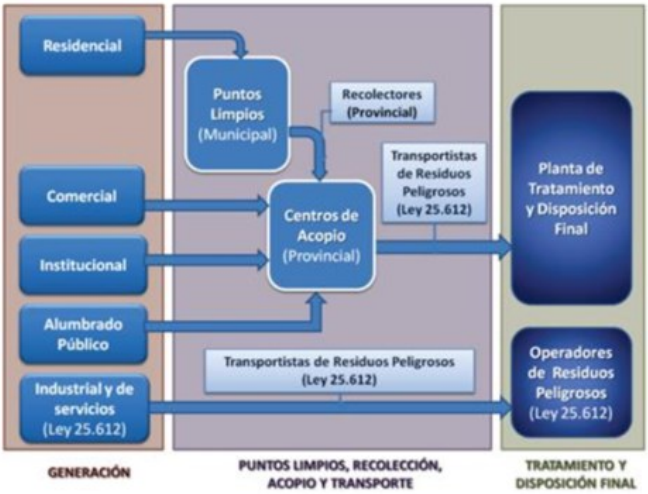


Fig. 37. Tratamiento de residuos peligrosos de acuerdo con la Ley 25.621.

Se está reglamentando a nivel mundial el reemplazo de lámparas de contenido de mercurio por lámparas de nueva tecnología de estado sólido, plasma y LED.

Lámparas a LED

La aparición de las lámparas LED es un ejemplo de los avances que se están logrando en el camino hacia la sustentabilidad desde el punto de vista de la eficiencia energética en su vida útil. Es importante

recalcar en este punto el hecho de que estas lámparas no contienen elementos contaminantes como el citado mercurio, pero, con un grado de contaminación más baja, contienen los compuestos de “arsenuiro” “nitrurio” “fosfuro” de galio indio y aluminio, que facilitan su reciclaje al estar dentro de una cápsula plástica, permitiendo el reemplazo de los componentes individualmente y minimizando, de esta manera, tanto el tamaño como la complejidad del flujo de desechos si se cuenta con la tecnología para ello (fig. 38), considerados como RAEE.

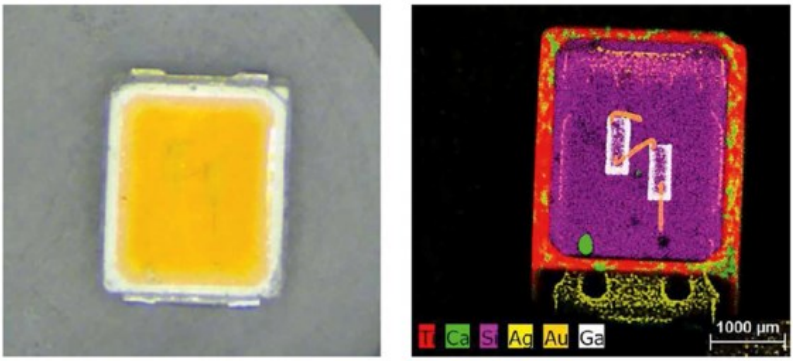


Fig. 38. Un LED blanco típico: fotografía (izquierda) y superposición de los elementos principales asignados por espectroscopía de fluorescencia de micro rayos X (derecha).

Las lámparas de desecho están sujetas a la directiva europea WEEE de residuos eléctricos-electrónicos, debido a que las lámparas de descarga de gas de mercurio empleadas (Categoría 5) son residuos peligrosos y deben recogerse por separado (grupo de recolección Categoría 4). Las lámparas de retroiluminación LED se han clasificado recientemente como Categoría 5b. Como no se los considera tóxicos, los productores solo pagan aproximadamente el 10% de los costos de eliminación de desechos en comparación con las tarifas de las lámparas de descarga de gas que contienen mercurio. Sin embargo, las lámparas LED y las lámparas fluorescentes se recolectan conjuntamente, dejando la tarea de separación de ambas corrientes de residuos a la recicladora. Se recogen otros equipos de iluminación con otros pequeños electrodomésticos en el grupo de Recolección 5. La colección conjunta de descarga de gas y lámparas LED es, por un lado, útil.

Debido a la gran similitud en la apariencia, puede no ser sencillo para el cliente conocer antes de su eliminación qué tecnología se utiliza en la lámpara respectiva. Esto es particularmente difícil para lámparas con vidrio opaco o una bombilla de plástico. Por otro lado, la recolección conjunta conlleva el riesgo de contaminación cruzada de todas las lámparas con mercurio si una o más lámparas de descarga de gas se rompen durante el proceso de recolección y/o transporte. Como resultado, todas las lámparas deben tratarse como residuos peligrosos, aunque esto no es necesario para los productos LED, y sin tener en cuenta los costos de eliminación de residuos no apropiados. De ello se deduce que la recolección separada de lámparas LED debe ser dirigida.

Los procedimientos de reciclado orientados al futuro para las lámparas LED de desecho deberían tener en cuenta la variedad de geometrías de las lámparas. Esto podría realizarse con sofisticadas instalaciones de clasificación que pueden integrarse de manera modular en la cadena de proceso. En un futuro sistema de reciclaje LED, los componentes que contienen elementos críticos (es decir, galio, indio, metales de tierras raras como itrio, lantano o europio y metales preciosos) –los LED en sí mismos– pueden considerarse como impurezas para las fracciones de material principal. Para mantener este último limpio, la separación de los paquetes de LED del resto debe apuntar de forma análoga a la separación del fósforo del vidrio obtenido a partir del reciclaje de la lámpara de descarga de gases residuales. El efecto secundario positivo de esta acción es una concentración de los componentes que contienen elementos críticos específicos del LED para futuras soluciones de reciclaje.

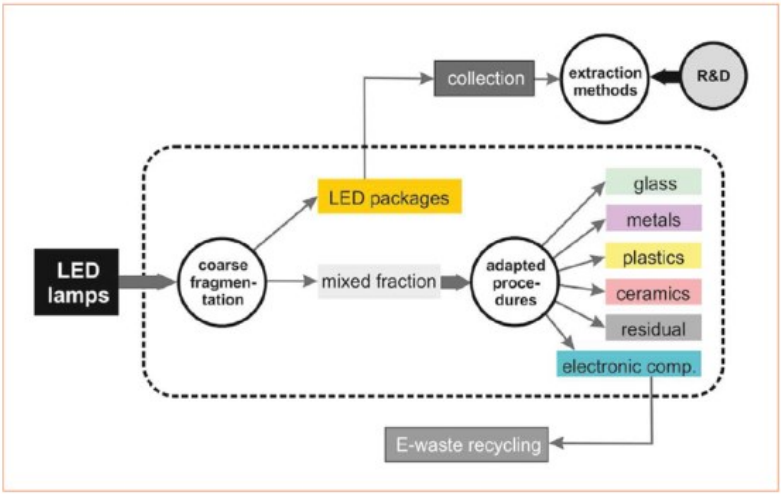


Fig. 39. Ilustración esquemática de un proceso de reciclaje para lámparas LED.

La figura 39 muestra una ilustración esquemática de los pasos del proceso necesarios para separar el material y las fracciones componentes que se encuentran en las lámparas LED típicas de reacondicionamiento. El paso decisivo es una fragmentación bastante burda. Posteriormente, el material resultante y la mezcla de componentes deben clasificarse utilizando procedimientos adaptados: Se usarán separadores de metal, por ejemplo, para clasificar los metales que se pueden magnetizar. Los métodos de flotación son útiles para segregar materiales con densidades muy diferentes, como los plásticos y las cerámicas.

El tamizado se puede usar para separar diferentes tamaños de grano. Los componentes electrónicos recolectados serán transferidos a los recicladores de desechos electrónicos que continuarán procesando con el objetivo de extraer cobre de las bobinas electromagnéticas. Los paquetes de LED son, en un primer acercamiento, tratados como impurezas para las fracciones principales (fig. 40) y podrían detectarse fácilmente debido a su intensa fluorescencia bajo irradiación con luz UV. Mientras no haya métodos disponibles para recuperar los elementos críticos de los LED, se pueden recolectar y almacenar usando el procedimiento común para los fósforos de desecho de las lámparas fluorescentes. El espacio requerido para hacerlo es muy pequeño gracias al diseño de dispositivo miniaturizado.

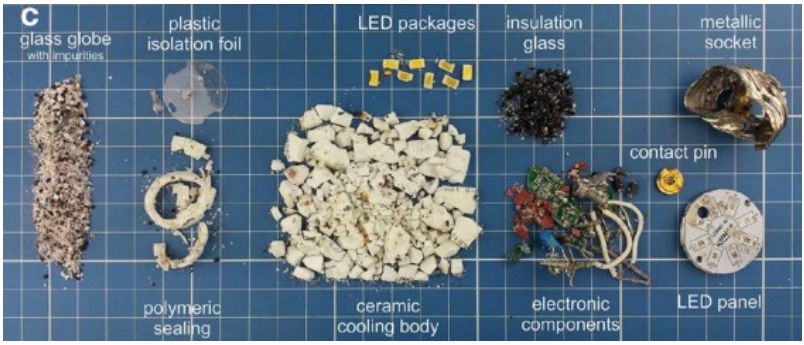


Fig. 40. Fracciones obtenidas de los distintos componentes de una lámpara LED.

A pesar de las vidas largas, que alcanzan los diez años, todos los equipos de iluminación basados en LED se agregarán tarde o temprano a la pila de desechos electrónicos que crece constantemente en nuestra sociedad, en especial a medida que aumenta la cantidad de productos de iluminación LED en el mercado.

Reciclado de paneles fotovoltaicos

Se sabe que la industria solar y la energía solar brindan importantes ventajas a las comunidades de todo el país. La energía limpia y renovable refuerza las economías locales, ayuda a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y requiere poco mantenimiento durante la vida útil de la inversión en comparación con otras formas de generación de energía. Lo que muchos profesionales de la industria desconocen es qué ventajas y desventajas existen para los módulos solares al final de su vida útil. A principios de 2018, Estados Unidos tenía 53 GW de capacidad solar desplegada. Suponiendo que la potencia promedio de cada módulo solar instalado fue de 250 W, el peso total de todos los paneles desplegados equivalía a 89.000 millones de libras o 44,5 millones de toneladas. Dicho de otra manera, ese es el peso equivalente de 122 edificios Empire State en módulos solares instalados en todo el país.

Para una industria que se enorgullece de la sostenibilidad, debe haber un enfoque en el reciclaje al final de la vida útil de un proyecto solar para que los vertederos no se desborden con paneles. Tal como están las cosas actualmente, el reciclaje de paneles solares no es un gran problema en los EE. UU., porque la gran mayoría de las instalaciones se han producido en los últimos diez años; sin embargo, la necesidad del mercado de recicladores desarrollados solo aumentará con el tiempo. De hecho, un estudio realizado en 2016 por la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA) estima que los materiales reciclables en los módulos solares antiguos tendrán un valor de USD 15.000 millones en activos recuperables para el año 2050.

Entonces, ¿se pueden reciclar los paneles solares? La respuesta corta es sí. Los módulos solares de silicio se componen principalmente de vidrio, plástico y aluminio: tres materiales que se reciclan en grandes cantidades. A pesar de la capacidad de reciclaje de los módulos, el proceso en el que se separan los materiales puede ser tedioso y requiere maquinaria avanzada. Estos son los pasos principales involucrados en el reciclaje exitoso de un módulo de silicio:

1) Retiro del marco de aluminio (100% reutilizable).
2) Separación del vidrio a lo largo de una cinta transportadora (95% reutilizable).
3) Procesamiento térmico a 500 °C (esto permite la evaporación de pequeños componentes plásticos y hace que las células se separen más fácilmente).
4) Grabado de obleas de silicio y fundición en losas reutilizables (85% reutilizable).

Debido a que muchas naciones europeas instalaron mayores capacidades FV en la década de 1990, un mercado de reciclaje de módulos FV solares está madurando constantemente. La Directiva WEEE sobre residuos de equipos eléctricos y electrónicos (RAEE) de la Unión Europea ayudó a fundar una organización basada en miembros llamada PV CYCLE para construir una infraestructura de reciclaje robusta. Si bien Washington se convirtió en el primer estado en aprobar una ley de administración de productos solares el año pasado, más estados tendrán que unirse a esta iniciativa para presionar más a los fabricantes para que desarrollen programas de reciclaje.

Puede parecer fácil cuando se trata de reciclar módulos PV. Después de todo, estos paneles solares a menudo duran más allá de su vida útil de veinticinco años y continúan evitando las emisiones de gases de efecto invernadero. Sin embargo, el éxito a largo plazo de la industria depende de la recuperación exitosa de las materias primas que producen los módulos solares.

Durante el ciclo de vida de los paneles fotovoltaicos se utilizan recursos no renovables. En particular, el vidrio y el aluminio, que constituyen la estructura de los paneles fotovoltaicos desechados al finalizar su vida útil, pueden ser reutilizados como materia prima en la fabricación de los mismos materiales. Se describen en detalle los pasos de reciclado del vidrio y del aluminio:

A) *Reciclado del vidrio*: el vidrio utilizado en la fabricación de los paneles fotovoltaicos es bajo en impurezas y de una composición específica, por lo cual podría ser empleado como materia prima hasta en un 100%. Sin embargo, diversos ensayos han demostrado que cantidades mayores al 85% provocan un sensible incremento de la fragilidad del vidrio obtenido. Si bien el vidrio que integra el panel lleva adosada una capa de EVA, esto no impide su reciclado por fusión, dado que el EVA posee una temperatura de fusión próxima a los 76 °C, la cual está muy por debajo de la del vidrio (1500-1600 °C). Esto permite que el EVA se descomponga en CO y CO_2, pudiendo eliminarse junto con los restantes gases generados durante el proceso de fusión. El vidrio obtenido a partir de los paneles descartados deberá seguir las siguientes etapas:

1) Triturado: alimentadores vibratorios lo trasladarán hacia quebrantadoras de martillos, donde será triturado en trozos no mayores a los 25 mm de diámetro.

2) Tamizado: una cinta transportadora hará pasar los trozos de vidrio por una cámara de soplado, donde el polvo de vidrio será retenido en filtros, a fin de evitar que se volatilice junto con los gases de combustión, impidiendo, de esta manera, la contaminación ambiental.
3) Lavado: una máquina lavadora, mediante agua caliente y agitación, terminará de extraer el polvo remanente.
4) Secado: el material se decantará y secará, para ser finalmente conducido hasta el horno de fusión.

B) *Reciclado del aluminio*: a diferencia del vidrio, la reutilización del aluminio puede ser del 100%, dado que puede ser refundido sin perder sus características físico-químicas. El reciclado del aluminio sigue las siguientes etapas:

1) Triturado (Shreding): operación mecánica que consiste en cortar el material reduciéndolo a pequeñas dimensiones.
2) Fusión: los fragmentos son fundidos en un horno rotativo, utilizándose como fundente Na Cl, KF y Ca F_2.
3) Horno de mantenimiento y colada: al metal fundido se le efectúan las correcciones de composición química que fueran necesarias y los tratamientos que indican las normas para el baño líquido.
4) Desgasificado: la unidad de desgasificado consiste de un eje rotor por el cual se inyecta un gas inerte a presión que provoca el arrastre de los gases hacia la superficie y la flotación de las muy pequeñas impurezas existentes en la masa de aluminio líquido. Como desgasificante se puede utilizar hexacloroetano (C_2Cl_6).
5) Filtrado: la unidad de filtrado permite retener en un filtro cerámico poroso las impurezas aún presentes en el baño.
6) Colada: el metal obtenido es colado en lingotes o placas. Se obtiene un metal apto para iniciar nuevamente el proceso tecnológico de fabricación de material destinado a la producción de los nuevos perfiles.

La figura 41 muestra el ciclo de vida optimizado mediante el reciclado del vidrio y el aluminio que integran la estructura del panel:

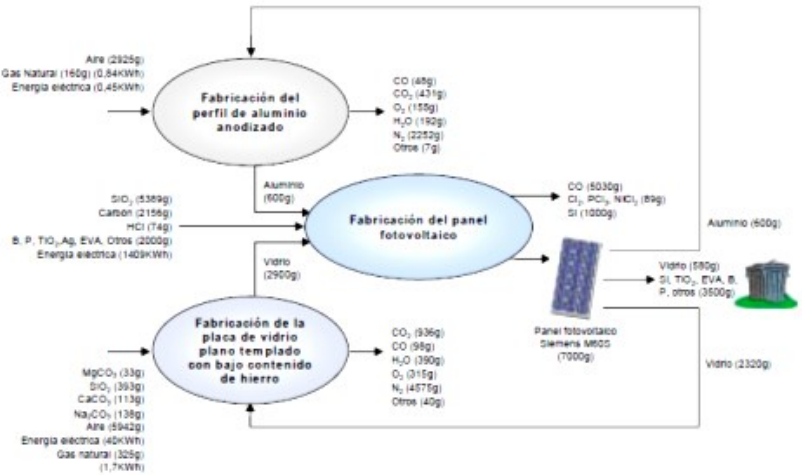


Fig. 41. Ciclo de vida con reciclado.

Posibilidades del reciclado de módulos fotovoltaicos de silicio

El costo de las obleas de silicio es de aproximadamente la mitad del costo del módulo fotovoltaico de silicio. Asimismo, es posible recuperar el sustrato de vidrio y prevenir la disposición final de materiales

potencialmente peligrosos, como la plata y el plomo, de los contactos de la oblea y de los sistemas de interconexión.

El mayor problema para el reciclado de las obleas de silicio al final de la vida útil de los dispositivos es la separación limpia de las obleas del material de encapsulado polimérico (EVA: etileno, vinilo, acetato).

Un posible proceso para reciclar de manera efectiva consiste en descomponer térmicamente el polímero EVA en una atmósfera de gas inerte. Estudios efectuados en EE. UU. estiman que el costo por celda de 10 cm x 10 cm recuperada es de aproximadamente USD 0,20.

Los módulos fotovoltaicos de silicio cristalino contienen una oblea de silicio de alta pureza en el frente sustentado en una base polimérica de etileno-vinilo-acetato (EVA). La EVA encapsula la oblea y provee la adhesión para el sustrato de vidrio y la lámina posterior de TedlarB-poliéster-TedlarB (TPT: es un material formado por tres capas Tedlar-poliéster-Tedlar, y es el responsable de la estanqueidad del módulo por su cara posterior. El tedlar protege al poliéster de los efectos de degradación que la luz solar tiene sobre este, que completa el esquema de encapsulado.

El costo de una celda PV de 10 cm x 10 cm que genera 1,5 W es de alrededor de USD 6,00 y representa aproximadamente la mitad del costo total del módulo PV. Un método económico de recuperación de las obleas de silicio, o, preferiblemente, de la celda completa, representa una oportunidad de ahorro debido a los costos significativos en energía y los procesos de manufactura de las obleas y celdas basadas en silicio.

Existen estudios que calculan que la amortización de los costos por ahorro de energía usando revestimientos de sistemas fotovoltaicos basados en silicio cristalino es de alrededor de seis a siete años, comparado con los tres años o menos de los módulos de láminas delgadas de CdTe.

El método de recuperación en atmósfera inerte se puede aplicar a todo componente degradado que contenga celdas sanas. El fin de la vida útil puede deberse a defectos de laminación, sustrato vítreo roto o astillado, o falla en el sistema de adquisición de potencia (interconexión de celdas y uniones).

Las obleas recuperadas pueden ser utilizadas directamente para la fabricación de nuevos paneles o para sustituir el material crudo para nuevas obleas. También pueden ser recuperados el plomo y la plata, además del sustrato vítreo y la lámina posterior de TPT.

En el pasado se hicieron algunos intentos de desprender las obleas del EVA. Mientras que se podían recuperar las obleas, se removían los contactos de la celda, haciéndola inoperativa sin un proceso de recuperación. Adicionalmente, se producían gases difícilmente controlables, conjuntamente con vapores residuales ácidos. También se intentó la descomposición térmica, pero se abandonó debido a la carbonización de los polímeros orgánicos a 200 °C en aire. Trabajos recientes muestran que es posible evitar la carbonización de EVA mediante su descomposición por métodos pirolíticos en atmósfera inerte.

Metodología

Un trabajo realizado en la empresa Solar Cells, Inc., Toledo, Ohio, Estados Unidos de Norteamérica, evaluó obleas laminadas de silicio fabricadas por Siemens Solar. La estructura del módulo incluía el sustrato vítreo, la celda de silicio encapsulada en frente y dorso con EVA y, finalmente, la lámina posterior de TPT. Como se mencionó antes, esta lámina se removió fácilmente calentando suavemente y retirándola de forma manual. Si bien este estudio no lo evaluó, se estima que este material también puede tener un valor económico si se lo retira limpio e intacto.

De acuerdo con el análisis termogravimétrico de EVA en una atmósfera de gas nitrógeno, la principal descomposición del polímero comienza aproximadamente en los 350 °C y se completa alrededor de los 520 °C (fig. 42).

Usando una atmósfera de gas inerte, tal como el nitrógeno, se previene la oxidación química de EVA y de la grilla de contactos de plata, obteniéndose una atmósfera limpia y libre de residuos.

Como fuente térmica se usó un horno Lindberg de tubos para alta temperatura. El reactor para la descomposición térmica de EVA se construyó en un tubo de cuarzo con un diámetro interior de 150 mm y un largo de 1500 mm. Un extremo del envoltorio de cuarzo tenía una entrada para el gas nitrógeno y el otro extremo tenía una articulación cónica con una entrada para una termocupla y una salida para los productos de descomposición de EVA contenidos en el gas nitrógeno de salida. El control de la temperatura se realizó con controladores adecuados. Para monitorear la temperatura con precisión se utilizó una termocupla tipo “K” ubicada cerca de la celda de silicio en el interior del tubo de cuarzo. La figura 43 muestra el perfil de temperatura versus tiempo para obtener una celda de silicio cristalino intacta y funcional.

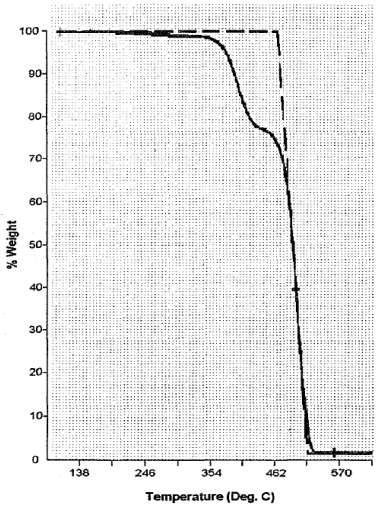


Fig. 42. Análisis termogravimétrico de EVA en gas nitrógeno (cortesía of Springborn Labs).

En el medio del reactor se ubicó una oblea de silicio soportada por un accesorio de cuarzo. Este accesorio admite la recuperación de hasta dos obleas al mismo tiempo y fue configurado para permitir que el líquido (intermedio) de la descomposición de productos se desprenda por gravedad de la muestra. Se dispuso una tubería invertida de cuarzo a través del accesorio para tomar la oblea después de la deslaminación y mantener un ángulo adecuado para el drenaje de líquidos.

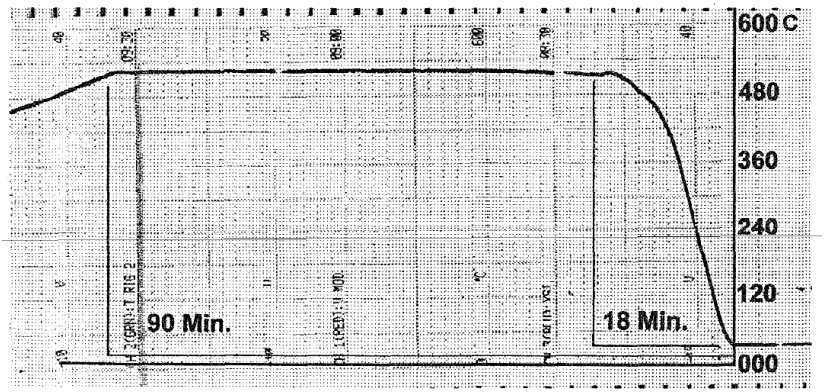


Fig. 43. Perfil del tiempo de deslaminación y temperatura.

El nitrógeno se suministró con un flujo de 10 litros por minuto y luego se calentó el reactor hasta 520 °C. La descomposición térmica de EVA se completó a esa temperatura al cabo de una hora. Luego se permitió que la temperatura descienda hasta la del ambiente y se extrajo del reactor el sustrato vítreo con la oblea de silicio.

Los productos de descomposición gaseosa se extrajeron sin control en este estudio de pequeña escala. De todos modos, se puede instalar fácilmente un posquemador pirolítico en la salida de gases para quemar las fases gaseosas y transformarlas en dióxido de carbono y agua.

Se determinó que la eficiencia de la destrucción y remoción de residuos de hidrocarburos hidrogenados de las corrientes de desechos puede ser mayor que el 99,9999%. Alternativamente, existe la posibilidad de condensar algunos o todos los gases descompuestos para uso posterior como combustible o material crudo para síntesis orgánica o compuestos.

Aún no ha sido deslaminado totalmente un módulo entero con el sistema de interconexión completo. Por lo tanto, no se han definido la recuperación de las barras bus y de las soldaduras de plomo. Si las celdas recuperadas no son reusables directamente, la plata del sistema de interconexión puede ser removida fácilmente diluyéndola en ácido y recuperándola usando cementación.

Resultados

La deslaminación de la oblea de silicio fue exitosa. No hubo signos de carbonización (combustión indeseable) del polímero remanente en la oblea de silicio. El sustrato vítreo quedó limpio, intacto y reusable. Se enviaron para análisis a Siemens Solar Industries dos obleas recuperadas, previamente documentadas (medidas). En las figuras 44 y 45 se muestran las curvas previa y posterior de este proceso.

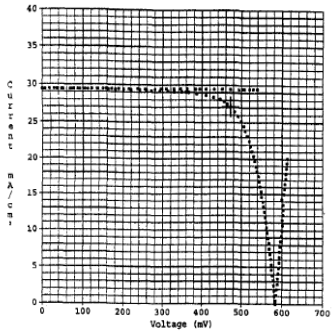


Fig. 44. Comportamiento previo de la celda. Eficiencia: 12,80%.

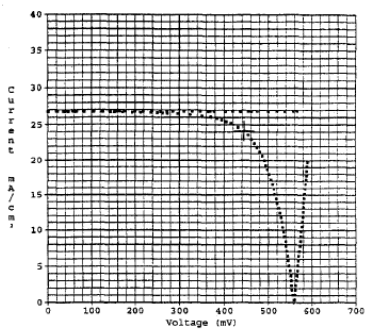


Fig. 45. Comportamiento de la celda deslaminada. Eficiencia: 10,73%.

Discusión

No se esperan pérdidas de comportamiento por la difusión de los dopantes fosforosos y bóricos. Las tasas de difusión de estos dos dopantes son menores a 10^{-13} cm^2 seg^{-1} a las temperaturas usadas en este método. La difusión de la plata de la grilla de contactos frontales y posteriores es de mayor importancia. De todos modos, las curvas previa y posterior de las celdas muestran que continúan con alta eficiencia después de la deslaminación. Se necesitan trabajos posteriores para lograr la optimización de los parámetros que permitan aumentar la posibilidad de reuso directo. El tiempo del ciclo de deslaminación y temperatura debe ser disminuido.

Costos

El proceso de descomposición térmica del EVA, en orden de recuperar obleas de silicio de paneles fotovoltaicos grandes (40 dm² o más) que contengan hasta 40 obleas de silicio, se puede realizar usando un horno de atmósfera inerte, tal como el modelo PNF2-29-11 de la firma Despatch Co. Un costo preliminar estimado, basado en 250.000 obleas a través de 8 horas por jornada laboral, a razón de USD 20 por hora de trabajo, con 10 años de depreciación del horno, costos del gas nitrógeno y de la energía consumida, es de USD 0,20 por celda, o bien alrededor de USD 0,13 por W. Este costo estimado no incluye transporte, instalaciones, costos administrativos y costos de sistemas ambientales. Tampoco incluye alguna compensación por los productos de descomposición o condensación de sustrato vítreo, la lámina posterior de TPT o del EVA.

El caso europeo: experiencias en la implementación colectiva para el retiro y reciclado obligatorio por fin de vida útil de paneles fotovoltaicos

Desde los años setenta se dispone de módulos fotovoltaicos (PV). De todos modos, no fue hasta el 2001 cuando comenzaron las instalaciones significativas. En ese tiempo, entró en vigor la Directiva Europea 2001177 IEC que promueve las energías eléctricas renovables.

De acuerdo con los números del mercado de la EPIA (European Photovoltaic Industry Association), a fines de 2011 fueron instalados en Europa más de 51 GW. Esto significa que más de 5 millones de toneladas

fueron puestas en el mercado. Toneladas de módulos y materiales costosos serán transformados en basura después de su vida útil y serán depositados en reservorios o incinerados, a menos que se pongan en marcha procesos apropiados de reciclado. La comunidad científica ha aceptado que, técnicamente, la vida útil es de treinta años. De todos modos, la decisión de la disposición final por parte del usuario final depende fundamentalmente de las condiciones legales y económicas, así como de los desarrollos tecnológicos en la industria fotovoltaica.

La Directiva de Desechos Eléctricos y Electrónicos

La Directiva WEEE regula el tratamiento de fin de vida de los equipos. Fija los lineamientos de los Estados miembros europeos para exigir a los fabricantes e importadores de productos eléctricos y electrónicos que aseguren la recolección y el reciclado de los productos descartados libre de gastos para el propietario (en 2012 se modificó la Directiva, incluyendo los módulos fotovoltaicos dentro de ella).

Requerimientos actuales de la Directiva WEEE

De acuerdo con la Directiva, los fabricantes e importadores en el mercado europeo deben garantizar adecuadamente la recolección y el reciclado de los productos al fin de su vida útil. Pueden hacerlo individual o colectivamente. La asociación PV CYCLE ofrece estos servicios.

Los fabricantes e importadores de estos productos deben registrarse en cada Estado europeo e informar a cada uno de ellos las cantidades vendidas.

Adicionalmente, la Directiva WEEE exige garantías financieras para la futura recolección y reciclado.

Proposición de valor de PV CYCLE

PV CYCLE cumple, al día de hoy, con las principales indicaciones de la Directiva WEEE y trabaja en la implementación de requerimientos legales nuevos. Es su misión la de recolectar, transportar y reciclar los módulos agotados de sus miembros y ofrecer servicios acordes con la Directiva WEEE en todos los Estados miembros europeos y también en países firmantes de EFTA (European Free Trade Association: Acuerdo Europeo de Libre Comercio), integrado por Estados que no forman parte de la Comunidad Europea. Los miembros de PV CYCLE no tienen que establecer sus propias infraestructuras de recolección o reciclado, solamente deben notificar los datos a una organización. PV CYCLE ofrece un modelo eficiente y financieramente sustentable, acorde con las leyes nacionales y europeas aplicables a esta actividad

PV CYCLE es una asociación sin fines de lucro que, si bien fue fundada oficialmente en 2007, no fue hasta abril de 2008 que el secretariado se estableció en Bruselas. En ese entonces, PV CYCLE estaba compuesto por seis compañías miembros y dos asociaciones. Inmediatamente después, se agregaron trece nuevos miembros y ha seguido creciendo permanentemente (fig. 46).

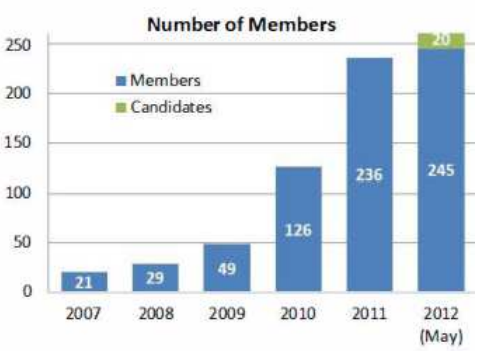


Fig. 46. Número de miembros de PV CYCLE.

Al día de hoy, PV CYCLE representa más del 90% del mercado europeo y sus miembros tienen base en todo el mundo: desde países europeos hasta China, India, Japón, Taiwán y Estados Unidos de Norteamérica. La misión de PV CYCLE es doble: por un lado, catalogar todos los módulos que sean descartados por el usuario final o dañados durante el transporte o la instalación; por otro lado, estimular la recolección y el reciclado de estos módulos.

Las operaciones de recolección y reciclado de fin de vida de módulos fotovoltaicos comenzaron en junio de 2010. El diseño del esquema está basado en la logística inversa, ya que los módulos PV son desmantelados por profesionales. Los módulos de los miembros de PV CYCLE son recolectados sin cargo de dos maneras:

1) Pequeñas cantidades de módulos son recolectados en puntos de recolección certificados.
2) Grandes cantidades de módulos son recolectados en el lugar por medio de un sistema de recolección directa.

Se consideran grandes cantidades cuando se deben recolectar más de cuarenta paneles. También se recolectan paneles agotados de no miembros de PV CYCLE, teniendo en cuenta que, en este caso, los costos son solventados por los propietarios de los residuos.

Desde los primeros puntos de recolección certificados en Alemania, la recolección ha ido aumentando (a mayo de 2012, este esquema había recolectado 3500 toneladas). El siguiente gráfico (fig. 47) muestra la distribución de la recolección en toneladas por país:

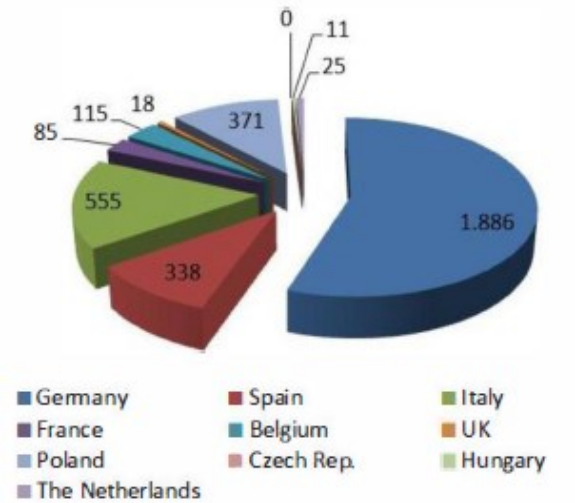


Fig. 47. Distribución de la recolección por país efectuada por PV CYCLE (en toneladas).

En mayo de 2012 se disponía de más de 240 puntos dedicados a la recolección, donde se acumularon más de 5500 toneladas de módulos. Es claro que la cantidad de residuos da lugar a constituir una red eficiente de recolección y que se debe estar preparado para cuando arriben grandes cantidades.

El impacto de las políticas europeas del reciclado en el costo energético nivelado

El costo energético nivelado es el costo por kWh que produce cualquier tipo de sistema de generación de electricidad, como la solar y la eólica. Para determinar qué tipo de instalación de generación de electricidad es más competitiva, dependiendo de su tecnología y de la zona donde se encuentre, es necesario medir su nivel de producción a lo largo de su ciclo de vida. Esto es posible saberlo gracias a un estudio que tiene como eje el concepto de costo energético nivelado (LCOE, por sus siglas en inglés: Levelized Cost of Energy), una metodología que proporciona el costo por kilowatt-hora generado y que puede aplicarse a sistemas fotovoltaicos, eólicos, térmicos, geotérmicos y a cualquier tipo de generación de electricidad. Este modelo permite contabilizar todos los costos que tiene el sistema a lo largo de su ciclo de vida).

Metodología de cálculo

Para evaluar el costo de la energía FV, el costo energético nivelado LCOE debe ser considerado como un punto de partida y las contribuciones relativas a los costos de reciclado, impuestos por la directiva WEEE, deben ser modelados y discutidos. La ecuación LCOE está definida simplemente por:

$$LCOE = \frac{Costo\ Total\ del\ Período\ de\ Vida\ de\ la\ Planta\ de\ PV}{Producción\ total\ durante\ el\ período\ de\ vida\ de\ la\ Planta\ de\ PV}$$

De acuerdo con Branker, Pathak and Pearce, la expresión general del LCOE es:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^{nt}(I_t + O_t + M_t + F_{t)}/(1+r)^t}{\sum_{t=0}^{T} E_t\,/(1+r)^t}$$

Donde I_t es la relación entre el costo inversión total y *nt*, que es el tiempo de vida en años de la planta, O_t y M_t son, respectivamente los costos de operación y mantenimiento en el año *t*, F_t es el costo que debe ser pagado por intereses, E_t es la energía producida en el año *t* y *r* es la tasa de descuento. En lo que sigue de este estudio, solamente se discutirá el caso r = 0. Esto significa, en otras palabras, que se evaluará el extremo superior del LCOE. Tampoco se considera la inflación y el tiempo de amortización se toma igual a la vida útil de la planta. Con estos supuestos, LCOE puede ser reescrito como la relación entre el costo total de inversión C_{tot} y la energía total E_{tot} producida por la planta FV en *nt* años, como:

$$LCOE = \frac{C_{tot}}{E_{tot}}$$

Y, si t es la tasa de interés, la ecuación anterior puede ser más simplemente escrita como:

$$LCOE = \frac{C_0\,(1+\tau)^{nt} + C_1}{(PVP_{np} \times \eta_{sys} \times H \times \sum_1^{nt}(1-d)^{j-1}}$$

Aquí $\boldsymbol{C_0}$ es todo el costo de capital sensitivo dado por la suma de los costos de los paneles, dado por:

$$C_0 = C_{pan} + C_{BOSp} + C_{BOSa} + C_{add}$$

$\boldsymbol{C_{pan}}$ es el costo de los paneles esencialmente referido a los paneles basados en silicio cristalino y policristalino, cuyos precios han disminuido significativamente en los últimos años. En la actualidad es fácil encontrar precios de paneles partiendo de 0,5 EUR/Wp hasta 1 EUR/Wp IVA excluido.

$\boldsymbol{C_{BOSp}}$ toma en cuenta todos los costos dependientes de la potencia nominal de la planta de FV, tales como cableados, interruptores, fusibles, detectores de falla a tierra, controladores de carga, baterías e inversores. Si se estudian plantas interconectadas con el sistema eléctrico, no se debe considerar el costo de las baterías. El costo de los inversores juega el mayor rol y está en el rango desde 100 EUR/kWp para instalaciones de gran escala hasta 500 EUR/kWp en instalaciones residenciales pequeñas.

$\boldsymbol{C_{BOSa}}$ son todos los costos directamente dependientes de la superficie de la planta, tales como los costos de las estructuras de soporte o aquellas correspondientes al transporte hasta el sitio de instalación. Aquí se estudian principalmente las plantas instaladas a nivel de suelo. Para ellas, el costo de la estructura soporte puede variar desde 10 hasta 20 EUR/m^2 de acuerdo con el tipo de suelo (plano u ondulado). Los costos de instalación de la planta están en el rango de los 100 EUR/m^2, mientras que el transporte puede variar entre 5 y 10 EUR/m^2 por cada 100 km de transporte. Se estima que el peso del panel varía entre 10 kg/m^2 y 15 kg/m^2.

$\boldsymbol{C_{add}}$ tiene en cuenta los costos de diseño de la planta, su montaje y beneficios. Puede ser expresado como una fracción de alrededor del 20% de C_{pan} + C_{BOSp} + C_{BOSa}.

C1 son todos los costos acumulados a lo largo del tiempo de vida de la planta. Pueden ser costos anuales, como el alquiler de inmuebles, los costos encontrados después de algunos años, tales como reemplazo de inversores, o los costos de final de vida de la planta (habitualmente después de 25 años), tales como los relacionados con el desmontaje de la planta y el reciclado. En general, C_1 puede ser expresado como:

$C_1 = C_{RENT}+C_{O\&M}+C_{DISM}+C_{REC}$

Y será considerado como costo fijo durante todo el tiempo de operación de la planta.

C_{RENT} representa todos los costos relativos al arriendo del terreno para la realización de las plantas montadas en el suelo. En el caso en estudio, se asume que es nulo.

$C_{O\&M}$ son los costos anuales de operación y mantenimiento. Se han reportado valores comprendidos entre el 0,4 y el 1% del costo total de la planta con el mínimo dado por el costo de reemplazo de inversores (por lo menos si *nt* > 15 años), lo que es aproximadamente 500 EUR/kWp para aplicaciones residenciales pequeñas, mientras que, para grandes aplicaciones, el costo de los inversores puede ser mucho menor (hasta 100 EUR/kWp).

C_{DISM} son los costos de desmantelamiento. Este es previo a la fase de reciclado. Se debe notar que estos costos son cargados al beneficiario de la planta FV y no al productor. C_{DISM} puede ser evaluado asumiendo que el costo de desmantelamiento de un panel FV es similar al desmantelamiento de una ventana de vidrio calculada como 6 EUR/m^2 para el vidrio y 1 EUR/m^2 para la estructura de soporte, y el costo del transporte desde la planta hasta el punto de recolección (estimado hasta 20 km de distancia) puede ser considerado de 3 EUR/m^2. Se asume que todos los restos de la demolición son trasladados a un repositorio con un costo comprendido entre 100 EUR/t y 200 EUR/t.

C_{REC} son los costos estrictamente relacionados con la recuperación y el reciclado de los materiales de la planta y componentes, de acuerdo con las obligaciones de la Directiva WEEE, y se refieren en particular a los costos del reciclado de los paneles FV, dado que tienen mucho más peso que los otros equipamientos previstos en la Directiva (inversores, cableado, interruptores, fusibles, detectores de falla a tierra, controladores de carga). De acuerdo con la nueva Directiva WEEE, estos costos se cargan a los productores de los paneles fotovoltaicos. C_{REC} está constituido por dos partes: los costos técnicos y los administrativos. Anteriormente se debía a cuatro componentes: transporte, desmantelamiento, reciclado e incineración. En la actualidad, no es posible valorizar adecuadamente cada uno de estos ítems, por lo que, cuando es requerido, se utilizan costos promedios obtenidos de informes.

El costo promedio de transportes desde el sitio de recolección hasta el de reciclado es de 150 EUR/t, el costo de desmantelamiento puede ser estimado en 250 EUR/t, el costo de reciclado con la recuperación del vidrio y aluminio puede sumar 200 EUR/t y, finalmente, los costos de incineración pueden alcanzar los 15 EUR/t. En general, puede considerarse un costo técnico promedio de aproximadamente de 165 EUR/t, más un 20% debido a costos específicos adicionales. En total C_{REC} importa alrededor de 200 EUR/t. Estos valores son estimativos y pueden variar hasta un 100% debido a factores específicos.

En el divisor *Etot* en la expresión de LCOE, FVP_{np} es la potencia nominal de la planta FV expresada en kWp, mientras que η_{sys} es la eficiencia del sistema, que hoy por hoy puede ser considerado un valor comprendido entre el 80% y el 90%. *H* representa las horas anuales de sol en el emplazamiento de la planta y *d* es un coeficiente de degradación teniendo en cuenta que, durante 25 años de vida útil de la planta, la eficiencia de conversión de los paneles tiende a disminuir, principalmente como resultado de la interacción con el medioambiente. Esta degradación puede ser considerada lineal en el tiempo y para propósitos prácticos puede asumirse un valor de *d = 0,7%/año* para las tecnologías solares aquí consideradas

Ejemplo numérico

A continuación, se muestran los resultados obtenidos en dos escenarios diferentes de plantas de techo (roof top) de 3 kWp (SC1) y de 30 kWp (SC2). Estos escenarios fueron evaluados con dos tasas de interés: 1,5% y 6%, típicas de las economías actuales de Alemania e Italia, respectivamente. Finalmente, se tomaron dos promedios diferentes de horas anuales de sol: 1700 (Italia) y 1100 (Alemania). En la siguiente tabla, se indican los diferentes costos para cada escenario. Todos los costos están expresados en EUR, no incluyendo impuestos. El tiempo de vida útil de las plantas fue considerado de 25 años y el costo de los paneles FV fue estimado en 0,58 EUR/Wp.

		C_0						C_1			
Scenarios	Area (m^2)	C_{PAN}	C_{BOSp}	C_{BOSA}			C_{ADD}	C_{RENT}	$C_{O\&M}$	C_{DISM}	C_{REC}
				Supp. Structure	Transport	Instal					
SC1-3kWp roof type	20	1600	2000	300	200	2000	1200	0	2500	200	70
SC2-30kWp roof type	200	15000	8000	3000	2000	20000	9600	0	20000	2000	720

Tabla 4. Resultados obtenidos en dos escenarios de diferentes plantas de techos.

Plantas fotovoltaicas montadas sobre techos (roof top)

En la figura 48 se grafican los valores incrementales de costo de reciclado LCOE en EUR/t en el rango comprendido entre 0 y 1500 EUR/t para los dos casos de 1100 y 1700 horas de sol por año y con un interés del 1,5% anual. Los costos LCOE varían entre 0,11 EUR/kWh y 0,12 EUR/kWh (H = 1700 horas/año) hasta 0,20 EUR/kWh a 0,21 EUR/kWh (H = 1100 horas/año) y, en cualquiera de los escenarios, los efectos del costo

de reciclado según la Directiva WEEE es, a lo sumo, menor al 5%. Por el contrario, los efectos de los factores de escala son evidentes, ya que, cualquiera sea H, $LCOE_{SC2}$, es, al menos, un 20% más barato que $LCOE_{SC1}$. Los resultados muestran que el LCOE de plantas fotovoltaicas es comparable y, eventualmente, más económico que los precios de la electricidad en Alemania (0,21 EUR/kWh sin impuestos) e Italia (0,17 EUR/kWh sin impuestos), al menos en lo concerniente a pequeñas instalaciones.

En la figura 49 se grafican los valores incrementales de costo de reciclado LCOE en EUR/t en el rango comprendido entre 0 y 1500 EUR/t para los dos casos de 1100 y 1700 horas de sol por año y con un interés del 6% anual. En este caso, cualquiera sea el escenario SC1 o SC2, los efectos del costo del reciclado según WEEE son menores al 2%. Los valores de LCOE varían entre 0,27 EUR/kWh y 0,28 EUR/kWh (H = 1700 horas/año) hasta 0,52 EUR/kWh a 0,53 EUR/kWh (H = 1100 horas/año) y, por lo tanto, con este valor de interés, la paridad de red se da en las regiones del sur de Europa, donde se cuenta con más de 2300 horas/año de insolación.

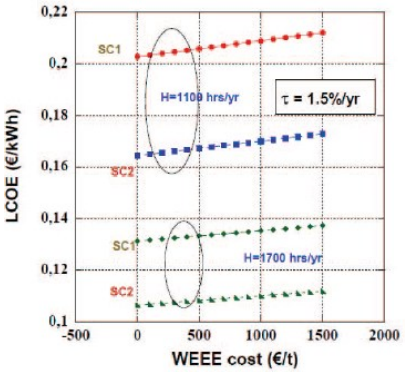


Fig. 48. LCOE vs. costos de reciclado WEEE en EUR/t para los dos casos de 1100 y 1700 horas de sol/año para las plantas FV de techos en los escenarios SC1 y SC2 con una tasa de interés del 1,5%.

Los efectos del factor de escala son evidentes, cualquiera sea H, $LCOE_{SC2}$ es, por lo menos, 20% más barato que $LCOE_{SC1}$. La comparación con el comportamiento del LCOE de la figura 48 muestra que la tasa de interés juega un rol importante en la determinación de los costos de la energía fotovoltaica: el crecimiento absoluto del 1,5% al 6% provoca un fuerte aumento de LCOE a más del 100% (fig. 49).

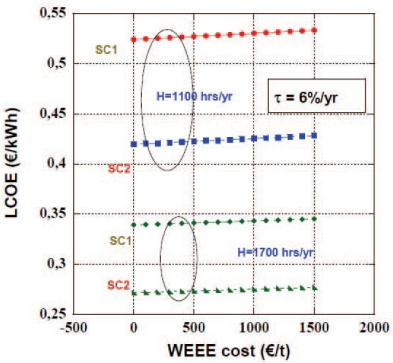


Fig. 49. LCOE vs. costos de reciclado WEEE en EUR/t para los dos casos de 1100 y 1700 horas de sol/año para las plantas FV de techos en los escenarios SC1 y SC2 con una tasa de interés del 6%.

Efectos de la tasa de interés

La figura 50 representa el LCOE en función de la tasa de interés en el rango de 0-10% para el escenario SC2 y para H = 1100 y 1700 horas/año, asumiendo que la vida útil de la planta es de 25 años.

Como es esperable, LCOE aumenta con el aumento de τ y, si se consideran los costos en Italia y Alemania, se puede concluir que, para el caso italiano, la paridad de red se puede lograr solo cuando τ es menor que el 2%, mientras que, para el caso alemán, la paridad de red se obtiene cuando τ es menor que el 3%.

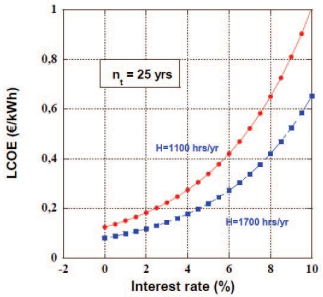


Fig. 50. LCOE vs. tasa de interés en el rango de 0-10% para H = 1100 y 1700 horas/año, y para una vida útil de 25 años.

Efectos de la vida útil de la planta

En general, el resultado del aumento de la vida útil de la planta se traduce en una disminución de LCOE, como muestra la figura 51, que representa el LCOE en función de la vida útil en el rango de 20 a 40 años con una tasa de interés del 1,5% anual para el escenario SC2. Aquí, LCOE disminuye con el aumento de la vida útil, ya que el aumento de la productividad de la planta compensa los efectos de la tasa de interés y, en general, se observa una disminución. De todos modos, esto no es una regla general. En la figura 52 se representa el LCOE en función de la vida útil en el rango de 20 a 40 años, pero con un interés del 6%. En este caso se observa que el LCOE aumenta con la vida útil. Esto se debe a la combinación de efectos de las altas tasas de interés y la degradación en la eficiencia de los módulos.

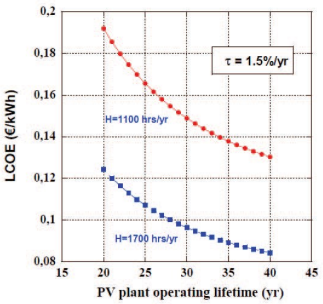


Fig. 51. LCOE representado para el escenario SC2 en función de la vida útil en el rango de 20 a 40 años con una tasa de interés del 1,5% anual.

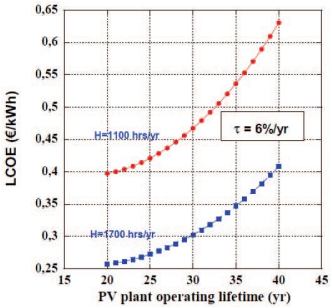


Fig. 52. LCOE representado para el escenario SC2 en función de la vida útil en el rango de 20 a 40 años con una tasa de interés del 6% anual.

Discusión y conclusiones del caso europeo

Los resultados obtenidos confirman que las tasas de interés y las horas anuales de sol (productividad de la planta) juegan un rol importante, al menos en lo que se refiere al LCOE, considerado con respecto a los problemas técnicos. Los datos muestran que la paridad de red es un problema mayor en Alemania con relación a Italia debido a la mayor insolación del sur europeo. En cualquiera de los escenarios analizados, los costos de reciclado según WEEE en el LCOE resultan marginales: a lo sumo alcanzan un 5%. La Directiva WEEE apunta a reducir la cantidad de EEE a descartar mediante acciones simultáneas de aumento de la cantidad de material recuperado y reciclado. En lo referido a la energía fotovoltaica, la nueva directiva es estricta, ya que obliga a que, a partir de 2018, se recupere el 85% en peso de paneles fotovoltaicos con, al menos, un 80% preparado para reciclado o reuso. Teniendo en cuenta que los paneles tienen un componente importante de vidrio y aluminio, de fáciles recuperaciones, es posible alcanzar los porcentajes obligatorios de la WEEE. También la recuperación de materiales costosos, como el silicio puro, pueden abaratar el costo del reciclado.

Se han detallado efectos menores como resultado de la inclusión de paneles FV en la Directiva WEEE, cuya incidencia de costo comienza a ser aparente cuando LCOE cae por debajo de 0,1 EUR/kWh-0,2 EUR/kWh.

10. CONCLUSIONES

10.1. Dependencia energética de la Provincia de Córdoba

En el año 2018 se registró un aporte del 41,67% de la generación local (EPEC + privada) para satisfacer la necesidad energética de los cordobeses (el 88,82% provino de centrales térmicas). Por lo tanto, fue necesario el aporte de más del 50% del SADI para satisfacer las necesidades de la provincia. A partir de las proyecciones al 2030 (graficado en el punto 5), sumando los ingresos de las diferentes centrales del plan RenovAr y de un desarrollo interesante de la GD fotovoltaica residencial, vemos que no seremos menos dependientes; por el contrario, será necesaria mayor participación del SADI, siempre y cuando se construyan las obras propuestas en el capítulo 3. Estos números indican que, por el momento, pensar en alcanzar el abastecimiento propio es utópico y, además, hay que preguntarse si es necesario y económicamente justificable.

10.2. Conclusiones y recomendaciones

Discusión

Si se pretendiera una definición compacta de transición energética, podría decirse que se trata de una transformación social y económica hacia una economía verde o descarbonizada. Se procura, entonces, una modificación de la matriz energética global (local) donde se intenta un desplazamiento total de los recursos fósiles, mediante dos grandes vías: exclusivamente mediante recursos renovables o compartiendo esta alternativa con la energía nuclear. Este último dilema está aún lejos de ser superado y consensuado. El ejemplo de esta situación se manifiesta en la misma Comunidad Europea, donde algunos países comienzan a atravesar complejas situaciones socioeconómicas originadas por la decisión de desguace de las centrales

nucleares, mientras países vecinos emprenden nuevos proyectos de generación basados en esta tecnología (Alemania frente a Francia).

Los procesos de transición energética deberían incluir diagnósticos minuciosos sobre el impacto de los mismos en la economía y en el empleo, procurando un sistema justo para la sociedad en su conjunto.

El estado de desarrollo de esta transición es muy incipiente en nuestro país y es ese el motivo fundamental por el que aún no se padecen ni se observan impactos socioeconómicos negativos en el campo de la energía eléctrica. A continuación, se mencionan dos ejemplos de la Europa actual referidos a este tema:

- El apagado de las centrales nucleares en Alemania genera, entre otras situaciones, resarcimientos económicos a empresas con contratos de provisión de electricidad de largo plazo.
- La paulatina sustitución de carbón en las centrales térmicas impacta directamente en el desempleo de las propias centrales y en las minas, además de otros impactos indirectos.

En la etapa iniciada recientemente en Argentina, en la incorporación de renovables en la matriz primaria eléctrica, no se observan todavía y, de hecho, es probable que no se observen por largo tiempo, impactos originados por el desplazamiento de sistemas de generación clásicos. En todo caso, si existiese un flanco cuestionable para el estado de situación actual, el mismo podría estar centrado en objeciones ambientales; por ejemplo, plantas que generan electricidad mediante biogás, cuya materia prima requiere el uso de tierras agrícolas que tienen como principal destino la producción de la base proteica alimentaria. La situación que se acaba de plantear adquiere otra dimensión cuando la mirada recae sobre la producción de biocombustible líquido (etanol y biodiésel), donde el uso de la tierra para estos fines resulta considerablemente mayor.

En Argentina, en general en toda América Latina, existe en estos aspectos una gran diferencia con Europa, y fundamentalmente con el caso paradigmático de Alemania, donde el proceso de transición se gesta y se inicia como un requerimiento de una sociedad preocupada por el medioambiente. En nuestro continente, algo a lo que Argentina no es ajeno, las políticas surgen a partir de compromisos internacionales asumidos o por asumirse, o como planteos de sectores políticos y sociales no masivos.

El momento sociopolítico y económico del continente sudamericano no parece ser el indicado para que los procesos de transformación energética ocupen lugares relevantes en la agenda política. La Argentina tampoco está fuera de tal contexto y todo indicaría que, al menos en el futuro próximo, dominarían el escenario de las “grandes políticas” cuestiones que aparecen como más urgentes.

Sobre esta situación también pesa la posibilidad/necesidad de desarrollo de la explotación de Vaca Muerta. En tal sentido, algunas consideraciones muy generales sobre el tema no permiten inferir un próspero y rápido desarrollo de las energías alternativas en Argentina. A pesar de que no resulte una situación inminente, comienza a percibirse la sensación de que los tiempos exigen una explotación de los fósiles tradicionales en un relativamente corto plazo, antes que las demandas de tales productos hayan sido reemplazadas por otras (sin embargo, es relativamente claro que el mundo de los fósiles compartirá el espacio con las renovables por muchos años más).

La explotación del gas natural en Vaca Muerta tampoco presenta un panorama definitivamente claro cuando se observa el mercado externo como una fuente generadora de recursos (como una alternativa importante respecto de lo que generan los tradicionales vinculados a la producción agrícola). Los factores determinantes en tal sentido son, entre otros, los costos de licuado (y posterior regasificado), pero, fundamentalmente, el transporte, ya que los mercados demandantes más importantes no son precisamente vecinos, y también pone al gas natural licuado argentino en una situación de competitividad que no resultaría muy favorable. Esta podría ser una razón válida para que buena parte de su explotación tenga como destino el mercado local de la electricidad.

Tampoco es muy alentadora la perspectiva actual de herramientas como las convocatorias RenovAr en sus distintas versiones. Los contratos de largo plazo en dólares estadounidenses en un contexto de relativamente fuerte devaluación, con poder adquisitivo de los salarios en disminución, tampoco permiten ser muy auspiciosos con estas metodologías.

Las tecnologías que cubrieron las ofertas surgidas en las distintas instancias de los RenovAr han terminado siendo, prácticamente en su totalidad, importadas. En muchos casos los requerimientos de infraestructura nacional fueron cubiertos mayoritariamente mediante obras o componentes periféricos a las obras centrales. En otros términos, los componentes necesarios en las grandes obras de generación eléctrica renovables han sido importados. Una profundización de este esquema, en el cual también es necesario disponer de tales divisas, tampoco parece ser viable (más cuando es posible que estas divisas resulten escasas en los próximos años y, por ende, entre “las urgencias”, no figure precisamente la transformación energética).

La última situación, planteada como un verdadero obstáculo a la transición energética, al menos en el corto y eventualmente mediano plazo, puede también ser el disparador de un círculo virtuoso con impacto positivo en distintos frentes: generación de puestos de trabajo, sustitución de importaciones, desarrollo tecnológico, etc.

Se intuye que Argentina dispone de capacidad técnica para desarrollar y producir buena parte de las tecnologías que se han importado en las distintas variantes de los RenovAr. Esto es, las tecnologías para la producción de energías renovables se transforman en un eje de desarrollo tecnológico, económico y social. Esto, en todo caso, no solo no resulta contradictorio con el desarrollo para la explotación de Vaca Muerta, sino que lo complementa.

Si bien siempre se han de plantear objetivos intermedios, el fin último de las políticas de transición energética es el bienestar social. Por lo tanto, estas políticas en ningún momento han de perder de vista la protección de los consumidores, fundamentalmente los más vulnerables. No existe concepción de desarrollo sustentable o sustentabilidad energética que pueda ignorar la equidad en el acceso a la energía como una condición básica.

La figura 53 muestra la evolución de los precios finales de la electricidad para usuarios domiciliarios de los países miembros de la UE. Allí se observa una tendencia creciente, la cual es muy difícil de asociar a un factor exclusivo determinante (por ejemplo, precios del GN). La tendencia media es siempre creciente, con pendientes y valores muy por encima de los medios de dos países: Alemania y Dinamarca; casualmente dos de los países con mayor desarrollo y penetración de las energías renovables en la generación eléctrica.

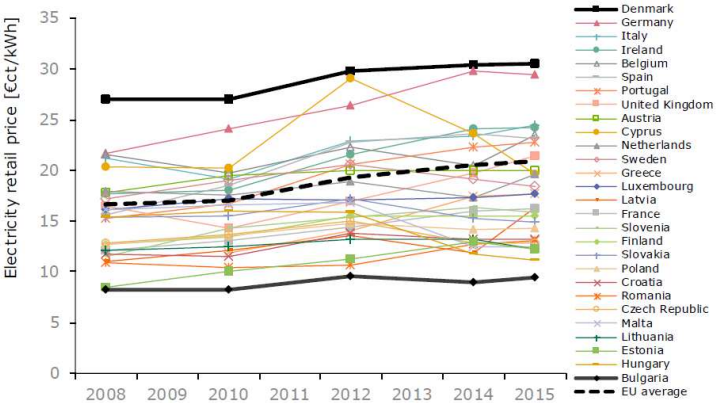


Fig. 53. Evolución de los precios finales de la electricidad para usuarios domiciliarios de los países miembros de la UE.

Esta parece ser la manera más obvia de mostrar las situaciones que pueden surgir y que no deben ser ignoradas, aun desde la concepción y planificación de las transiciones en cuestión. El período de tiempo mostrado coincide con épocas en las que no predominaron precisamente momentos de gran crecimiento o expansión económica. El concepto de "pobreza energética", surgido por los años ochenta del siglo pasado, retomó auge e instaló nuevas perspectivas en la discusión; por ejemplo, en el año 2016, casi el 10% de la población española no pudo mantener una temperatura adecuada en su vivienda, situación asociada a la grave dificultad para hacer frente al pago de los suministros energéticos. Tal situación, y muchas otras, obligaron a los Estados miembros a implementar políticas que morigeraran este tipo de efectos.

A nivel local (Argentina) y regional, no ha habido una decisión política de fuerte impulso de la generación distribuida. No se han oído argumentos sólidos que fundamenten esta visión. A pesar de que los "títulos" de la legislación al respecto en general expresan la intención de "fomentar" esta alternativa, desde el punto de vista práctico no resultan más que una "regulación" de la actividad. La transición energética no es el resultado de una imposición, sino producto de un consenso del que participan los distintos actores sociales y políticos.

Un caso a observar, que no se encuentra tan distante geográficamente, es Uruguay. Las características y el contexto de Uruguay, bajo las cuales se ha desarrollado un proceso, hasta aquí, de los más interesantes a nivel global, son:

- Disponibilidad de recursos naturales: diversos, hasta cierto punto, pero no tan abundantes.
- Un contexto económico, legal, regulatorio e institucional que, tal vez, sin ser sobresaliente, resulta estable y sólido.
- Empresas energéticas públicas fuertes, técnicamente competentes y habilitadas para actuar asociadas al sector privado.

• Es cierto que, en Uruguay, el precio de la electricidad se encuentra entre los mayores del continente, pero tal situación es histórica y no tiene relación directa con su transición energética reciente.

Recomendaciones

De los desarrollos de los cuatros capítulos anteriores, se deduce lo expresado en los párrafos que siguen.

La incorporación de fuentes de generación eléctrica, algunas con tecnologías alternativas, debería aumentar la flexibilidad del sistema, procurando reducir la dependencia del SADI, pero las proyecciones en diferentes escenarios analizados en el punto 5 nos muestran que nos encontramos distantes de dicho objetivo, es decir que en diez años debemos incorporar más energía proveniente del SADI.

La regionalización de la generación de energía otorga grandes posibilidades de ampliar la capacidad de oferta energética, aprovechando la infraestructura de distribución y transporte existente, y la potencialidad de recursos renovables (biomasa, solar, eólica e hidráulica) en el territorio provincial.

La posición geográfica de la provincia y la interconexión eléctrica regional otorgan una fortaleza técnica muy importante que brinda oportunidades para el desarrollo de las energías renovables. Este aumento de la oferta energética facilitaría el crecimiento y el desarrollo económico regional y, como consecuencia, provincial, al favorecer el aumento de la disponibilidad de energía.

El sector industrial se verá beneficiado en este proceso como proveedor de bienes y servicios, participando activamente de estos proyectos, los cuales podrían generar nuevos mercados e inversiones en el sector eléctrico, permitiendo la creación de empleo altamente calificado y desarrollos tecnológicos que necesitan del apoyo de los centros del conocimiento y de investigación. Es evidente que las condiciones ambientales actuales a nivel global y el efecto de la contaminación por la actividad humana obligan a tomar medidas inmediatas para intentar revertir los efectos nocivos producidos.

La implementación de energías renovables, acompañada de una gestión eficiente del consumo energético, son los principales caminos a transitar. La inserción de las nuevas tecnologías en la generación distribuida a partir de fuentes renovables permitirá a los usuarios gestionar eficientemente su demanda.

La generación distribuida ofrece una oportunidad de desarrollo que favorecería la diversificación energética, aportando los beneficios técnicos y ambientales que le son propios. Estas iniciativas deben estar basadas en fuertes políticas estatales que tiendan realmente a fomentar y promocionar estas actividades, facilitando la implementación y su desarrollo.

En la provincia existe un potencial importante en el desarrollo de biocombustibles, dado el perfil agroindustrial de la región. Córdoba tiene una destacada presencia en el mercado de producción de bioetanol y no participa de la producción de biodiésel. Teniendo la materia prima, el potencial productivo (agroindustrial) y el mercado potencial (flotas de transporte de carga y pasajeros), es importante evaluar las oportunidades que derivan de la producción de biodiésel en el territorio provincial.

La República Argentina sufre repetidamente de marchas, contramarchas e indefiniciones en políticas energéticas de mediano y largo plazo. Con independencia de las decisiones políticas, nuestro país posee recursos humanos y naturales para llevar a cabo una profunda reestructuración de la matriz energética nacional y, en especial, de la Provincia de Córdoba.

Podemos enunciar brevemente los principales ejes de política energética que se deberán tener presentes para la Provincia de Córdoba con el objetivo al 2030:

A) Las proyecciones de demanda de energía eléctrica para el 2030 son importantes para la infraestructura actual en nuestra provincia, lo cual hace que se deban definir con premura las prioridades de las obras y acciones continuas, con el objetivo de garantizar el suministro energético.
B) El futuro de la matriz energética provincial, en cualquier escenario futuro, muestra una creciente dependencia con el SADI, por lo que se afirma la necesidad de obras de infraestructura eléctrica en la Provincia de Córdoba.
C) Con el objetivo de sustituir o cambiar las fuentes de energía de origen fósil, aun suponiendo el ingreso de todas las generaciones de las centrales del Plan RenovAr y esperando un importante desarrollo de la GD (principalmente fotovoltaica), la diversificación, en el mejor de los escenarios, llegará a la mitad de los objetivos planteados con fuentes renovables a nivel nacional. Aún así, se reduce la dependencia de los combustibles fósiles contribuyendo a la mejora en el impacto ambiental.
D) La reducción de la generación térmica provincial no es de igual porcentaje que a nivel nacional, mientras que a nivel provincial la generación con fuentes renovables tampoco alcanza los valores previstos nacionales.
E) La provincia debe adherir y suscribir necesariamente al Plan Nacional de Uso Eficiente de la Energía, no solo para aportar su cuota a nivel nacional, sino también para la concientización de la

población, la generación de ahorros necesarios de cara al futuro, la mejora de la diversificación de la matriz, reducir o diferir inversiones en infraestructura y asumir una conciencia ambiental colectiva.

F) La provincia debe alinearse y comprometerse con el Plan Nacional de Mitigación y Cambio Climático, ya que las acciones que se implementen servirán para mejorar, fortalecer y garantizar un camino de cambio hacia el 2030.

G) La industria y el comercio provincial deben prepararse y anticiparse al desarrollo de estos nichos de mercado, para asegurarse un desarrollo económico y laboral regional.

H) Se deberá trabajar de manera coordinada y en conjunto con autoridades municipales y provinciales para poner en marcha todas y cada una de las oportunidades en materia energética con la finalidad de llegar al 2030 con una oferta acorde a la demanda, dinamización de la industria regional y políticas de Estado sustentables para el futuro.

I) Para los lineamientos y objetivos planteados para la Provincia de Córdoba, el año 2030 está muy cerca, si no se activan y motorizan todos los actores involucrados.

Todo lo mencionado será posible si se definen políticas de Estado a largo plazo, que fijen estrategias de desarrollo y metas ambiciosas pero accesibles. Dichas políticas deberán ser dinámicas, ajustables a la evolución tecnológica. Es claro remarcar que la realidad económica y las prioridades estratégicas que se definan en nuestro país serán los factores que faciliten o dificulten el cumplimiento de los objetivos planteados.

11. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Arias, L. A.; Rivas, E. y Vega, C. N. (2014), "Propuesta de diseño para un centro integral de reciclaje con inclusión de fuentes alternativas de energía", *Revista de Escuela de Administración de Negocios*, n.º 77, julio-diciembre 2014, pp. 136-151.

Basso, T. y De Blasio, R. (2004), "IEEE 1547 Series of Standards: Interconnection Issues", *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, n.º 5, pp. 1159-1162.

Bohlan, J., y Anisimov, I. (1997), "Possibility of Recycling Silicon PV Modules", 0-7803-3767-0/97/1997, IEEE.

Boshell, F. y Veloza, O. (2008), "Review of developed demand side management programs including different concepts and their results", Proc. IEEE Transmission and Distribution Conf. Expo: Latin America, PES, pp. 1-7.

Capuano, V.; Yorio, D.; Carranza, P.; Oroná, C. y Severini, H. (2009), "Proyecto de Mitigación del Impacto Ambiental generado por la Primera Reunión Latinoamericana de Plasma y Hemoderivados", Laboratorio de Hemoderivados "Presidente Arturo Illia"-Universidad Nacional de Córdoba, Argentina.

CEPAL (2003), "Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe", *Cuadernos de la CEPAL*, n.º 89, Santiago de Chile.

Clementi, L. y Carrizo, S. (2016), "Diversificar la generación en la emergencia eléctrica Argentina del siglo XXI: viejos protagonistas, nuevas metas y dinámicas territoriales", *Energética*, n.º 47, junio de 2016, Universidad Nacional de Colombia, pp 31-43.

Comisión de Expertos de Transición Energética (2018), "Análisis y propuestas para la descarbonización", España.

Di Francia, G. (2013), "The impact of recycling policies on the photovoltaic Levelized Cost of the Electricity", International Conference on Renewable Energy Research and Applications, Madrid, España, 20-23 de octubre 2013, IEEE.

Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético, Subsecretaría de Planeamiento Energético (2019), "Escenarios Energéticos 2030".

EEA (2017), "Shaping the future of energy in Europe: Clean, smart and renewable", *EEA Report*, n.º 11, Publication Office of the European Union.

European Commission, Directorate General for Energy (2016), "Prices and Costs of EU Energy", European Commission, Directorate-General for Energy.

FAES (2018), "Claves de éxito de la transición energética", Fundación FAES.

Felcman, I. (2017), *Nuevos modelos de gestión pública: tecnologías de gestión, cultura y liderazgo después del big-bang paradigmático*, Errepar, Buenos Aires, Argentina.

Gabaldón, A.; Molina, A; Roldán, C.; Fuentes, J; Gómez, E.; Ramírez Rosado, I.; Lara, P; Domínguez, J.; García-Garrido, E. y Tarancón, E. (2003), "Assessment and simulation of demand-side management potential in urban power distribution networks", IEEE Proc. Tech. Conf. Power Tech Conf., vol. 4, p. 5, Bolonia.

Gómez, V.; Lange, A. y Clyncke, J. (2012), “Collective Implementation of the Take-Back and Recycling Obligation for End-of-Life PV Panels: Experience of the European System”, PV CYCLE, Bélgica.

Granzer, W.; Praus, F. y Kastner, W. (2010), “Security in building automation systems”, *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 57, n.º 11, nov. 2010, pp. 3622–3630.

Han, J. y Piette, M. (2008), “Solutions for summer electric power shortages: Demand response and its applications in air conditioning and refrigerating systems”, *Refrigeration, Air Conditioning, and Electric Power Machinery*, vol. 29, n.º 1, enero 2008, pp. 1-4.

Handa, T.; Oda, A.; Tachikawa, T.; Ichimura, J.; Watanabe, Y. y Nishi, H. (2008), “Knives: A distributed demand side management system—Integration with zigbee wireless sensor network and application”, Proc. 6th IEEE Conf. Ind. Informat, INDIN 2008, pp. 324-329.

Keiichi, K.; Oyama, S.; Takafumi, S. y Hiroyuki, U. (2018), “Recycling of PV Modules and Its Environmental Impacts”, IEEE.

Konrad, A. S. (2017), “Un análisis comparativo de la transición energética en América Latina y Europa”, FGV Energía.

Masafumi, I. y Taisuke, D. (2018), “PV Module Recycling Solution and Module Defects in the Field”, IEEE.

Olivares, A. (2017), “La seguridad energética en la Unión Europea: ¿un modelo a imitar?”, *Estudios Internacionales*, n.º 187, Instituto de Estudios Internacionales, Universidad de Chile, pp. 43-84.

Pedraza, D.; Martínez, S. y González, R. A. (2018), *Manual de alumbrado público*, Fundación Relevando Peligros.

Planificación y Control Estratégico (2018), “Definición FODA, MEFE y MEFI”. Disponible en http://daylin-plani.blogspot.com/.

Qureshi, W.; Nair, N.-K. y Farid, M. (2008), “Demand side management through efficient thermal energy storage using phase change material”, Proc. Power Eng. Conf., AUPEC 2008, Australasian Universities, pp. 1-6.

Samper, M. y Vargas, A. (2009), “Valor agregado de la generación distribuida en el planeamiento de expansión de redes de distribución”, CIGRÉ, mayo 2009.

Serna Machado, C. A. (2010), “Gestión energética empresarial una metodología para la reducción de consumo de energía”, *Revista Producción + Limpia*, vol. 5, n.º 2, julio-diciembre de 2010.

Stadler, M.; Palensky, P.; Lorenz, B.; Weihs, M. y Roesener, C. (2005), “Integral resource optimization networks and their techno-economic constraints”, *Int. J. Distribution Energy Syst.*, vol. 1, n.º 4, octubre de 2005, pp. 299–320.

Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética (2019), “Principales programas y líneas de trabajo”, octubre 2019, v. 1.

Thong, V. V.; Driesen, J. y Belmans, R. (2005), “Power quality and voltage stability of distribution system with distributed energy resources”, *International Journal of Distributed Energy Resources*, vol. 1(3), pp. 227-240.

Treytl, A.; Palensky, P. y Sauter, T. (2005), “Security considerations for energy automation networks”, 6th IFAC Int. Conf. Fieldbus Systems and their Applications (FeT 2005), Puebla, México.

Westermann, D. y John, A. (2007), “Demand matching wind power generation with wide-area measurement and demand-side management”, *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 22, n.º 1, pp. 145–149.

Wolfram, P.; Petra, S. y Ulrich, L. (2014), “Integrated Approach for economic PV Waste Recucling”, IEEE.

Yin, R.; Xu, P.; Piette, M. y Kiliccote, S. (2010), “Study on auto-DR and pre-cooling of commercial buildings with thermal mass in California”, *Energy and Buildings*, vol. 42, n.º 7, enero 2010, pp. 967–975.

Universidad Nacional de Córdoba
Dr. Ing. Miguel Piumetto
Mg. Ing. Eloy Villafañe
Mg. Ing. Fernando Ybañez
Ing. Marcos Gauna
Tco. Oscar Marchi
Ing. Daniel E. Lago
Mg. Ing. Luis E. Vélez

Universidad Tecnológica Nacional – FRC
Dr. Ing. Jorge Vaschetti
Mag. Ing. Marcelo Bertossi
Ing. Esp. Jorge Arcurio
Dr. Ing. Marcelo Tavella
Ing. Ariel Miropolsky
Ing. Esp. Gustavo González
Ing. Demian Tavella

Universidad Nacional de Rio Cuarto
Ph.D Ing. Juan Carlos Gómez Targarona
Dr. Ing. Claudio Ariel Reineri
Msc. Ing. Daniel Humberto Tourn
Msc. Ing. Héctor Fabián Romero
Ing. Sebastián Martín Nesci
Ing. Leonardo Daniel Sanchez

ISBN 978-987-48375-0-9

UNC Universidad Nacional de Córdoba

UNRC Universidad Nacional de Río Cuarto

UTN Córdoba