



**EFICIENCIA
ENERGÉTICA**
EN ARGENTINA



Proyecto financiado
por la Unión Europea

DIAGNÓSTICO DEL SECTOR ELECTRICO

AGOSTO 2020

Proyecto
implementado por:



La presente publicación ha sido elaborada con el apoyo financiero de la Unión Europea. Su contenido es responsabilidad exclusiva del consorcio de implementación liderado pro GFA Consulting Group y no necesariamente refleja los puntos de vista de la Unión Europea



“Eficiencia Energética en Argentina”, apostando por conformar un sector energético más sostenible y eficiente en Argentina

DOCUMENTO DE TRABAJO (Versión Preliminar)

Este documento ha sido elaborado por el experto Sectorial Ing. Fabián Barone, con la colaboración de la Ing. Hilda Dubrovsky. en el marco del Proyecto “Eficiencia Energética en Argentina” financiado por la Unión Europea.

© Consorcio liderado por GFA Consulting Group, 2019. Reservados todos los derechos. La Unión Europea cuenta con licencia en determinadas condiciones



ACRONISMOS	6
Presentación del Proyecto de Eficiencia Energética en Argentina	8
Introducción	11
1. La cadena del sector, evolución reciente	12
1.1. Aspectos generales de la oferta y demanda eléctrica	12
1.2. Funcionamiento general del sistema eléctrico nacional	13
1.3. Cadena de Valor de la energía eléctrica	17
1.4. Cadena de Valor de la energía eléctrica en Argentina	18
1.4.1. Recursos energéticos	18
1.4.2. Generación	19
1.4.3. Transmisión	24
1.4.4. Distribución y Demanda	25
2. Evolución reciente de las principales variables que definen al sector eléctrico nacional	26
2.1. Evolución de la potencia instalada	26
2.2. Producción de energía eléctrica en Argentina	28
2.3. Factor de utilización	30
2.4. Evolución del Consumo de Combustibles	31
2.5. Evolución de la transmisión	33
2.6. Evolución de la distribución eléctrica	34
2.7. Balance Energético del Mercado Mayorista	36
3. Eficiencia energética en el sector eléctrico	37
3.1. Eficiencia en la generación	37
3.1.1. Consumos Específicos térmicos y totales	37
3.1.2. Consumos propios	45
3.1.3. Medidas de Eficiencia en Generación	47
3.2. Eficiencia en Transmisión	52
3.2.1. Inversiones, pérdidas y medidas de eficiencia	52
3.2.2. Limitaciones en la evacuación de energía eléctrica	54
3.3. Eficiencia en la Distribución	57
3.3.1. Medidas de Eficiencia en la distribución	61
3.4. Resumen desde el combustible hasta la demanda	61
3.5. Eficiencia energética eléctrica en la demanda	63
3.4. Resumen de medidas de eficiencia energética en el sector eléctrico, y sus principales barreras	64
4. Prospectiva Sectorial	67
4.1. Proyección de la Demanda	67
4.2. Ingreso de equipamiento	68
4.3. Proyectos en transmisión	70
4.4. Emisiones	73
Anexo 1. Recursos energéticos en Argentina	74
Anexo 2. Equipamiento de Generación	79
Anexo 3. Máquina térmica	91
Anexo 4. Aspectos ambientales del sector eléctrico	93
Anexo 5. Innovación hacia el futuro -mejoras en los rendimientos del transporte	98



INDICE DE TABLAS

	PÁG.
Tabla 1. Estructura de la oferta eléctrica total 2016 (GWh)	13
Tabla 2. Estructura de la demanda a usuario final (GWh).....	13
Tabla 3. Tecnologías de la Potencia instalada en la Argentina	19
Tabla 4. Cogeneración Potencia y Energía generada en Argentina.....	23
Tabla 5. Demanda por categoría de consumidor (MWh)	26
Tabla 6. Evolución de la Potencia instalada en Argentina (MW)	27
Tabla 7. Evolución de la Energía Generada por tipo de recurso (TWh)	29
Tabla 8. Evolución de la Energía Renovable por tipo de recurso (GWh y %).....	30
Tabla 9. Evolución del Factor de Utilización	31
Tabla 10. Consumos de combustibles en generación eléctrica (unidades físicas)	32
Tabla 11. Consumos de combustibles en generación eléctrica por tecnología y combustible (unidades físicas)	32
Tabla 12. Evolución de los km de líneas de Alta Tensión y Distribución troncal.....	34
Tabla 13. Facturación de energía eléctrica por tipo de usuario final. Total país (GWh).....	34
Tabla 14. Evolución del Balance Energético del Mercado Mayorista (GWh).....	36
Tabla 15. Poderes Caloríficos de los Combustibles.....	37
Tabla 16. Principales parámetros de centrales térmicas.....	38
Tabla 17. Consumos específicos. Valores medios.....	39
Tabla 18. Principales parámetros de algunas centrales térmicas relevantes	39
Tabla 19. Consumos específicos máximos, medios, y mínimos brutos por tecnología y combustible.....	40
Tabla 20. Consumos específicos medios por tecnología y combustible.....	40
Tabla 21. Evolución de consumos de combustibles, generación, y rendimientos	41
Tabla 22. Consumos propios	45
Tabla 23. Consumos Internos por región (%)......	45
Tabla 24. Consumos propios, o pérdidas globales por tipo de unidad (Twh)	46
Tabla 25. Porcentajes reales de gastos según producción térmica o global (%)......	46
Tabla 26. Desempeño Operativo de las redes de transporte	53
Tabla 27. Niveles de pérdidas en potencia y energía en transmisión	54
Tabla 28. Pérdidas en Distribución.....	59
Tabla 29. Evolución del número y categoría de reclamo de los usuarios	60
Tabla 31. Escenarios de demanda al 2030. (en TWh).....	68
Tabla 32. Escenarios de demanda al 2030 factibilidad de crecimiento acumulado (%).....	68
Tabla 33. Esquema de Incorporación de nuevas centrales hidro y nuclear.....	69
Tabla 34. Nuevas centrales.....	70
Tabla 35. Resumen Potencia Instalada Total al 2030 por escenario	70
Tabla 36. Sistema de Transmisión al 2030.....	71
Tabla 37. Resumen de todos los ingresos de transmisión.....	71
Tabla 37. Emisiones específicas medias (tCO ₂ /GWH)	73



Tabla 38. Recursos Naturales con fines energéticos.....	74
Tabla 39. Principales Unidades TV independientes	80
Tabla 40. Principales Unidades TV de CC.....	80
Tabla 41. Principales Unidades TG independientes y de CC.....	82
Tabla 42. Principales Unidades de CC	83
Tabla 43. Centrales Nucleares argentinas	84
Tabla 44. Principales Unidades de motogeneradores (MW)	85
Tabla 45. Principales centrales hidroeléctricas (MW).....	87
Tabla 46. Principales centrales fotovoltaicas (MW).....	89
Tabla 48. Factores de emisión	93
Tabla 49. Listado de medidas de mitigación a nivel nacional (Contribución Nacional) a febrero de 2019.....	95
Tabla 50. Listado de medidas de adaptación a nivel nacional (Contribución Nacional) a febrero de 2019.....	96
Tabla 51. Síntesis de riesgos identificados en el relevamiento preliminar del Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático.....	97
Tabla 52. Principales características de los sistemas de las baterías	99

INDICE DE GRÁFICOS

	PÁG.
Gráfico 1. Mercado Eléctrico Mayorista.....	14
Gráfico 2. Cadena de producción de energía eléctrica.....	17
Gráfico 3. Cadena de valor de la energía eléctrica.....	18
Gráfico 4. Evolución histórica de la incorporación de TVs.....	22
Gráfico 5. Evolución de la Potencia instalada vs la demanda máxima y la demanda media (MW).....	26
Gráfico 6. Evolución de la demanda máxima de potencia total (MW).....	28
Gráfico 7. Evolución de la Energía Generada por tipo de recurso (TWh).....	29
Gráfico 8. Consumo de combustibles en unidades físicas.....	31
Gráfico 9. Evolución de los Consumos de Combustibles para generar electricidad en TWh.....	33
Gráfico 10. Distribución regional de la demanda.....	35
Gráfico 11. Número de clientes por empresa.....	36
Gráfico 12. Rendimientos Energías consumidas vs producidas	41
Gráfico 13. Consumos específicos de CC con Gas y con GO (kcal/kwh)	42
Gráfico 14. Consumos específicos de Tvs con Gas, con FO y con CM (kcal/kwh)	42
Gráfico 15. Consumos específicos de TGs con Gas, y con GO (kcal/kwh).....	43
Gráfico 16. Consumo específico térmico medio equivalente (kcal/kwh)	44
Gráfico 17. Consumo específico térmico y total medio equivalente (kcal/kwh)	44
Gráfico 18. Consumo propio de las unidades térmicas (TWh).....	46
Gráfico 19. Porcentajes de gastos (%).....	47
Gráfico 20. La Reserva de potencia.....	48
Gráfico 21. El margen de reserva en Argentina	50



Gráfico 22. Disponibilidad térmica total.....	50
Gráfico 23. Disponibilidad Hidráulica total.....	51
Gráfico 24. Componentes del precio de la energía.....	52
Gráfico 25. Salidas programadas y forzadas sancionadas en 2017.....	57
Gráfico 26. Energía vendida por empresa distribuidora (GWh) y porcentaje de pérdidas (%).....	58
Gráfico 27. Evolución de reclamos por nivel de tensión.....	60
Gráfico 28. Capacidad de transporte modelo Message 2019-2030.....	72
Gráfico 29. Escenarios de Emisiones MMtCO ₂ e.....	73
Gráfico 30. Evolución histórica de la incorporación de TVs.....	81
Gráfico 31. Emisiones por Unidad de Energía Eléctrica (tCO ₂ e / MWh).....	94

INDICE DE MAPAS

Mapa 1. Potencia instalada en la Argentina.....	20
Mapa 2. Potencia instalada en la Argentina.....	21
Mapa 3. Líneas de Transmisión en Argentina.....	25
Mapa 4. Líneas de Transmisión en Argentina. Choele Choel – Puerto Madryn.....	56
Mapa 5. Líneas de Transmisión en Argentina (Comahue-BsAs).....	56
Mapa 6. Líneas de Transmisión en Argentina. Sistema Yacyretá.....	56
Mapa 7. Sistema de Transmisión al 2030.....	72



ACRONISMOS

ADEERA Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina
AGEERA Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina
AGUEERA Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina
AMBA Área Metropolitana de Buenos Aires
ATEERA Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina
BEN Balance Energético Nacional
BTU British Thermal Unit
BTU/kWh British Thermal Unit por kilowatt hora
CABA Ciudad Autónoma de Buenos Aires
CADER Cámara Argentina de Energías Renovables, Comité de Biomasa
CAMMESA Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico
CC Ciclos combinados
CCs Unidades de Ciclo combinado
CE Consumos específicos
CH₄ Metano
CM Carbón mineral
CMIEE Cargo Medio Incremental de la Demanda Excedente
CMNUCC Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático
CN Comunicación Nacional
CNEA Comisión Nacional de Energía Atómica
CO Monóxido de Carbono
CO₂ Dióxido de Carbono
CO₂e Dióxido de Carbono Equivalente
COP Conferencia de las Partes
DISTRO Distribución troncal.
DNCC Dirección Nacional de Cambio Climático
DO Diesel Oil
DUE Delegación de la Unión Europea
EAT Extra Alta Tensión
EBY Entidad Binacional Yacypetá
EDENOR Empresa Distribuidora Norte Sociedad Anónima
EDESUR Empresa Distribuidora Sur Sociedad Anónima
Eent Energía entrada al sistema
ENARGAS Ente Nacional Regulador del Gas
ENGHo-INDEC Encuesta Nacional de Gastos de los Hogares
ENRE Ente Nacional Regulador de la Electricidad
Esal Energía salida del sistema
EsIA Estudios de impacto ambiental
FACS Flexible AC transmission system
FO Fuel oil
Fu Factor de utilización
GBA Gran Buenos Aires
GBA-LIT Gran Buenos Aires-Litoral
GCF Green Climate Fund
GEF Global Environment Facility
GEI Gases de Efecto Invernadero
GENREN Programa de Generación de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables
GN Gas natural
GO Gas Oil
GUMEM Grandes Usuarios del MEM
GWh GigaWatt hora
HE Hidráulicas de embalse
HP Hidráulicas de pasada
HR Heat Rate
IEA International Energy Agency



INDC Intended Nationally Determined Contributions
INDEC Instituto Nacional de Estadísticas y Censos
INGEI Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero
kCal Kilocalorías
kCal/kWh Kilocalorías por kilowatt hora
kWh kilowatt hora
LNG Liquefied Natural Gas
MAT ER Mercado a Término de Energías Renovables
MCI Motores de Combustión Interna
MDL Mecanismos para un Desarrollo Limpio
MEM Mercado Eléctrico Mayorista
MW Mega Watt
NASA Nucleoeléctrica Argentina S.A.
NEA Noreste Argentino
NOA Noroeste Argentino
NOx Óxidos de Nitrógeno
NUC Nucleares
OLADE Organización Latinoamericana de Energía
PAH Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos
PERMER Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales
PlanEEAr Plan Nacional de Eficiencia Energética
PNA Plan Nacional de Adaptación
PNGRR Programa Nacional de Gestión de Residuos Radiactivos
PPA Power Purchase Agreement
PRONUREE Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía
RENPER Registro de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Renovable
RPF Regulación Primaria de Frecuencia
RPF reservas primarias de frecuencia (pag. 91)
RSF reservas secundarias e instantáneas de frecuencia (pAG. 91)
RTI Revisión tarifaria integral
SAyDS Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable
SCAMEM Sobrecostos Contratos Abastecimiento MEM
SCCOM Sobrecostos por uso de combustible
SCOM Sistema de medición de consumo de combustible
SCTD Sobrecosto Transitorio de despacho
SGAyDS Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable
SIN Sistema Interconectado Nacional
SMEC Sistema de mediciones de energía comerciales
SSERyEE Subsecretaria de Energías Renovables y Eficiencia Energética de la Secretaria de Energía de la Nación
TG Turbogas
TGs Unidades de turbogas
TV Turbovapor
TVs Turbovapor Unidades de Turbovapor
TWh Terawattio hora



Presentación del Proyecto de Eficiencia Energética en Argentina

Este Diagnóstico del Sector Eléctrico Nacional¹ se enmarca en el proyecto de Cooperación entre la Unión Europea y Argentina, *“EFICIENCIA ENERGÉTICA EN ARGENTINA”*, financiado por la *Unión Europea*.

El proyecto como tal tiene como **OBJETIVO GENERAL**, **contribuir a la estructuración de una economía nacional más eficiente en el uso de sus recursos energéticos disminuyendo la intensidad energética de los diferentes sectores de consumo**. Los **OBJETIVOS PARTICULARES** son:

- I. Contribuir al cumplimiento de los compromisos de reducción de gases de efecto invernadero asumidos en la Contribución Nacional de la República Argentina a través del Acuerdo de París de 2015.
- II. Desarrollar un Plan Nacional de Eficiencia Energética (PlanEEAr), junto con el marco regulatorio requerido para su implementación que se oriente, especialmente, a los sectores industria, transporte y residencial.
- III. Determinar estándares de eficiencia y etiquetados de performance energética, implementar sistemas de gestión de la energía en industrias, optimizar el consumo energético en el sector público, y participar en actividades internacionales relacionadas, beneficiándose de buenas prácticas y mejoras tecnológicas de eficiencia en el uso de la energía.

El proyecto está implementado por un consorcio liderado por *GFA Consulting Group* (Alemania) junto con *Fundación Bariloche* (Argentina), *Fundación CEDDET* (España) y *EQO-NIXUS* (España) bajo la coordinación de la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética de la Secretaría de Energía de la Nación (SSERyEE), y de la Delegación de la Unión Europea (DUE) en Argentina.

El proyecto se encuentra estructurado en dos Componentes y ocho actividades que se mencionan a continuación y que interactúan entre sí y alimentan al desarrollo del plan nacional de eficiencia. Cada Actividad cuenta además con un conjunto de tareas.

COMPONENTE I: DESARROLLO DE UN MARCO PARA LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

- Actividad I.1: Asistencia técnica para el desarrollo del Plan Nacional de Eficiencia Energética
- Actividad I.2: Balance Nacional de Energía Útil para los sectores: Residencial (Encuesta Nacional de Gastos de los Hogares ENGHo-INDEC), **Industria** y Transporte.
- Actividad I.3: Asistencia Técnica para reformas políticas.
- Actividad I.4: Eventos anuales Argentina-Unión Europea para la Eficiencia Energética

COMPONENTE II: TECNOLOGÍAS Y KNOW-HOW PARA SECTORES CLAVE

- Actividad II.5: Diagnósticos en Eficiencia Energética para sectores clave de la industria en el marco de Redes de Aprendizaje, y otros sectores.
- Actividad II.6: Modelos de financiamiento para proyectos de Eficiencia Energética
- Actividad II.7: Soporte a planes municipales de Eficiencia Energética
 - Actividad II.7a: Certificación en edificios residenciales
 - Actividad II.7b: Auditorías en edificios públicos
 - Actividad II.7c: Eficiencia Energética en manejo de flotas
- Actividad II.8: Unión Europea – Argentina Matchmaking event

La elaboración de este diagnóstico, se enmarca dentro de la Actividad I.1. en la que se desarrollará una propuesta de diseño de política energética. Ese diseño puede resumirse en torno a un conjunto de preguntas clave que guiarán el trabajo y que se resumen así:

¹ Este documento ha sido elaborado por el Experto Sectorial Ing. Fabián Barone, con la colaboración de la Ing. Hilda Dubrovsky.



- ✓ ¿de qué se parte?, es decir la situación actual del país o región;
- ✓ ¿a qué se aspira?, la situación deseada, visión u objetivo final que se pretende alcanzar; y
- ✓ ¿cómo actuar?, el conjunto de estrategias sectoriales (conformadas por diferentes acciones) que forman parte de la planificación de las políticas públicas.

Estas preguntas pueden ser complementadas por aquellas que guían a la selección de sectores o subsectores prioritarios en los cuales actuar (¿dónde?), la selección de las líneas estratégicas u acciones que pueden motivar el alcance de los objetivos (¿cómo?), la identificación de los motivos por los cuales estas acciones no se implementan por parte de los actores, es decir las barreras o problemas que se enfrentan (¿por qué?), la identificación de los instrumentos a utilizar (¿con qué?), qué acciones implementar (¿por medio de qué?), y de qué forma evaluar (¿cómo medir?).

El proceso de elaboración del Plan Nacional de Eficiencia Energética (PlanEEAr) de la Actividad I.1, se inicia estudiando la situación de partida mediante la elaboración de un **diagnóstico de la situación actual** de 19 sectores de la economía², y del sector residencial nacional. Se propone dar una caracterización preliminar de la situación económica y energética, basada en información existente sobre trabajos desarrollados por la Secretaría de Gobierno de Energía y la opinión de actores clave, para ser utilizados en la elaboración de escenarios socioeconómicos y energéticos a fin de elaborar el PlanEEAr.

Es importante destacar que, si bien se ha definido un contenido de máxima de información a recopilar durante estos diagnósticos, el alcance del mismo depende de la información disponible y de la relevancia del sector en términos de consumo energético, emisiones o variables económicas. Así, no todos los diagnósticos sectoriales tienen el mismo grado de detalle, desarrollo o profundidad de diagnósticos.

Se espera que los diagnósticos permitan estimar un potencial de eficiencia energética, así como medidas de eficiencia a implementar para alcanzar estos potenciales.

Se espera que, en el avance del proceso, se elaboren Escenarios Socioeconómicos y Energéticos (la situación deseada, visión u objetivo final que se pretende alcanzar) que serán modelados, con los que se simularán y cuantificarán los impactos de la implementación de las medidas de eficiencia finalmente adoptadas por los sectores.

El esquema lógico adoptado en el que se insertan los diagnósticos es el que se representa en la figura siguiente.

² Esos 19 sectores son: Sector Primario, Minería, Producción de Petróleo y Gas, Sector Alimenticios, Textil, Sector Papelero, Madera y Carpintería, Sector Refinación petrolera y producción de combustible nuclear, Sector Químico y Petroquímico, Sectores metales y no metales, Sector metalmecánico, Sector Automotriz, Reciclado, Oferta de Electricidad, Gas Natural y Agua, Construcción, Comercio, Hoteles y restaurantes, Transporte, y Administración pública, enseñanza, social y salud.



Esquema lógico de trabajo, incluyendo diagnósticos/prediagnósticos

DIAGNOSTICOS SECTORIALES



A continuación, se presenta el documento sectorial elaborado.



Introducción

El presente documento, aborda la situación particular del sector Eléctrico, como responsable de brindar el servicio a toda la población argentina, incluyendo los consumos de todos los sectores de la economía, de acuerdo, a los marcos particulares establecidos en cada jurisdicción.

Es importante tener en cuenta por un lado las particularidades del sector eléctrico en general:

- ✓ Necesidad de garantizar el abastecimiento en el momento en que se produce la demanda, con un cierto grado de seguridad (calidad de servicio).
- ✓ Consideración de la aleatoriedad de ciertas variables (aportes hidroeléctricos, demanda, disponibilidad de los equipos, etc.).
- ✓ Debido a la falta por ahora de disponibilidad masiva de tecnologías de almacenamiento, es necesario que la oferta se ajuste en forma instantánea a las variaciones de la demanda.
- ✓ Existencia de redes fijas de transporte y distribución.
- ✓ La necesidad de disponer Combustible para las unidades térmicas.
- ✓ Los impactos ambientales de los diferentes eslabones de la cadena productiva, y los impactos del Cambio Climático en la propia cadena.
- ✓ Los costos de producción y desarrollo.
- ✓ Exige largos períodos de maduración e importantes inversiones.
- ✓ La posibilidad de aplicar medidas de eficiencia energética en cualquier eslabón de la cadena productiva.

Por otro lado, es importante saber que la eficiencia productiva del sector eléctrico es el resultado de adecuadas políticas de expansión y operación de los sistemas eléctricos que lo componen³. Por ello se presentan a lo largo del análisis las principales acciones implementadas, así como las características más relevantes de la cadena eléctrica argentina, su evolución reciente y su estado de situación.

A fin de ir conociendo la cuestión energética del propio sector, así como el nivel de eficiencia que acompaña los diferentes eslabones que componen la cadena productiva, se presenta información relevante para entender su funcionamiento. Por ese motivo, en los primeros capítulos se resume la información que **describe el sistema nacional respecto de los recursos disponibles, para luego caracterizar el sistema de abastecimiento (generación, transmisión, y distribución). Se incluyen a lo largo del análisis algunos puntos relevantes desde el punto de vista organizacional, funcional y legal.**

Se han analizado diferentes factores que determinan los niveles de eficiencia del sector. Entre esos factores, se destacan la **estructura de generación, la antigüedad del parque, factor de utilización, el consumo de energía necesario para generar electricidad (eficiencia), el consumo eléctrico propio para el funcionamiento de la central, la disponibilidad térmica, los niveles de reserva, la calidad del servicio de distribución, nivel de mallado del sistema de transmisión, y los niveles de pérdidas en el eslabón de distribución.**

Si bien el año base de este estudio es el 2017, se ha tenido en cuenta también la evolución reciente de las principales variables del sector eléctrico nacional. **Es importante destacar que se han observado dificultades para conciliar números característicos del sector. Debido a ello, este estudio se basa en**

³ OLADE, 1990. Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas, Bogotá, Colombia, agosto de 1990.



diferentes fuentes⁴, y en algunos casos, toma de ellas información publicada⁵. Junto con otras actividades, contribuirá a la elaboración de Escenarios Energéticos al 2030/2040.

1. La cadena del sector, evolución reciente.

1.1. Aspectos generales de la oferta y demanda eléctrica ⁶

Es importante destacar que para conocer el sistema eléctrico la principal fuente de información actualizada es CAMMESA⁷ (y las Asociaciones que la conforman), que administra el mercado eléctrico mayorista (MEM), vinculado por medio del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El SIN, está compuesto, por centrales eléctricas, líneas de transmisión, líneas de distribución y usuarios finales. Adicionalmente existe una porción pequeña de potencia aislada (Tierra del Fuego e Islas del Atlántico Sur), que es en un 98% térmica⁸ (57% diesel, y 41% TG), y que en 2017 representó menos del 1% (324 MW) del total de la potencia instalada nacional (33804 MW en 2016+2200 MW en 2017⁹).

La evolución de los aislados indica que ese porcentaje, ha ido decreciendo con el tiempo, ya que ha ido avanzando la integración del sistema nacional, y el grado de electrificación con redes. Dado que han dejado de llevarse estadísticas de los sistemas aislados, los análisis siguientes solamente incluirán la información proveniente del MEM, en lo que hace a las centrales eléctricas de Servicio Público y de Autoproducción.

Conforman también la oferta de electricidad los equipamientos de los autoprodutores que generan puertas adentro de los diferentes establecimientos¹⁰. Se incluyen también aquellos que son agentes del MEM como autogeneradores¹¹. Los autoprodutores informan estos datos a la SE, también el Consumo por tipo de combustible, y la SE agrupa esta información por tipo de actividad, según clasificación CIU.

La potencia instalada (MW) y la energía generada en autoproducción, son 100% térmicas, y representan alrededor del 11% de la oferta de SP.

En la tabla siguiente se resume la oferta eléctrica total del 2016 que asciende a más de 140000 GWh. Por un lado, se encuentra la Generación de Energía Eléctrica asociada a redes de Transporte y Distribución (antes denominada de "Servicio público").

El SIN, se encuentra vinculado a los sistemas eléctricos de Uruguay, Brasil, y Chile. El comercio internacional, es elevado debido a las importaciones de Paraguay a través de Yacretá, y en menor

⁴ Las principales fuentes de información han sido: CAMMESA, la Secretaría de Energía, ENRE, AGEERA, AGUEERA; ADEERA, ATEERA, Webs empresariales, bibliografía nacional e internacional citada, etc. Vale mencionarse que el último Anuario Estadístico de la Electricidad de la Secretaría de la Energía tiene fecha 2016.

⁵ Complementan la información mencionada, 5 Anexos que se encuentran al final del documento.

⁶ Basado en algunos aspectos relevantes en el Anuario Estadístico de la Electricidad de la Secretaría de la Energía de 2016.

⁷ Entidad encargada de la gestión del MEM y el envío de la electricidad al Sistema Argentino de Interconexión («SADI»).

⁸ Y un 2% conformado por centrales eólicas, solares e hidráulicas.

⁹ Según CAMMESA esos 2200 MW están compuestos por: nueva potencia de aprox. 1800 MW de distintas unidades bajo la Resolución SSEE N° 21, nueva generación TG en Generación Riojana y Generación Mediterránea, en el orden de 150 MW, bajo la órbita de la Resolución SSEE N° 220, y nueva generación renovable, aprox. 50MW, incluyendo generación privada y los primeros proyectos de RENOVAR.

¹⁰ En realidad, la energía que consumen los Autoproducción debería sumarse a los consumos de usuarios finales de las distribuidoras en los usos correspondientes, ya que se trata de consumos reales que no han sido provistos por la generación y distribución del "Servicio Público". Esto es considerado en la elaboración del BEN.

¹¹ Estos últimos pueden comprar y vender energía en el MEM. También, en algunos casos, reciben y entregan energía en los mercados locales de las distribuidoras, además de producir para sí mismos.



medida de Uruguay, Brasil y Chile. Las exportaciones han sido de menor nivel a Brasil. En los valores de importación y exportación se ha considerado y neteado como energía pasante, la que atraviesa las redes de Brasil a ROU.

La columna "Autogenerador" corresponde a la energía eléctrica que los Agentes Autogeneradores entregan al MEM. No incluye la generación que los Autoprodutores generan para su consumo puertas adentro del establecimiento.

Tabla 1. Estructura de la oferta eléctrica total 2016 (GWh)

	Térmica	Hidro	Nuclear	Solar+Eo	Total	Autogenerador	Importación	Exportación	Bombeo	TOTAL OFERTA
Oferta	91.682,7	30.132,4	8.284,7	568,5	130.668,3	1.206,3	8.656,9	631,1	538,1	140.438,6

Fuente: SE, Anuario 2016.

Con respecto a la demanda final de electricidad, se presenta para el año 2016, la estructura a nivel de usuario final, por ente distribuidor y a nivel de Gran Usuario del MEM. La información, según indica el anuario estadístico de la SE, se obtiene de los Formularios de Servicio Público que deben cumplimentar todas las Distribuidoras del país, Privadas, Provinciales, Cooperativas y otros entes que prestan (o prestaron) servicios a usuarios finales en el transcurso del año. La información se complementa con los datos de consumo de Grandes Usuarios provenientes de las Transacciones Económicas Mensuales de CAMMESA, cuyos valores se encuentran agrupados bajo la denominación GUMEM (Grandes Usuarios del MEM).

Las Cooperativas de Servicios Públicos que brindan la distribución de energía eléctrica y que compran su demanda en el MEM, tienen rango de Distribuidoras.

Obsérvese que predominan los consumos Residenciales, e Industriales que totalizan el 70% del total.

Tabla 2. Estructura de la demanda a usuario final (GWh)

Ente	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S. Sanitarios	A. Público	Tracción	Riego	Oficial	E. Rural	Otros
Distribuidoras	77180,8	38212,5	15965,3	12251,2	466,1	3456,8	342,0	754,7	4034,6	486,0	1211,5
Cooperativas	13605,0	5178,9	2418,1	3567,8	270,9	754,5	0,0	164,8	368,8	770,7	110,5
GUMEM	24172,0	0,0	2593,2	21029,8	549,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	114957,7	43391,4	20976,6	36848,8	1286,0	4211,4	342,0	919,5	4403,3	1256,7	1322,0

Fuente: SE, Anuario 2016.

1.2. Funcionamiento general del sistema eléctrico nacional

A continuación, se presentan los aspectos más relevantes del funcionamiento (institucional y regulatorio) del sector eléctrico argentino.

El mismo, se rige en especial por la ley 24065 que fija los diferentes tipos de organismos y actores que lo componen, las obligaciones y derechos de cada uno, sus retribuciones. También define la figura del ente regulador. Así el sistema eléctrico ha sido desregulado desde la década del 90, y ha migrado de un diseño de integración vertical a tres subsectores horizontales independientes: generación, transporte y distribución, donde el despacho se ejecuta por orden de mérito. Según indica el ENRE¹²,

¹² El ENRE regula las actividades de las empresas EDENOR S.A. y EDESUR S.A. antes también EDELAP S.A. la de la transportista en alta tensión TRANSENER S.A. y las empresas de transporte por distribución troncal. El ENRE, forma parte de la Asociación de Entes Reguladores Eléctricos de Argentina (ADERE), entidad que reúne a los entes reguladores de veintidós de las veinticuatro provincias argentinas.

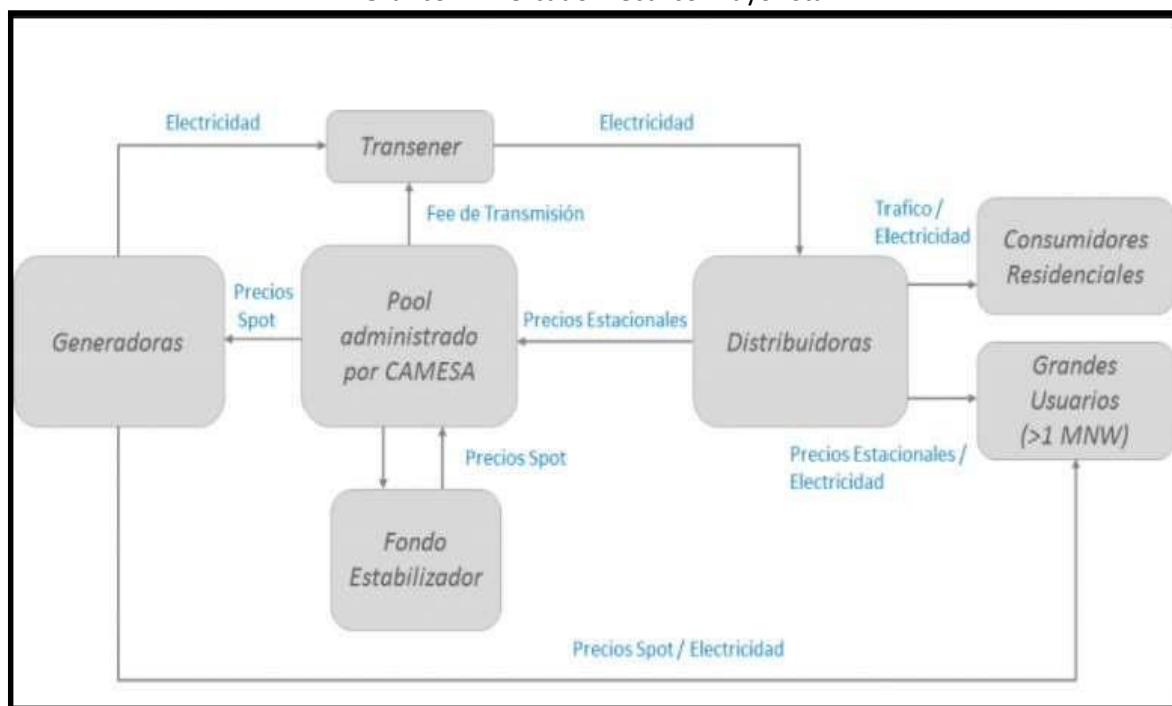


el transporte y la distribución de electricidad han sido caracterizados como servicios públicos que se prestan en condiciones de monopolio natural. En este contexto, resulta necesaria la presencia del **Estado como regulador y controlador** de su actividad. La ley N° 24.065 estableció los objetivos para la política nacional del sector y creó el ENRE¹³, asignándole un amplio número de funciones y facultades para que pueda cumplir tales cometidos.

El esquema de la industria eléctrica también incluye a los llamados grandes usuarios (mayores o GUMA; medianos o GUME; y particulares o GUPA), empresas industriales y de servicios que debido a la magnitud de su potencia máxima requerida pueden contratar su abastecimiento en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Las transacciones entre los diferentes participantes de la industria de la electricidad se llevan a cabo a través del Mercado Eléctrico Mayorista, o de MEM, que es un mercado competitivo en el que los generadores¹⁴, distribuidores y determinados grandes usuarios de electricidad pueden comprar y vender electricidad a precios determinados por la oferta y la demanda, y se les permite entrar en los contratos de suministro de electricidad a largo plazo.

Gráfico 1. Mercado Eléctrico Mayorista



Fuente: CAMMESA.

Nota : En el esquema anterior no están incluidas vinculaciones entre agentes debido a contratos a término, contratos de generación, ni operaciones de exportación/importación

¹³ Solamente para regular las distribuidoras EDENOR S.A. y EDESUR S.A. (AMBA), y aquellas correspondientes a la transportista en alta tensión TRANSENER S.A. y a las empresas de transporte por distribución troncal (TRANSBA S.A., TRANSNEA S.A., TRANSNOA S.A., DISTROCUYO S.A., TRANSPA S.A., TRANSCO S.A. y EPEN). Por otro lado, existen diferentes entes reguladores a nivel provincial.

¹⁴ La remuneración a los generadores por Resolución SRRYME N° 1/19 se conforma por un pago por potencia y otro por energía (energía generada y energía operada). Los generadores que no declaren Compromisos de Disponibilidad Garantizada ("DIGO"), les será aplicable al precio base de la potencia que varía según tecnología y potencia. Los que declaren compromisos DIGO se les aplicará el precio de la potencia garantizada y será igual a US\$7.000/MW-mes en los trimestres de verano e invierno y de US\$5.500/MW-mes para los trimestres "Resto". A partir del mes de junio de 2018, a través de la Nota SE N° 28663845/18, el Cargo Medio Incremental de la Demanda Excedente ("CMIEE") pasó a ser el máximo entre AR\$1.200/MWh y el sobrecosto transitorio de despacho.



Concentración Empresaria

Según indica el ENRE, “en 2017, en del sector privado se destacaron los grupos generadores ENEL ARGENTINA S.A., Central Puerto S.A. (EX SADESA), AES Generación S.A., Pampa Energía S.A., YPF Generación S.A. y las tres Centrales Térmicas de los Fideicomisos Foninvemem 1 y 2.

En conjunto, éstos concentraron el 54,4% de la potencia instalada y el 56,4% de la energía despachada.

ENEL ARGENTINA S.A., el principal grupo privado en capacidad instalada, está integrado por Central Costanera S.A. (que incluye a Central Termoeléctrica Buenos Aires S.A.), Hidroeléctrica El Chocón S.A. y la Central Dock Sud S.A. Central Puerto S.A. (ex SADESA) es propietario de Hidroeléctrica Piedra del Águila S.A., C.T. Mendoza y CMS Ensenada (co-generador).

El grupo “The AES Corporation” de los EE.UU. está constituido por AES Generación S.A. (que incluye la C. H. Alicurá, Central Térmica San Nicolás S.A., AES Paraná S.C.A. y AES Juramento), Termo Andes S.A32 y la Central Térmica Guillermo Brown.

El grupo Pampa Energía S.A. está conformado por C.T. Piedrabuena, C.T. Güemes, C.T. Loma de la Lata, las Hidroeléctricas Diamante y Nihules, y la Central Piquerenda. A su vez posee el 67% de Petrobras Argentina S.A., con el cual incorporó la Central Térmica Genelba, la Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú y la C.T. Ecoenergía. En 2017 se incorporaron al mercado 99 MW de la C.T Pilar.

YPF Generación S.A. está conformado por las Centrales Térmica Tucumán y San Miguel de Tucumán, que formaban parte de PLUSPETROL, la Central Térmica Filo Morado y las unidades de autogeneración Lomita, Los Perales, Plaza Huincul y Puesto Hernández. En 2017 repotenció la C.T Tucumán de 447 MW a 705 MW y comenzó a operar la C.T Loma Campana con 212 MW.

Por último, la Central Térmica Vuelta de Obligado junto con las Centrales Térmicas Belgrano y San Martín integran los fondos fiduciarios cuyos accionistas son los principales agentes privados del Mercado Eléctrico Mayorista, conforme se detalla en los cuadros siguientes.

Accionistas de las centrales térmicas de los fideicomisos (en %)

Accionistas %	TERMOELÉCTRICA JOSÉ DE SAN MARTÍN S.A.	TERMOELÉCTRICA MANUEL BELGRANO S.A.	CENTRAL TÉRMICA VUELTA DE OBLIGADO S.A.
AES ARGENTINA GENERACIÓN S.A.	20,17	20,17	
CENTRAL DOCK SUD S.A.	1,42	1,42	
CENTRAL PIEDRABUENA S.A.	0,16	0,16	
CENTRAL PUERTO S.A.	30,47	30,47	56
CENTRAL TÉRMICA GÜEMES S.A.	0,01	0,01	
DUKE ENERGY CERROS COLORADOS S.A.	6,37	6,37	3
ENEL COSTANERA S.A.	5,33	5,33	
ENEL ARGENTINA S.A.			41
GENERACIÓN MEDITERRÁNEA S.A.	0,03	0,03	
GENERADORA CÓRDOBA S.A.	0,00219	0,00219	
HIDROELÉCTRICA AMEGHINO S.A.	1,45	1,45	
HIDROELÉCTRICA EL CHOCÓN S.A.	18,85	18,85	
HID. DIAMANTE S.A. (HIDISA)	2,4	2,4	
HID. LOS NIHULES S.A. (HINISA)	4,5	4,5	
PETROBRAS ARGENTINA S.A.	8,84	8,84	
TOTAL	100	100	100

Fuente: ENRE. 2017. Anuario 2017.

El MEM está conformado por un mercado a término en donde las condiciones son acordadas directamente entre vendedores y compradores este mercado se limitó al mercado de Energía Plus, posteriormente se agregó el Mercado a Término de Energías Renovables, conocido como MAT ER, mediante la Resolución N° 281/2017; un mercado spot, con precios por hora en función del costo económico de producción; y un sistema estabilizado de precios estacionales, semestrales y diseñado



para mitigar la volatilidad de los precios al contado para la compra de energía eléctrica por los distribuidores.

Según la opinión de diferentes referentes, los Costos de generación en Argentina son crecientes en las últimas dos décadas. Diversas son las causas, entre las que se destacan: a) es creciente la generación de electricidad producida por centrales térmicas; b) el gas natural tiene precio creciente debido a las importaciones ya que se ha abandonado el autoabastecimiento energético con gas barato; c) los costos acompañan las elecciones decididas en inversiones, y los sobrepuestos que las acompañan por diferentes motivos.

Por otro lado, hay divergencias en cuanto a las posibilidades que tienen las tarifas de cubrir los costos ya que algunos actores indican que apenas cubren entre el 50 y el 55% del costo total de generar electricidad, y que se debe cubrir el resto con aportes del Tesoro financiados con emisión y deuda. Efectivamente, luego de diferentes cambios, asociados a la política del país, y según indica el ENRE en su Anuario de 2017 recién en 2017, “se han podido finalizar los procesos de revisión tarifaria integrales¹⁵, así como y de la emergencia del sector eléctrico nacional, con la consiguiente recuperación de la plena vigencia del Marco Regulatorio. El año 2017 ha sido un período de adecuación de los lineamientos que orientan las tareas regulatorias, de control, sancionatorias y jurisdiccionales llevadas a cabo por los equipos técnicos del ENRE.”

En cuanto a la Transmisión de electricidad, es importante destacar que las empresas transportistas tienen una concesión para transportar energía eléctrica desde el punto de suministro mayorista de dicha energía hasta los Distribuidores. Cobran un canon, regulado que debe cubrir costos y un plus de renta. Tienen a su cargo la operación y el mantenimiento de sus redes, pero no son responsables de la expansión del sistema, sin embargo, son sancionadas si no cumplen con criterios relativos a cortes de suministro y tiempo de inutilización de la red de suministro. Luego se verá que existen demoras en su expansión por diferentes motivos (falta interés privado en la inversión; falta de financiamiento y de bajo costo. Como se verá más adelante, la postergación de las inversiones genera cuellos de botella en especial para el transporte de la energía renovable y aumento de los riesgos de corte del suministro.

Las Distribuidoras, poseen una concesión para distribuir energía eléctrica a los consumidores, con el deber principal de suministrar toda la demanda de electricidad en su área de concesión exclusiva, a un precio (tarifa) y en virtud de condiciones establecidas en la normativa. Los contratos de concesión incluyen multas en caso de falta de suministro. El Ente Regulador de la Electricidad y las autoridades provinciales controlan los contratos y los términos de prestación de los servicios públicos.

Con respecto a las tarifas a usuario final, ellas incluyen un término que representa las compras de energía y potencia (de la distribuidora)¹⁶ y otro, aditivo, que representa los costos propios de distribución (VAD). Estos últimos constituyen el ingreso regulado reconocido a las empresas distribuidoras, y se determina a partir de la integración de los costos por uso de la red de distribución ajustada, de acuerdo a los objetivos de calidad, los gastos de explotación de la mencionada red, las pérdidas reconocidas de potencia y energía, y los costos de una gestión eficiente de comercialización¹⁷

¹⁵ Se refiere a las RTI de las distribuidoras y transportistas bajo su área.

¹⁶ Es importante destacar que el verdadero costo de producción de la electricidad se denomina Precio Medio Monómico y es muy superior al precio que pagan las distribuidoras para recibir la electricidad. Esta diferencia entre el precio medio monómico y el que pagan las empresas distribuidoras es cubierto por el Estado Nacional, a través de los denominados subsidios a la energía eléctrica que se implementan en diferentes etapas de la cadena productiva. Todas las distribuidoras del país, cuando compran electricidad a las plantas generadoras a través del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), pagan un mismo precio por cada Mwh de electricidad, que el Estado Nacional estableció en un tope de ARS\$ 120. El resto, lo cubre el Estado Nacional a través de los subsidios mencionados. A partir de febrero de 2016, se ajustó el precio mayorista de generación para grandes usuarios, lo que permitió reducir en un 35% el subsidio al mismo. En agosto de ese año, fallo judicial mediante, se revirtió nuevamente la situación a un 100% de subsidios de la generación y el transporte de electricidad.

¹⁷ ADEERA, 2018. Informe de opinión.



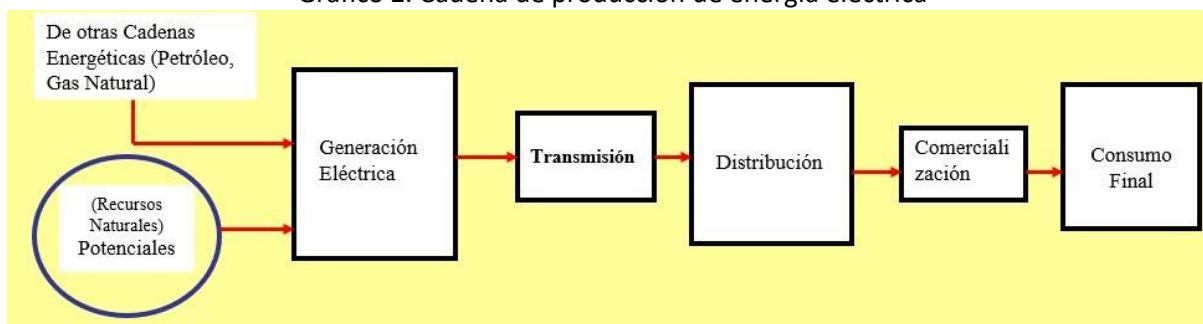
El eslabón de distribución, presenta, problemas económicos crónicos en todo el país sobre todo a partir de la caída de la convertibilidad, la falta de continuidad de las Revisiones Tarifarias Integrales (la última del 2017, no fue implementada en su totalidad¹⁹), el no cumplimiento del cobro del VAD, que según las distribuidoras no les permite cubrir sus costos, realizar las inversiones prometidas, y mejorar la calidad del servicio. Se ha observado por otro lado la intensificación de tareas de detección de conexiones irregulares, como parte de planes de Disminución de Pérdidas No Técnicas en las redes²⁰.

Algunas distribuidoras han optado hace ya años, por no pagar la Energía recibida de los generadores lo que, va acumulando una grave situación de insostenibilidad sectorial creciente, que solamente ha sido enfrentada con permanentes cambios de rumbo y parches. Entre los que se encuentra el creciente rol de Cammesa en los diferentes eslabones de la cadena productiva.

1.3. Cadena de Valor de la energía eléctrica

La cadena de producción-consumo de la energía eléctrica, desde el punto de vista físico, puede definirse como la sucesión de puntos donde la energía va transformándose, desde la potencialidad residente en los distintos recursos energéticos existentes, pasando por distintos eslabones donde la energía llega finalmente a un elemento utilizable del consumidor final que la transformará con el equipo disponible de acuerdo, a sus necesidades (de calor, luz, energía mecánica, frío, etc.).

Gráfico 2. Cadena de producción de energía eléctrica



Fuente: FB Apunte Economía eléctrica.

En esta cadena, también denominada cadena de valor de la energía eléctrica, cada “eslabón” posee características técnico/económicas propias, y **es factible gestionar cada “eslabón” de manera separada, pero sin perder de vista la evolución de los otros “eslabones”**.

El principal objetivo del análisis de cadena de valor es maximizar la creación de valor mientras se minimizan los costos, es decir su análisis busca mejorar los rendimientos. Sin embargo, en la práctica suele ocurrir que la reducción de costos y mejora en los rendimientos tiene también un límite tecnológico.

¹⁸ En particular en el AMBA la falta de actualización de esos valores, fue generando deterioros, a causa de una gran desinversión en el mantenimiento de la infraestructura de distribución por falta de fondos. Así, previo a la crisis económica del 2016 esa situación en EDENOR y EDESUR generó cortes de suministro que se volvieron cada vez más frecuentes y duraderos en Capital Federal y conurbano. También en el resto del país, existen situaciones similares de deterioro de ingresos, y, aún con tarifas más actualizadas, esta situación ha llevado a muchas distribuidoras a acumular crecientes deudas con CAMMESA, lo cual determina una situación de inseguridad y sustentabilidad futura del servicio.

¹⁹ Desde febrero de 2019, se han vuelto a congelar las tarifas y ello ha generado un nuevo desequilibrio en el sector.

²⁰ El titular de la EPE, Mauricio Caussi, indicó en ese sentido que en los primeros seis meses de 2020 “se realizaron más de 25.000 verificaciones domiciliarias y en más de 5.000 se labraron las correspondientes actas de fraude”. En las inspecciones, se constataron derivaciones irregulares en el caño de bajada, el medidor no marcaba la energía consumida, y la existencia de una conexión clandestina directa desde la red pública. La empresa estimó que en solo cinco casos el consumo de energía no registrada ascendía a 96.000 kWh anuales, equivalentes a aproximadamente 770.000 pesos según la tarifa comercial.



Por ello el pensamiento sistémico en este aspecto ha evolucionado hasta desarrollar propuestas de valor, en las que la oferta se diseña integralmente para atender de modo óptimo a la demanda.

El modelo de la cadena de valor resalta las actividades específicas en las que pueden aplicarse mejor las estrategias.

En particular, las características de cada eslabón se presentan en el gráfico siguiente.

Gráfico 3. Cadena de valor de la energía eléctrica.

Recursos Energéticos	GENERACION	TRANSPORTE	DISTRIBUCION
Proveen energía primaria para generación En Argentina: * Combustible fósil * Recursos hídricos * Recursos Renovables * Uranio	La energía primaria se transforma en energía eléctrica y entra en la red nacional de Transmisión	Mediante la red nacional, la energía eléctrica se transporta desde las estaciones elevadoras hasta las subestaciones transformadoras de los distribuidores locales.	La energía eléctrica se transforma de alta a media/baja tensión y se distribuye físicamente a los clientes finales. El distribuidor local es además el responsable de las mediciones de los consumos.

Fuente: Elaboración propia.

1.4. Cadena de Valor de la energía eléctrica en Argentina

Para Argentina se analizan a continuación las características más relevantes de cada uno de los 4 eslabones componentes²¹.

1.4.1. Recursos energéticos²²:

Si bien Argentina dispone de recursos variados y en algunos casos abundantes, sus fuentes están ubicadas generalmente demasiado lejos de los centros de consumo (los principales ríos y yacimientos de combustible fósil e incluso los recursos renovables como eólico y solar se encuentran a no menos de 1000 km de GBA-LIT, donde se encuentra el mayor porcentaje de demanda nacional). Esta característica obliga, o bien a transportar combustibles (como recurso primario) hacia los centros de demanda y allí a transformarlo en energía eléctrica o bien a tender líneas de transmisión eléctrica y generar en los sitios donde se encuentra el recurso (con los recursos renovables como viento, agua y sol esto no aplica).

La Argentina es rica en recursos naturales energéticos, entre los cuales se encuentran: • los hidrocarburos, cuya producción (convencional y no convencional) está distribuida en cinco cuencas productoras que se despliegan de Norte a Sur en la región cordillerana (Oeste argentino); • los ríos de montaña en el Oeste y los de gran caudal en el Noreste mesopotámico, alimentados por las intensas

²¹ En los apartados siguientes se irá complementando la información aquí presentada.

²² Para más detalles ver el Anexo 1.



lluvias de zonas tropicales del Brasil; • los fuertes vientos en la Patagonia y costa Este argentina; • la gran intensidad solar en el Noroeste del país; y • importante potencial de la biomasa en gran parte del territorio nacional. • las reservas comprobadas de uranio, que totalizan unas 31 mil toneladas distribuidas en yacimientos ubicados en las provincias de Mendoza, Chubut y Salta.²³

1.4.2. Generación

El parque generador en Argentina está constituido por las siguientes tecnologías:

Tabla 3. Tecnologías de la Potencia instalada en la Argentina

Convencionales	Renovables
Turbovapor (TV)	Centrales Solares
Turbogas (TG)	Centrales Eólicas
Ciclos combinados (CC)	Mini Hidráulica
Nucleares (NUC)	Biomasa
Motores de Combustión interna	
Cogeneración	
Hidráulicas de embalse	
Hidráulicas de pasada	

Fuente: Elaboración propia.

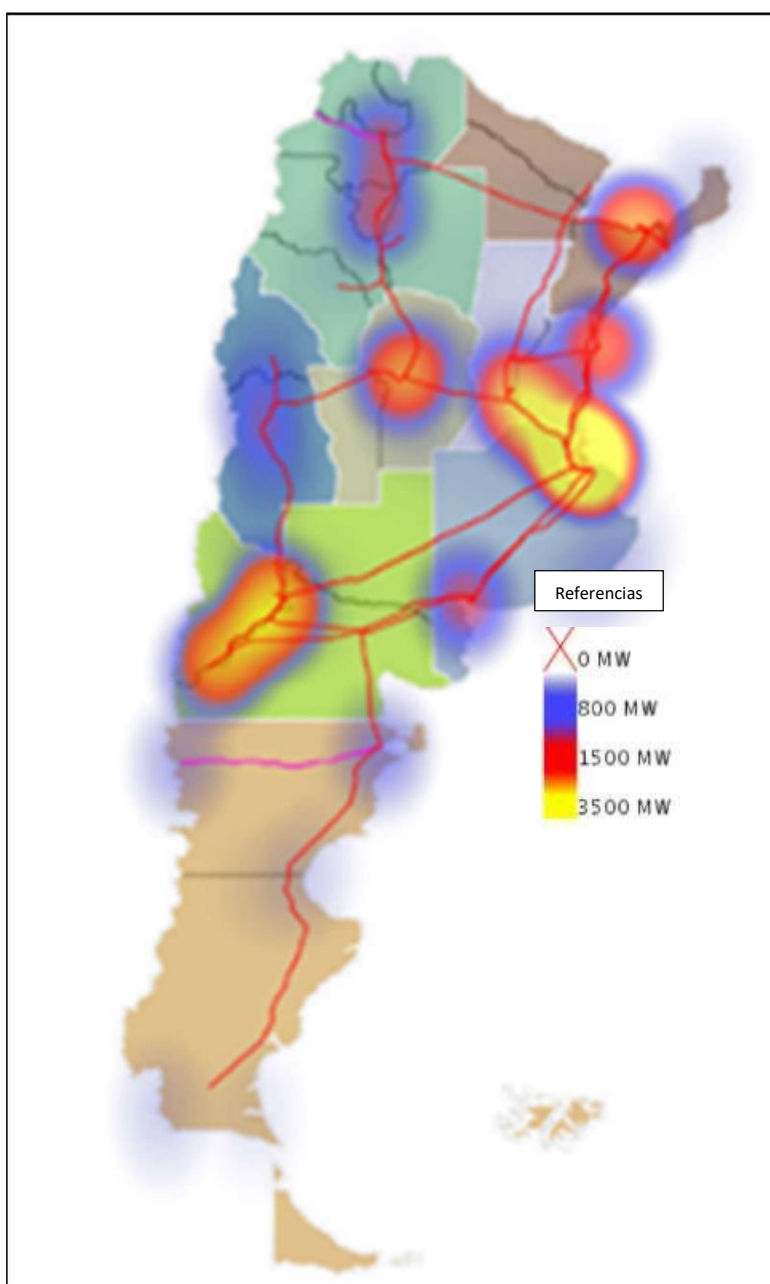
El mapa siguiente muestra la densidad y ubicación de la potencia instalada en la Argentina. Puede observarse la gran densidad de centrales TVs, TGs y CCs cercanas a la zona de demanda elevada (GBA-LIT).

En la zona Comahue, se observa la densidad de centrales de origen hidráulico (pluvionivales) y térmicas en boca de pozo de yacimientos. Hacia el Noreste se denotan las centrales hidráulicas de Yacyretá y Salto Grande. Luego en Centro, con unidades hidráulicas para uso en punta de carga y térmicas y en el NOA, centrales térmicas con gas de la región.

²³ SGAYDS. 2019a. Tercer Informe Bienal de Actualización de Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC). Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/que-es-el-cambio-climatico/tercer-informe-bienal-de-actualizacion>



Mapa 1. Potencia instalada en la Argentina



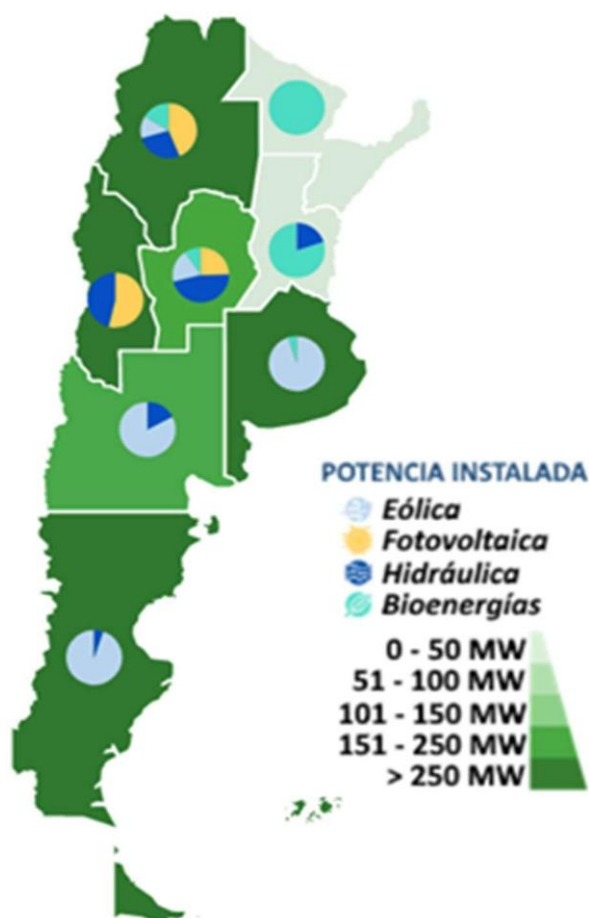
Fuente: CAMMESA (<https://aplic.cammesa.com/geosadi/>)

La distribución indica que **los lugares de emplazamiento más elegidos están asociados a la disponibilidad del recurso y son, la Patagonia y sur de la provincia de Buenos Aires con centrales eólicas y sobre Cuyo y NOA con centrales solares.** Ver Box de impulso a las renovables.

Unidades renovables, hacia principios de 2020, Argentina cuenta con 2811 MW instalados (7% de la potencia instalada total), con una producción de 8710GWh (6% de lo producido durante 2019). La tabla y mapa, siguientes, ilustran sobre la estructura y ubicación de las centrales renovables.



Mapa 2. Potencia instalada en la Argentina



Fuente: CAMMESA (<https://despachorenovables.cammesa.com/>).

Principales características técnicas, económicas, y ambientales ²⁴

La generación es el eslabón más importante desde el punto de vista de la oferta de electricidad, que junto con la distribución ofrecen posibilidades de implementación de medidas de eficiencia energética. Las plantas de generación eléctrica de la Argentina son operadas por más de 55 empresas que en su mayoría son privadas y que operan más de una usina eléctrica en la mayor parte de los casos. Entre estas empresas, se incluyen 35 compañías de generación térmica, 20 compañías de generación hidroeléctrica y una compañía nacional de generación nuclear (Nucleoeléctrica Argentina S.A.).²⁵

En esa dirección, a continuación, se analizan para el parque existente sus principales características determinantes ²⁶.

Las **Unidades Turbovapor** (TVs), que consumen fuel oil y/o carbón, transportado por embarcaciones desde los yacimientos hasta las centrales ubicadas por lo tanto en cercanías de ríos (históricamente las primeras unidades en orden cronológico) y luego con la posibilidad de quemar gas natural al llegar

²⁴ En el Anexo 4 se presentan aspectos relacionados con los impactos ambientales de la generación eléctrica, especialmente en lo que hace a las emisiones de GEI de la generación térmica. También se han recopilado las propuestas de mitigación y adaptación al CC incluidas en la actualización de documentos nacionales. También se presenta una tabla en la que se incluye la vulnerabilidad del sector eléctrico al CC

²⁵ <https://www.youbioit.com/es/article/informacion-compartida/26481/por-que-en-capital-federal-se-paga-mas-barata-la-electricidad-g>

²⁶ En el Anexo 2, se presenta un mayor detalle del parque generador.



gasoductos también desde los yacimientos hasta la central, con lo que ya no era necesario que la misma se encuentre cercana a un puerto de descarga.

Para el uso de combustible líquido, estas centrales requieren tanques de almacenamiento.

En Argentina, las principales TVs, se encuentran cercanas a los ríos o a vías navegables, por ejemplo, la Centrales Térmicas Costanera y Puerto Nuevo / Nuevo Puerto sobre el Río de la Plata en Ciudad de Buenos Aires, la Central Térmica Piedrabuena, en Bahía Blanca sobre la Ría que la vincula con el Atlántico, la Central Térmica Sorrento sobre el Paraná en Rosario, etc.

El rendimiento teórico de la caldera supera el 90%, pero la eficiencia termodinámica de la generación con vapor es significativamente inferior (30/40%), debido a la pérdida de energía implícita en el proceso de condensación del vapor que sale de la turbina.

El parque turbo vapor instalado en nuestro país presenta más de 2.000 MW con una edad superior a los 40 años desde su instalación (ver gráfico siguiente), y **más del 75% ha superado su vida útil**.

Gráfico 4. Evolución histórica de la incorporación de TVs



Fuente: Elaboración propia.

Esto significa que normalmente los valores de inversiones para operación y mantenimiento de estas unidades suelen exceder los ingresos.

Muchas de estas unidades térmicas se encuentran, hoy en día con un nivel de obsolescencia elevado que definitivamente hace poco económica su operación. Sin embargo, **dada la flexibilidad en sus capacidades de consumo (gas, carbón y fuel oil, que ante restricciones de alguno de ellos se mantiene operativa con otros), el disponerse en lugares cercanos a la demanda, incertidumbres en la disponibilidad de recursos hidráulicos y/o renovables, falta de ingresos de generación efectiva, etc., aún se las conserva en el sistema.**

Fuente: CADER (<http://www.melectrico.com.ar/web/pdfs/cader-reporte-ejecutivo-del-sector-electrico-15102015.pdf>).

Las **Unidades Turbogás (TGs)**, que aparecen en el sistema un tiempo más tarde, dado que se desarrollan con posterioridad a las TVs. Se trata de unidades que requieren menor tiempo de instalación y menor infraestructura (no requieren de caldera para calentar agua como las TVs). Se encuentran diseminadas por todo el país y cercanas a gasoductos dado que es el principal energético que utilizan (también utilizan Gas Oil, y en ese caso requieren playa de descarga del combustible y almacenamiento).



El rendimiento teórico de la turbina supera el 50%, pero la eficiencia termodinámica es significativamente inferior (32/34%) debido a la pérdida de energía implícita en los gases de escape. Las **Unidades de Ciclo combinado (CCs)**, siguiendo en orden cronológico aparecen en el sistema un tiempo más tarde al desarrollarse la tecnología, son unidades con mucho mejor rendimiento ya que aprovechan el calor residual de los gases de escape de las TGs para calentar agua y proveer de vapor a una turbina constituyendo una TV asociada y producir energía eléctrica con ambas unidades utilizando la misma cantidad de combustible. En Argentina los CCs se encuentran distribuidos por el país, cercanos a los centros de consumo y a gasoductos, y tienen una eficiencia que ronda el 56%.

En Argentina existen tres **centrales nucleares** Atucha I, Atucha II y Embalse.

El esquema simplificado es similar al de la TV, solamente que el agua es calentada por la temperatura de la fisión nuclear en un reactor. Presentan una eficiencia que oscila entre el 32 y 36%.

Las **Unidades de Motogeneradoras**, dado el poco tiempo que requieren para su instalación han sido utilizadas para demorar inversiones en infraestructura como transmisión y/o distribución, instalándolas en zonas con pobre calidad de servicio (mayormente punta de líneas). Su eficiencia oscila entre el 32 y el 36%. Su vida útil depende del uso, pero no es mayor a 15/20 años

Una mención aparte, merece la **Cogeneración** que es el procedimiento mediante el cual es posible obtener energía térmica útil (para utilizar vapor para procesos industriales o simplemente para calentar agua, etc.) a través de gases de escape o calor residual derivados de la generación eléctrica mediante unidades térmicas, es decir se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica²⁷.

En Argentina las unidades de cogeneración más importantes en el sistema de generación del Mercado Mayorista están, en general asociadas a actores privados que venden excedentes a la red:

Tabla 4. Cogeneración Potencia y Energía generada en Argentina

MAQUINA	CENTRAL	AGENTE	AGENTE DESCRIPCION	TIPO MAQUINA	REGION	GENERACION NETA 2019 [MWh]	Clasificación	POTENCIA INSTALADA [MW]
ARGETG01	ARGE	SIDERCAC	SIDERCA SA(EX ARGENER-GEN.PAR)	TURBO GAS	Gba - Litoral - Buenos Aires	85,203	Cogenerador	163.3
ENSETG01	ENSE	LAPLATAC	LA PLATA COGENERACION SA	TURBO GAS	Gba - Litoral - Buenos Aires	820,342	Cogenerador	128.0
LDCUTG23	LDCU	CTMENZAC	C T MENDOZA COGENERADOR	TURBO GAS	Cuyo	131,640	Cogenerador	22.8
LDCUTG24	LDCU	CTMENZAC	C T MENDOZA COGENERADOR	TURBO GAS	Cuyo	136,340	Cogenerador	22.8

Fuente: CAMMESA.

La ventaja de estos procesos es la mayor eficiencia energética ya que se aprovecha tanto el calor como la energía mecánica o eléctrica de un único proceso, en vez de utilizar una central eléctrica convencional y para las necesidades de calor una caldera convencional.

Otra ventaja importante es que generalmente se produce electricidad cerca del punto de demanda, evitando transformación y transporte a larga distancia, que representan, en definitiva, pérdidas de energía por efecto Joule.

²⁷ En mayo de 2017 la SEE dictó la Resolución N° 287/17, para abrir la licitación para proyectos de cogeneración y cierre de Ciclos Combinados ("CC") sobre equipamiento ya existente, con bajos consumos específicos (inferior a 1.680 kCal/kWh con gas natural y 1.820 kCal/kWh con líquidos alternativos), sin incrementar las necesidades del transporte eléctrico o sino debía incluir los costos de las ampliaciones necesarias.



Al generar electricidad mediante un generador, impulsado por una unidad térmica convencional (turbina turbovapor o turbogas, motogenerador, etc), como hemos visto los rendimientos son cercanos a valores que oscilan del 25 al 46 % donde el resto de la energía se pierde en forma de calor. Con la cogeneración se aprovecha gran parte de esta energía térmica que normalmente se disiparía a la atmósfera.

Este procedimiento tiene aplicaciones tanto industriales como también podría serlo en grandes edificios en los que el calor puede emplearse para calefacción, para refrigeración (mediante sistemas de absorción) y preparación de agua caliente sanitaria como por ejemplo shoppings, ciudades universitarias, hospitales, etc. (proceso denominado microcogeneración o cogeneración distribuida).

El proceso de cogeneración tiene un reparto más o menos fijo entre producción eléctrico/mecánica y calor. Como las necesidades de ambas energías pueden variar de forma diferente es frecuente que haya un excedente de alguna de ellas.

La **energía hidroeléctrica** constituye la principal fuente de generación de energía renovable en Argentina y es responsable de la generación de aproximadamente el 30 % de la electricidad.

Si bien el recurso es importante, la aleatoriedad de su disponibilidad lleva a generar cierta incertidumbre en el abastecimiento energético, necesitando realizar análisis previos para la optimización operativa y por lo tanto a disponer de reservas en generación para reducir riesgos de desabastecimiento (así como, aportar al riego o consumo humano), esto lleva a generar sobrecostos en la operación. Vale mencionarse que el cambio climático ha impactado negativamente en algunas cuencas hidrográficas como las dependientes del régimen nival de la Cordillera de los Andes.

En Argentina por ejemplo con recursos de origen pluvionival se encuentran las Centrales hidráulicas El Chocón, Piedra del Águila, Planicie Banderita, etc. que adicionalmente poseen embalse y por lo tanto es factible almacenar el recurso, y de origen Pluvial en el noreste argentino, las centrales Hidráulicas Yacretá (binacional con Paraguay) y Salto Grande (binacional con Uruguay), estas no poseen embalse por lo que generan energía cuando existe el recurso.

La **generación de origen Solar**, aunque está todavía en sus estadios iniciales, tiene un gran potencial en diversas regiones. En 2017, se encontraban en operación, con contrato de abastecimiento, los parques solares fotovoltaicos Cañada Honda I y II y La Chimbera I (San Juan), con una capacidad actual de 7 MW y la generación eléctrica de 15,1 GWh/año.

La **producción de energía eólica** es todavía incipiente en Argentina, pero posee un importante potencial para su desarrollo. Según el Ministerio de Energía de la Nación, la Patagonia (particularmente Santa Cruz, Río Negro y Chubut) y, en menor medida, la provincia de Buenos Aires, concentran el mayor potencial de desarrollo para este tipo de energía. Algunos de los parques eólicos más importantes del país son: Arauco I (La Rioja) (25,2 MW), Diadema (Chubut) (6,3 MW), El Tordillo (Chubut) (3 MW), Eos Necochea (Buenos Aires) (0,25 MW), Loma Blanca IV (Chubut) (51 MW) y Rawson I y II (Chubut) (Rawson I – 50 MW Rawson II – 30 MW). En Rawson se encuentra el parque eólico más grande del país, con 77 Megavatios (MW) instalados, que suministra electricidad para 100.000 hogares.

1.4.3. Transmisión

Las grandes distancias entre los centros de demanda y los sitios con disponibilidad de recursos energéticos generan la necesidad de extensas líneas de transmisión²⁸.

²⁸ Para poder recorrer esas largas distancias, se aumenta la tensión de generación en general de 15kV a hasta niveles de 500 kV.



Mapa 3. Líneas de Transmisión en Argentina



En Argentina existe una empresa concesionaria del sistema en Extra Alta Tensión (> 500 KV) con jurisdicción nacional (Transener) cuyo sistema es el indicado en rojo en el mapa, donde se observa que sus líneas cubren todo el territorio.

Adicionalmente en cada región del país se transmite en un nivel de tensión inferior (132kv) mediante empresas de distribución troncal (DISTROS).

Estas empresas también pueden poseer sistemas de transporte en otros niveles de tensión inferiores a 500kv.

Fuente: CAMMESA

1.4.4. Distribución y Demanda

El último segmento del sistema eléctrico lo constituye la distribución, que se encarga de llevar a la energía eléctrica hasta los consumidores finales. Está a cargo de empresas concesionarias (en su mayoría privadas) cuya función es suministrar toda la demanda de electricidad de su zona de cobertura o concesión. La actividad ha sido caracterizada como “servicio público” por la Ley 24.065, que regula la actividad de las empresas distribuidoras.

La mayoría de los distribuidores se encuentran asociados a ADEERA y **prestan el servicio público de electricidad cubriendo el 97% de la energía eléctrica que se consume en la Argentina**. Más de 14 millones de clientes en todo el país, distribuidos en 23 Estados Provinciales en los cuales las Distribuidoras prestan Servicios incluyendo la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Las distribuidoras poseen 427.000 Km de redes y sus instalaciones son en Alta, Media y Baja Tensión que operan más de 130.000 Gwh/año y emplean más de 60.000 personas en forma directa o indirecta²⁹.

La tabla siguiente ilustra sobre la estructura del tipo de clientes que declararon los distribuidores por categoría tarifaria en 2017.

²⁹ <http://www.adeera.com.ar/cifras.aspx>



Tabla 5. Demanda por categoría de consumidor (MWh)

Demanda por Categoría Tarifaria	Participación de la Demanda		Crecimiento
	MWh	%	%
Residencial < 10 kW	55 584 525	42,2%	-2,77%
No Residencial < 300 kW	38 081 572	28,9%	-1,40%
No Residencial ≥ 300 kW	13 942 475	10,6%	3,03%
Grandes Usuarios del MEM	24 118 121	18,3%	2,77%
TOTAL MERCADO	131 726 693	100%	-0,80%

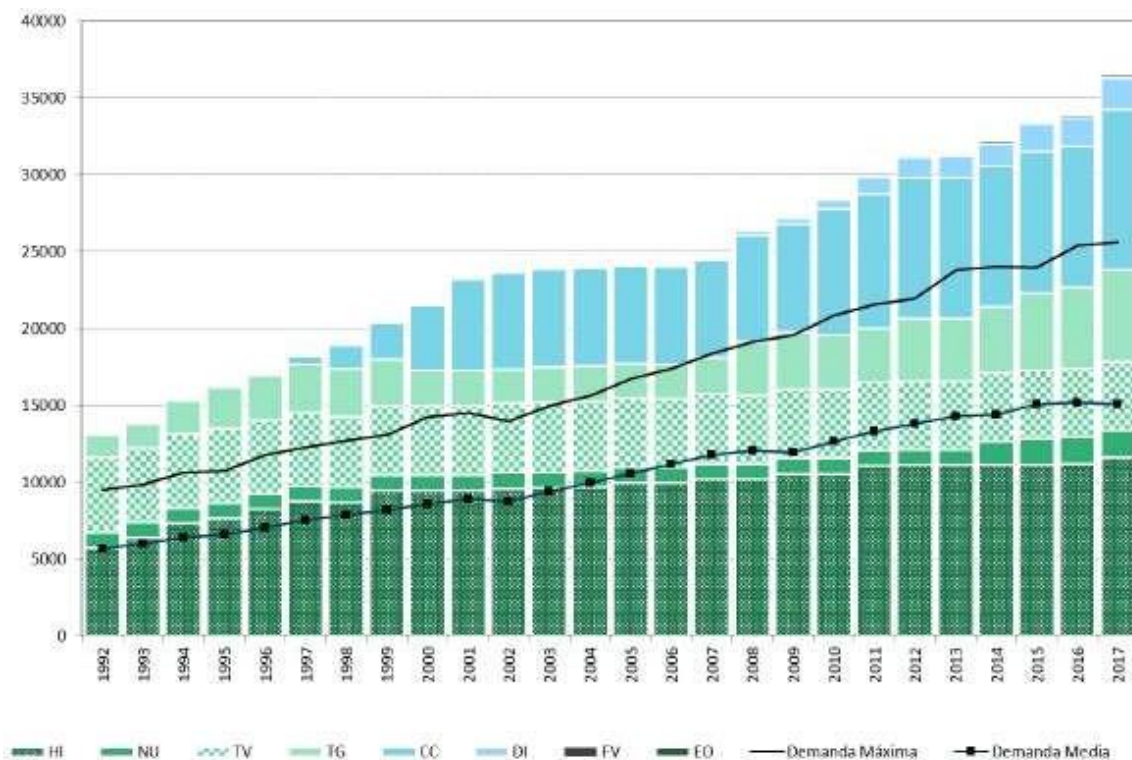
Fuente: Anuario ADEERA 2017.

2. Evolución reciente de las principales variables que definen al sector eléctrico nacional

2.1. Evolución de la potencia instalada

La figura siguiente ilustra sobre la evolución de la potencia instalada en unidades de generación eléctrica para cubrir la demanda del MEM en Argentina.

Gráfico 5. Evolución de la Potencia instalada vs la demanda máxima y la demanda media (MW)



Fuente: CAMMESA (BASE_INFORME_MENSUAL_2019-12).

A simple vista se observa que la potencia instalada en unidades hidráulicas no ha crecido significativamente, en comparación con la tecnología de Ciclos Combinados y unidades de Turbogás, las que en los últimos años han acompañado el crecimiento de la demanda. También se observa que no ha crecido el segmento de las Turbovapor y el de la Energía nuclear levemente con el ingreso de



Atucha II en el 2013, hacia la parte superior de la figura se observa el incremento en motogeneradores a partir del año 2007³⁰, y de la energía renovable en los últimos años³¹.

La figura anterior se relaciona con la siguiente tabla, donde se muestran los valores expresados en MW instalados³².

Tabla 6. Evolución de la Potencia instalada en Argentina (MW)

TIPO	AÑO																		
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Hidráulica	9205	9247	9318	9558	9628	9845	9852	10223	10223	10754	10794	10795	10797	10739	10752	10746	10790	10812	
Ciclos Combinados	6307	6363	6363	6363	6363	6363	6935	7046	8185	8725	9191	9191	9191	9227	9227	10436	11034	11245	
Turbina a gas	2223	2339	2317	2277	2264	2359	3512	3744	3588	3493	4036	4061	4035	4595	5251	6030	7237	7396	
Turbovapor	4521	4521	4526	4496	4463	4573	4438	4438	4438	4445	4451	4451	4451	4451	4451	4451	4451	4253	
Nuclear	1005	1005	1005	1005	1005	1005	1005	1005	1005	1005	1010	1010	1755	1755	1755	1755	1755		
Motor Diesel	4	4	4	4	4	26	267	398	607	1131	1347	1388	1415	1415	1834	2009	1808	1653	
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	109	162	187	187	187	227	750	1609	
Biogas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17	22	23	42	
Biomasa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	6	8	8	8	8	8	191	439	
Hidráulica Renovable	381	381	381	381	381	381	381	381	381	381	381	381	381	381	439	488	496	498	
TOTAL[MW]	23646	23860	23914	24084	24108	24552	26390	27235	28427	29942	31320	31447	31475	32816	33970	36181	38538	39704	

Fuente: CAMMESA (BASE_INFORME_MENSUAL_2019-12).

A partir de 2015, mediante nueva normativa (ver Box siguiente), se comienza a incentivar la incorporación de generación renovable y a incentivar la generación distribuida con renovables.

Impulso a las renovables

En 2015 se promulgó la **Ley N°27.191** (reglamentada por el Decreto N° 531/16), que establece para el 31 de diciembre de 2025 el 20% de la demanda total debe cubrirse con renovables; además establece que los GU («Grandes Usuarios») del MEM deberán cubrir su demanda con dichas fuentes en un 8% al 31 de diciembre de 2017, siendo dicho porcentaje elevado cada dos años; incluye beneficios fiscales (devolución anticipada de IVA, amortización acelerada en el impuesto a las ganancias, exenciones de derechos de importación, etc.) y la constitución del FODER («Fondo para el Desarrollo de Energía Renovables») destinado, entre otros objetivos, al otorgamiento de préstamos, aportes de capital, etc. que contribuyan a la financiación de tales proyectos. Luego a través de la Resolución N° 71/16 del MEyM de 2016, se dispuso el inicio del proceso de convocatoria abierta **Programa RenovAr Ronda 1** (29 proyectos, 97% eólicos y solares); en octubre de 2016 se emitió la Resolución MEyM N° 252/16, convocando al Programa RenovAr Ronda 1.5 (30 proyectos 100% eólicos y solares); en agosto de 2017 el MEyM emitió la Resolución N° 275/17, para abrir convocatoria Programa RenovAr Ronda 2 (88 proyectos 89% eólicos y solares; finalmente, en noviembre 2018, mediante la Resolución N° 100/18 de la Secretaría de Gobierno de Energía se lanzó la convocatoria abierta Programa RenovAr MiniRen Ronda 3 para proyectos de tamaño envergadura (entre 0,5 y 10 MW), que contemplan su conexión a la distribuidora correspondiente, previendo una instalación máxima de 400 MW, de los cuales 350 MW corresponderían a energía solar y eólica. También, a través de la Resolución MEyM 281/17 de agosto de 2017, se **reglamentó el**

³⁰ Debido al retraso en la incorporación de proyectos más importantes se recurrió a esta tecnología, modulable y de rápida instalación.

³¹ Las señales regulatorias se orientaron hacia esa tendencia. El 22 de marzo de 2016 la SEE a través de la Resolución N° 21/16 convocó a ofertar nueva capacidad de generación térmica con el compromiso de estar disponible en el MEM para el verano 2016/2017, el invierno 2017 y el verano 2017/2018. También en esa línea la Resolución N° 287/17, abrió la licitación para proyectos de cogeneración y cierre de ciclos combinados sobre equipamiento ya existente. Así logró incrementarse la capacidad en casi 2500 MW en un año.

³² Un parámetro relevante, que se verá más adelante, es la potencia efectiva o sea la que realmente puede ofrecer cada grupo. Otro aspecto relevante a tener en cuenta es el nivel real de disponibilidad de los equipos.

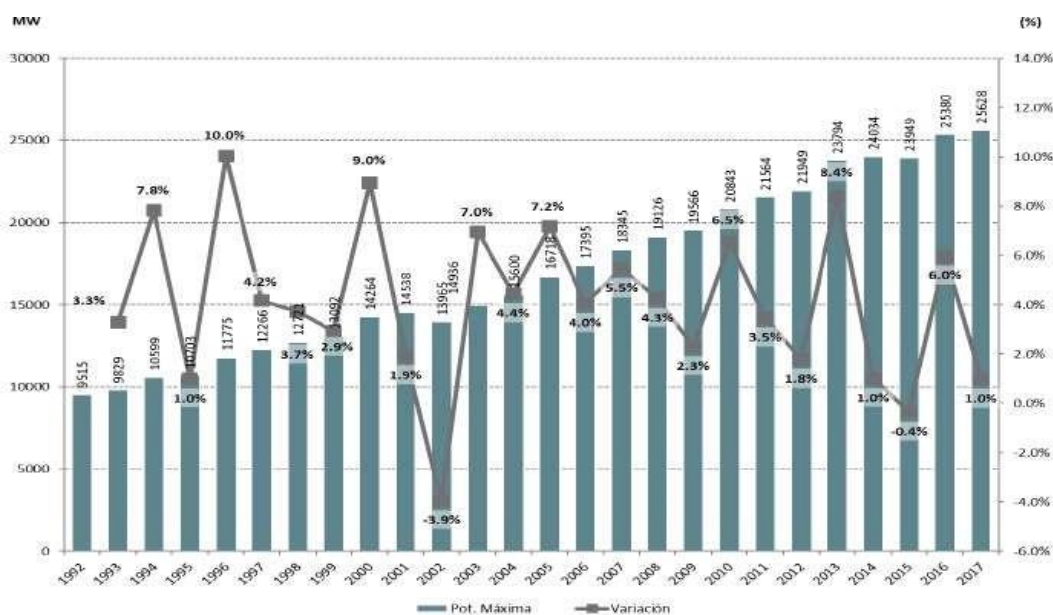


régimen del MAT ER estableciendo las condiciones para que los GU del MEM y los GUDI cumplan con su obligación de abastecimiento de su demanda a través de fuentes renovables mediante de la contratación individual en el MAT ER o por autogeneración de fuentes renovables. Se creó el RENPER (Registro de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Renovable) en el que se deben inscribir tales proyectos.

Generación Distribuida de Energías Renovables. En diciembre de 2017 se publicó la Ley N° 27.424 (reglamentada den diciembre de 2018) de interés **nacional** con destino al autoconsumo y a la inyección de eventuales excedentes de energía eléctrica a la red de distribución, que debe asegurar el libre acceso a la red de distribución, sin perjuicio de las facultades propias de las provincias. La ley también indica que todo proyecto de edificio público nacional deberá considerar la utilización de algún sistema, de este tipo de generación. **Por otro lado, la autoridad de aplicación efectuará un estudio de los edificios públicos nacionales existentes y propondrá la incorporación de un sistema de eficiencia energética, incluyendo capacidad de generación distribuida renovable. El objetivo es alcanzar la instalación de 1.000 MW en el plazo de 12 años**³³

En cuanto a la evolución de la demanda de potencia máxima total (MW), si bien creciente en valores absolutos, ha sido con tasas cada vez más pequeñas (%), según se observa en el gráfico siguiente. Dentro de esa tendencia, se observa que en 2013 y 2016, las tasas de crecimiento de potencia se disparan, estando ello en gran medida asociado a la cantidad de días (más de 45 en el año) que tuvieron esos años con temperaturas superiores a los 26 °C.

Gráfico 6. Evolución de la demanda máxima de potencia total (MW)



<https://ri.pampaenergia.com/nuestros-activos/electricidad/generacion/resumen/>

Fuente CAMMESA, Anuario 2017.

2.2. Producción de energía eléctrica en Argentina

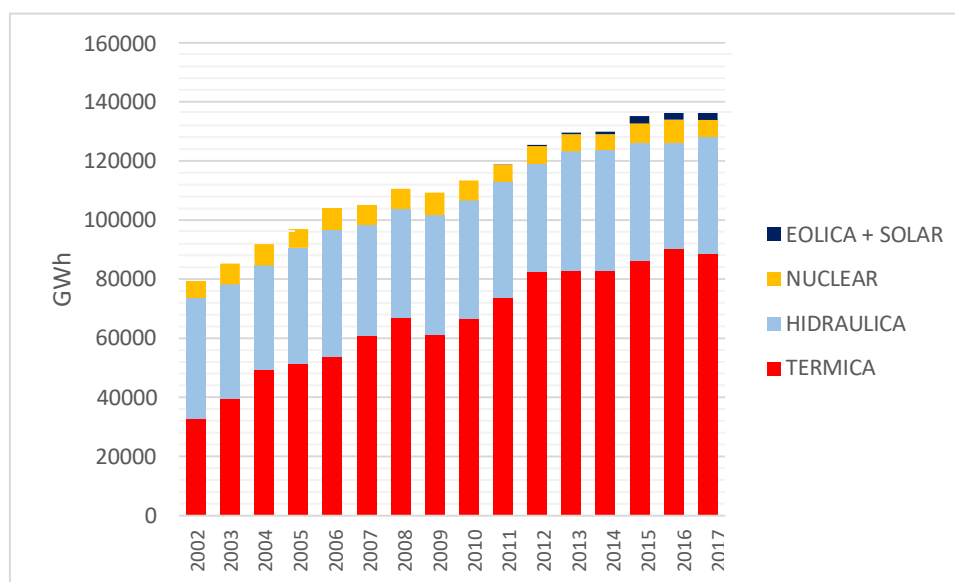
En el período 2007-2016 el parque eléctrico creció en generación térmica, principalmente con ciclos combinados que operan a partir de gas natural, pero también incorporó generación en base a gasoil. La capacidad hidráulica se mantuvo estable y, por ello, ha ido perdiendo participación relativa.

³³ Para la generación no convencional (eólica, solar fotovoltaico, biomasa, biogás de residuos sólidos urbanos), se establece un único valor de remuneración por su Energía Generada a un precio de US\$28/MWh cualquiera fuera la fuente. La energía generada por los generadores de fuente no convencional anterior a su habilitación comercial por el OED será equivalente al 50% de la remuneración antes descripta.



Durante los últimos años la demanda de energía eléctrica ha sido cubierta con unidades térmicas convencionales casi en un 68%, unidades hidráulicas promediando el 30% y el resto con unidades renovables. La tabla y gráfico, siguientes ilustran con mayor detalle, sobre la evolución de la generación eléctrica por tipo de tecnología.

Gráfico 7. Evolución de la Energía Generada por tipo de recurso (TWh)



Fuente: CAMMESA (BASE_INFORMES_MENSUALES).

En un período más largo, se observa que hasta 2002/2003 la demanda se podía cubrir en casi un 57% con la oferta de las hidroeléctricas y las nucleares. Luego, con la recuperación de la economía, se requirió de la mayor participación de las térmicas, con fuerte demanda de combustibles (GN y Líquidos).

Tabla 7. Evolución de la Energía Generada por tipo de recurso (TWh)

Tecnología (GWh)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
TERMICA	32642	39466	49399	51351	53928	61012	66877	61386	66465	73573	82495	82953	83048	86340	90099	88530
HIDRAULICA	41090	38717	35133	39213	42987	37290	36882	40318	40226	39339	36626	40330	40660	39840	36192	39584
NUCLEAR	5393	7029	7313	6374	7153	6721	6849	7589	6692	5892	5904	5732	5258	6519	7677	5716
EOLICA + SOLAR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16	356	462	849	2504	2632	2635
IMPORTACION	2210	1234	1441	1222	559	3459	1774	2040	2351	2412	423	342	1390	1655	1470	734
TOTAL GENERACION	81334	86442	93286	98160	104627	108482	112382	111333	115735	121232	125804	129820	131205	136857	138070	137199
Tecnología (%)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
TERMICA	40,1%	45,7%	53,0%	52,3%	51,5%	56,2%	59,5%	55,1%	57,4%	60,7%	65,6%	63,9%	63,3%	63,1%	65,3%	64,5%
HIDRAULICA	50,5%	44,8%	37,7%	39,9%	41,1%	34,4%	32,8%	36,2%	34,8%	32,4%	29,1%	31,1%	31,0%	29,1%	26,2%	28,9%
NUCLEAR	6,6%	8,1%	7,8%	6,5%	6,8%	6,2%	6,1%	6,8%	5,8%	4,9%	4,7%	4,4%	4,0%	4,8%	5,6%	4,2%
EOLICA + SOLAR											0,3%	0,4%	0,6%	1,8%	1,9%	1,9%
IMPORTACION	2,7%	1,4%	1,5%	1,2%	0,5%	3,2%	1,6%	1,8%	2,0%	2,0%	0,3%	0,3%	1,1%	1,2%	1,1%	0,5%
TOTAL GENERACION	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: CAMMESA (BASE_INFORMES_MENSUALES).

El cuadro siguiente detalla la generación aportada por tipo de energías renovables y su comparación con el total generado. Analizando porcentualmente la evolución del cubrimiento de la demanda, las renovables alcanzan el 6% de la producción de energía eléctrica en 2019, mientras que en 2017 sólo alcanzaba el 2%.



Tabla 8. Evolución de la Energía Renovable por tipo de recurso (GWh y %)

FUENTE DE ENERGÍA [GWh]	AÑO 2011	AÑO 2012	AÑO 2013	AÑO 2014	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	Total 2011 A 2017 GWh	Total MW Medios
Biodiesel	32	170	2	2	0	1	0	207	3
Biomasa	98	127	134	114	155	193	243	1,062	17
Eólica	16	348	447	613	593	547	616	3,180	52
Hidro Renovable	1,255	1,453	1,274	1,457	1,624	1,820	1,696	10,579	172
Solar	2	8	15	16	15	14	16	86	1
Biogas	0	36	108	103	84	58	64	452	7
Total GWh	1,403	2,142	1,981	2,304	2,470	2,633	2,635	15,567	254

DEMANDA ENERGÍA [GWh]	AÑO 2011	AÑO 2012	AÑO 2013	AÑO 2014	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	Total 2011 A 2017 GWh	Total MW Medios
Demanda MEM	116,507	121,227	125,239	126,467	132,110	133,111	132,436	887,096	14,455
Porcentaje de la Demanda NIEM cubierta con Generación Renovable	1.2%	1.8%	1.6%	1.8%	1.9%	2.0%	2.0%	1.8%	

Fuente: CAMMESA, Anuario 2017.

2.3. Factor de utilización

El Factor de utilización (Fu) del parque generador es un indicador que refleja el porcentaje de horas de utilización de un equipamiento con respecto a las 8760hs del año. Los equipos, según sus características técnicas (y económicas), no pueden funcionar todas las horas del año, precisan enfriamiento, mantenimiento, recursos para funcionar, etc. En el caso de las centrales de generación eléctrica cada tecnología tiene diferentes factores de planta típicos³⁴. Cuando esos factores típicos son muy superados por los reales ello puede estar indicando que el equipamiento analizado está siendo exigido o presionado para ser despachado por la falta de un equipo de reemplazo, o por la falta del recurso generador alternativo (agua, viento, combustible, etc.), entre otras razones. Si por el contrario el Fu real es muy bajo, respecto del típico, puede estar indicando que es un equipo de reserva, o que hay sobre oferta ante una caída de la demanda, o equipamiento redundante (y a la vez costoso para el sistema). Obviamente también **influyen los costos de combustible y de operación**.

Con el objetivo de evaluar ese indicador, se analiza para el sector eléctrico nacional, la evolución reciente de los factores de utilización de las diferentes tecnologías.

Dentro de las centrales térmicas los Ciclos combinados son los que más horas han generado, según se observa en la tabla siguiente. Cammessa indica que en 2017 la utilización del parque térmico fue algo superior a los últimos períodos, y agrega la siguiente situación: “El año hidrológico del conjunto de las principales cuencas, Comahue, Río Paraná y Río Uruguay, resultó algo dispar respecto a las medias históricas; mientras que los caudales de los ríos Paraná y Uruguay fue superior a los valores esperados (aunque menores al año 2016), la cuenca del Comahue fue menor a los caudales históricos pero superiores al año 2016, año donde en general presentó condiciones de año extra seco. Comenzando el año 2017 con caudales bajos, la generación hidráulica fue igual, o algo menor, al año 2016. Con mejores condiciones a mediados del año 2017, la generación hidroeléctrica evolucionó por arriba de los valores medios esperados”.

Según los valores obtenidos, ninguna de las tecnologías ha funcionado más horas que las asociadas a los factores de planta típicos, según se verá más adelante.

³⁴ Más adelante se analizan las características de las centrales de generación, entre las que se presentan los Fu típicos.



Tabla 9. Evolución del Factor de Utilización

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Hidráulica	41,5%	42,4%	38,4%	42,1%	42,3%	37,3%
Ciclos Combinados	63,4%	65,0%	66,6%	66,7%	64,7%	61,6%
Turbina a gas	34,3%	35,1%	38,2%	24,9%	22,1%	19,4%
Turbovapor	45,6%	44,3%	41,5%	29,5%	22,4%	13,6%
Nuclear	59,4%	42,4%	49,9%	37,2%	42,0%	51,6%
Motor Diesel	16,7%	19,0%	15,4%	16,0%	15,5%	13,1%
Eólica	37,4%	36,2%	33,4%	31,0%	21,5%	35,4%
Solar	22,5%	20,9%	20,4%	23,4%	6,5%	20,8%
Hidráulica Renovables	43,6%	42,1%	42,6%	39,0%	32,8%	33,5%
Total	47,1%	47,0%	45,9%	43,0%	40,7%	37,8%

Fuente: Elaboración propia, en base a CAMMESA.

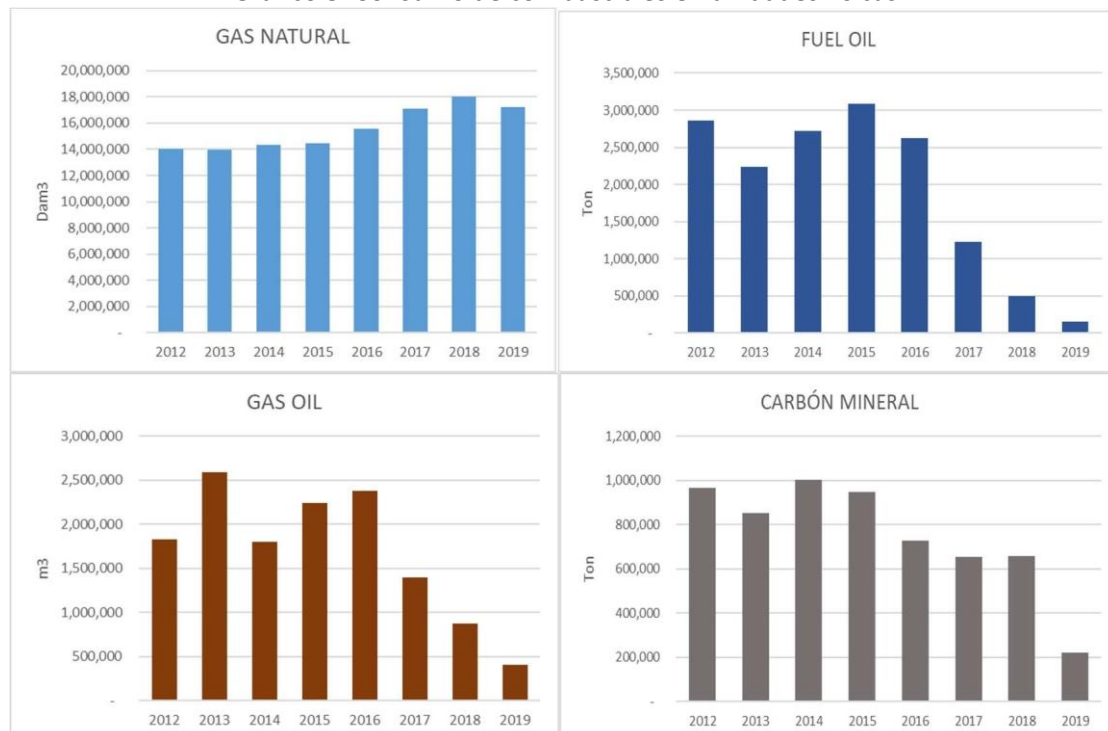
Se observa que el factor de utilización medio del sistema va decayendo a medida que baja el ritmo de crecimiento de la demanda total.

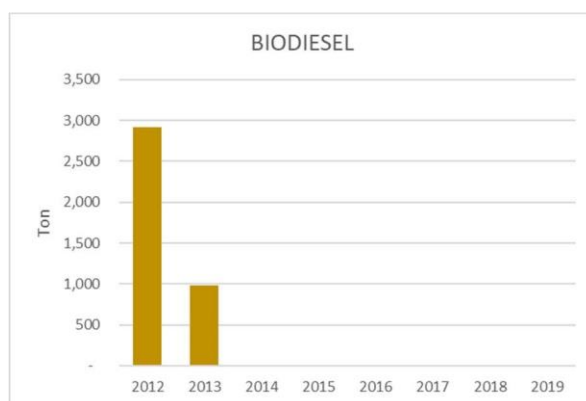
2.4. Evolución del Consumo de Combustibles

Los valores de consumos de combustible en las unidades de generación en Argentina son de carácter público y pueden relevarse en los informes anuales y mensuales que publica CAMMESA.

Graficando la evolución de los consumos en el pasado reciente, se pueden observar las siguientes tendencias.

Gráfico 8. Consumo de combustibles en unidades físicas





Fuente: Elaboración propia, en base a CAMMESA.

Puede observarse que, con la caída de la demanda con **excepción de los consumos de GN, todos los energéticos fósiles se han reducido, de manera bastante marcada.**

Tabla 10. Consumos de combustibles en generación eléctrica (unidades físicas)

Combustible	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Gas Natural [m dam 3]	6636.7	8165.1	9614.1	10053.3	11048.9	11980.5	13093.1	12601.4	11537.5	12674.2	14036.8	13952.1	14355.1	14418.4	15588.6	17119.0	18035.7
Fuel Oil [kT on]	39.4	105.5	828.9	1131.3	1549.4	1897.2	2347.2	1603.3	2261.8	2573.5	2859.7	2232.8	2717.3	3088.2	2650.6	1286.1	565.0
Gas Oil [m m 3]	14.9	17.5	91.9	66.4	143.8	766.2	842.7	976.7	1667.7	2019.3	1828.3	2593.2	1799.2	2239.7	2380.9	1397.1	875.0
Carbón [kT on]	61.5	71.4	351.6	618.3	590.7	589.4	803.4	795.7	873.9	999.0	966.6	851.3	1004.4	949.1	725.3	653.6	657.3
Biodiesel [kT on]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.9	39.3	1.1	0.4	0.0	0.2	0.0	0.0

Fuente: CAMMESA (BASE_INFORMES_MENSUALES).

A su vez, se observa la creciente participación del GN en todas las tecnologías. En particular se destacan los ciclos combinados (ver tablas y gráfico siguientes), y las TG.

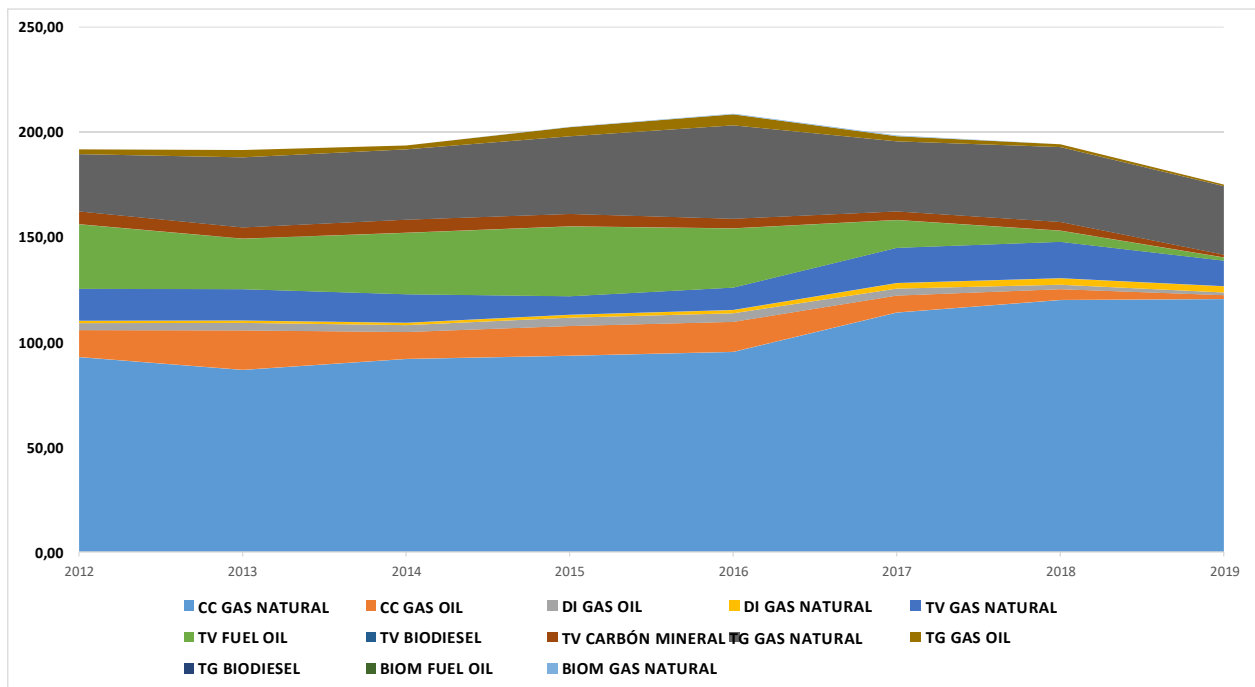
Tabla 11. Consumos de combustibles en generación eléctrica por tecnología y combustible (unidades físicas)

Tecnología	Combustible	unidades	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
CC	GAS NATURAL	dam3	9,514,154	8,886,367	9,420,846	9,575,941	9,760,017	11,678,006	12,294,135	12,329,863
CC	GAS OIL	m3	1,285,243	1,883,354	1,277,098	1,414,008	1,434,637	814,446	518,732	188,537
DI	GAS OIL	m3	324,432	357,060	335,212	405,304	422,111	338,563	215,681	135,809
DI	GAS NATURAL	dam3	111,114	114,771	120,041	136,248	141,990	263,209	312,465	292,923
TV	GAS NATURAL	dam3	1,572,693	1,538,618	1,385,497	904,795	1,097,965	1,716,344	1,774,197	1,252,047
TV	FUEL OIL	ton	2,851,216	2,232,623	2,717,285	3,088,936	2,624,496	1,231,443	494,764	149,982
TV	BIO DIESEL	ton	2,300	-	-	-	-	-	-	-
TV	CARBÓN MINERAL	ton	966,583	851,285	1,004,377	949,101	727,846	653,617	657,317	221,842
TG	GAS NATURAL	dam3	2,809,511	3,412,745	3,428,944	3,800,987	4,556,119	3,425,129	3,652,650	3,331,735
TG	GAS OIL	m3	218,297	352,897	186,956	419,230	524,115	243,113	139,867	78,942
TG	BIO DIESEL	ton	622	984	-	-	-	-	-	-
BIOM	FUEL OIL	ton	8,518	-	-	-	-	-	-	-
BIOM	GAS NATURAL	dam3	-	-	-	19,583	32,603	34,932	6,549	-

Fuente: CAMMESA (BASE_INFORMES_MENSUALES).



Gráfico 9. Evolución de los Consumos de Combustibles para generar electricidad en TWh



Fuente: Elaboración propia, en base a CAMMESA.

Se observa una disminución global de los consumos a partir de 2016, motivada por varias causas (estancamiento de la demanda eléctrica, buen aporte hidráulico en los embalses, ingreso de generación renovable, entre otras cosas).

Sin embargo en particular, para el año 2017, CAMMESA indica que como las temperaturas en general estuvieron por encima de lo esperado, en especial en los meses de invierno, la mayor disponibilidad de gas natural hizo que el consumo se ubique arriba de los valores medios previstos, cerrando el año con un consumo mayor al 2016. Debido a la mayor disponibilidad, el consumo medio diario de gas destinado a generación en 2017 fue de 46.9 Mm³/d, (42.6 Mm³/d en 2016). En consecuencia, los consumos de los combustibles alternativos (FO, DO y Carbón), bajaron.

2.5. Evolución de la transmisión

En cuanto a la evolución del sistema de transporte se puede observar en la tabla siguiente que las regiones con más crecimiento han sido el NEA y el NOA, debidas a la incorporación de líneas de refuerzo, ello ha generado beneficios al sistema, otorgándole cierta estabilidad y seguridad de suministro. No se observan similares refuerzos en las líneas de Alta Tensión, cuyas ampliaciones se han visto postergadas desde 2015.



Tabla 12. Evolución de los km de líneas de Alta Tensión y Distribución troncal

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alta Tensión	10,024	10,024	11,532	11,853	12,299	13,762	13,762	14,326	14,392	14,756	14,756	14,756	14,756
Distribución Troncal	15,846	16,326	16,723	17,080	17,204	17,212	17,497	17,893	19,061	19,532	19,550	19,723	20,163
- Región Cuyo	1,245	1,245	1,245	1,245	1,245	1,252	1,252	1,252	1,266	1,267	1,267	1,277	1,314
- Región Comahue	929	1,213	1,213	1,213	1,215	1,215	1,215	1,215	1,369	1,367	1,368	1,368	1,368
- Región Buenos Aires	6,005	6,044	6,107	6,108	6,110	6,110	6,158	6,158	6,158	6,158	6,158	6,172	6,455
- Región NEA	1,402	1,449	1,449	1,449	1,460	1,460	1,460	1,538	1,915	2,187	2,202	2,202	2,284
- Región NOA	3,561	3,565	3,847	4,076	4,184	4,184	4,422	4,426	4,908	5,050	5,052	5,201	5,211
- Región PATAGONIA	2,704	2,837	2,862	2,990	2,990	2,990	2,990	3,304	3,445	3,504	3,504	3,504	3,531

Se incorpora el Área Patagonia al MEM desde 2008 ->

Fuente: Elaboración propia, en base a CAMMESA.

CAMMESA indica que en 2017 no se verificaron ampliaciones significativas de líneas del sistema de transmisión en Alta Tensión. La capacidad de transformación de 500 kV a 345/132 kV se amplió en alrededor de 900 MW con el ingreso al servicio de nuevos transformadores en Cobos y Nueva San Juan (San Juan).

2.6. Evolución de la distribución eléctrica

A continuación, se presenta la evolución reciente de la facturación, y algunos datos representativos del 2017.

En la tabla siguiente se presenta la evolución de la facturación desagregada por tipo de usuario. Se observa que en los últimos años, crecieron las participaciones, residencial y la comercial (en total un 3.2%), mientras que la industria retrocedió en un porcentaje similar.

Tabla 13. Facturación de energía eléctrica por tipo de usuario final. Total país (GWh)

Usuario final	2013	2014	2015	2016	2017e	2018e
Total facturado	109408,7	111844,9	116365,8	115162,1	113791,2	114701,6
Residencial	38821,1	40386,6	42079,1	43391,4	42870,7	43213,7
Comercial	18853,9	19494,2	20442,5	20976,6	20726,1	20891,9
Industrial	38141,1	38024,7	39472,7	36848,8	36416,5	36707,9
Obras sanitarias	1217,5	1230,0	1254,7	1286,0	1270,5	1280,7
Alumbrado público	3932,8	4036,3	4163,5	4211,4	4160,8	4194,1
Tracción eléctrica	594,5	563,9	565,8	546,4	539,8	544,1
Riego agrícola	1130,5	1049,4	968,0	919,5	908,4	915,7
Oficial	3843,9	4003,7	4209,4	4403,3	4350,5	4385,3
Otros (1)	1688,6	1831,3	1936,3	1322,0	1306,2	1316,6
Electrificación rural	1184,8	1224,7	1273,6	1256,7	1241,6	1251,5

Fuente: Elaboración propia, en base a INDEC. Ministerio de Energía. Secretaría de Coordinación de Planeamiento Energético. Dirección Nacional de Información Energética.

(1) Incluye suministro gratuito y consumo propio de oficinas de las distribuidoras por haber inconvenientes en la asignación de los consumos en algunas provincias. Incluye también otros suministros excepto residencial y alumbrado público.

Nota: la Dirección de Estadísticas Energéticas informó que se modificaron los datos de 2017, debido a que se realizó un cambio en la metodología utilizada para estimar esta información.

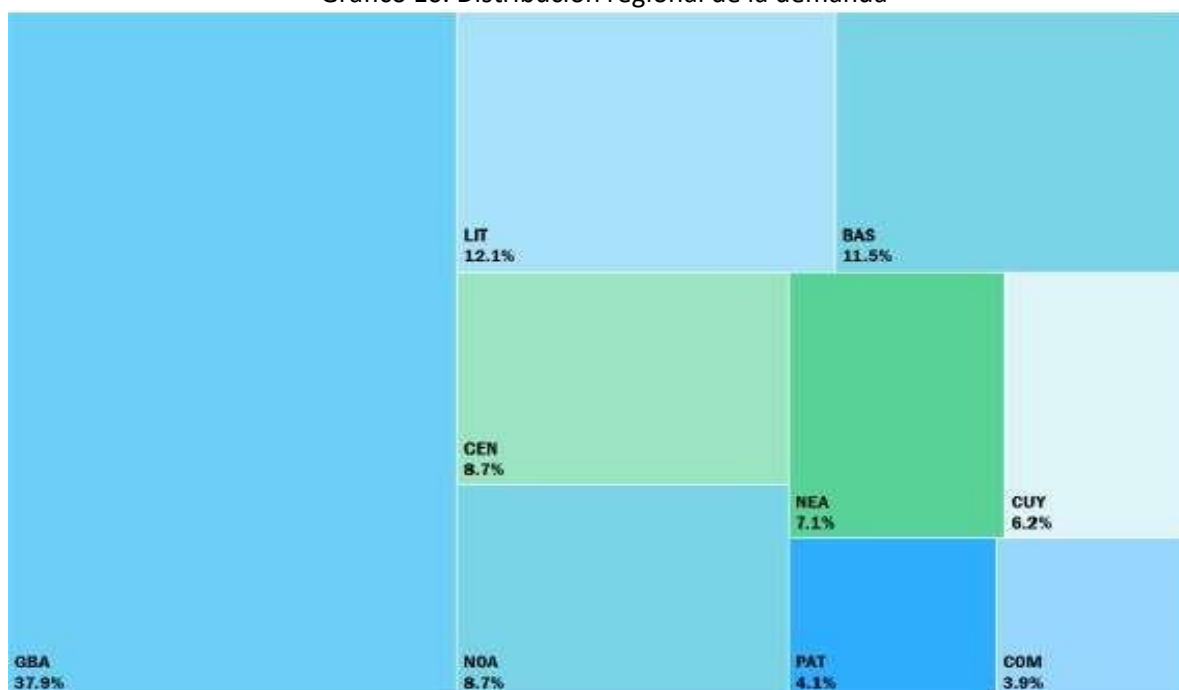


Como se adelantara, un aspecto relevante, a considerar es la **influencia de las temperaturas en la demanda eléctrica**. En 2017, según informó CAMMESA, “gran parte del comportamiento de la demanda residencial está ligado al comportamiento de la temperatura. El año 2017 fue un año cálido, con temperaturas en general arriba de la media esperada para cada periodo. Centrándose en los meses de invierno, con temperaturas medias superiores a la esperado y sin presentase días extremos, termino influenciando en menor o mayor medida en la caída de la demanda. En los meses de verano se observaron días extremos que provocan un aumento importante de la demanda, alcanzándose el record, de potencia en febrero. Si se analiza la cantidad de días donde se presentaron temperaturas extremas que llevan a un aumento importante de la demanda, el año 2017 es el año con menor cantidad de días en el período invernal entre los años que se tiene de historia, y es uno de los años con mayor cantidad de días con temperaturas elevadas, comparado con el perfil histórico de temperaturas medias en el período estival. La demanda pudo ser abastecida sin mayores dificultades a lo largo del año, no obstante, en algunas oportunidades debido a las altas exigencias debió requerirse la importación de países vecinos y el despacho de la totalidad del parque con una operación ajustada”.

Es muy importante considerar aquí, desde el punto de vista de la demanda, la disponibilidad de equipos de refrigeración eficientes y económicamente accesibles en el mercado de electrodomésticos. El etiquetado de viviendas y edificaciones, también aportaría importantes ahorros de energía al sistema.

En cuanto a la distribución regional de la demanda, CAMMESA presenta el siguiente gráfico

Gráfico 10. Distribución regional de la demanda

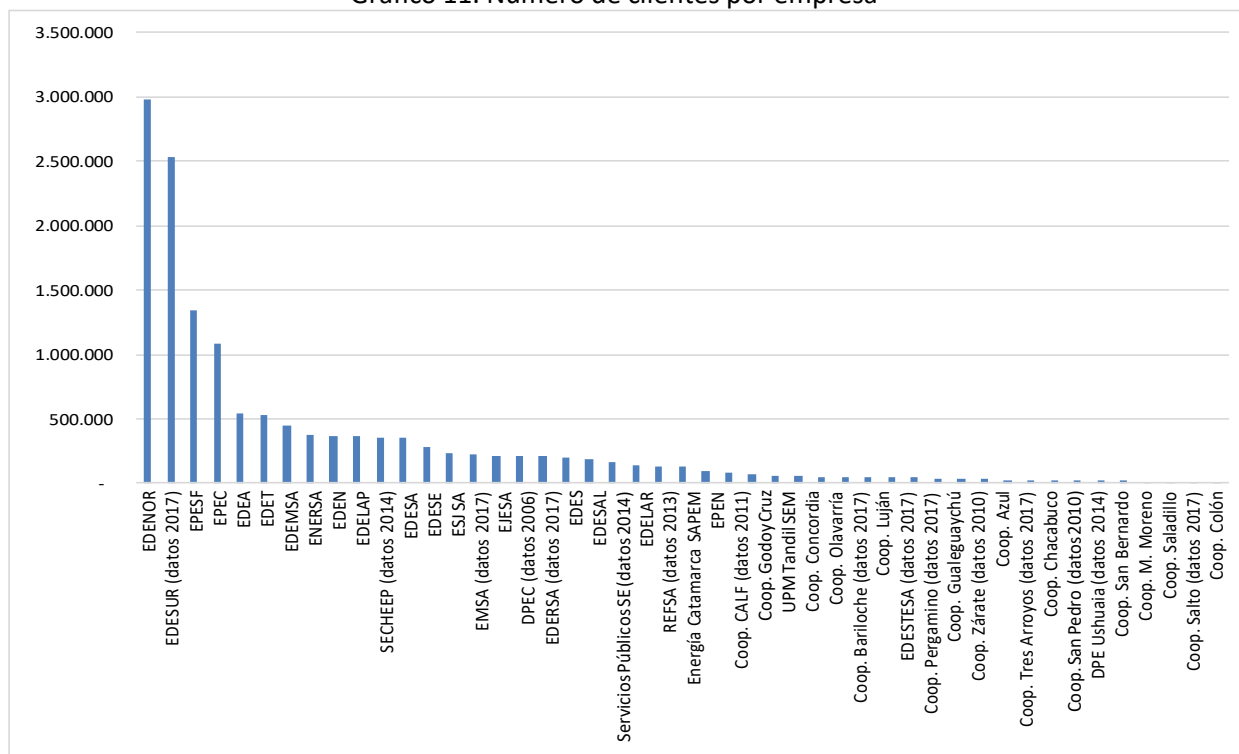


Fuente: CAMMESA, Anuario 2017.

En cuanto al número de clientes, el gráfico siguiente presenta ordenados de mayor a menor el número de clientes de cada distribuidor. Se observa que las cuatro empresas EDENOR y EDESUR (CABA y GBA), EPE de Santa Fe (Lit) y EPEC (Centro), presentan los valores mayores, confirmando la distribución regional antes presentada.



Gráfico 11. Número de clientes por empresa



Fuente: ADEERA, Estadística 2017.

En el capítulo de Eficiencia, se va a profundizar sobre los niveles de energía vendida por empresa distribuidora, y sobre los porcentajes de pérdidas totales³⁵ de cada empresa distribuidoras.

2.7. Balance Energético del Mercado Mayorista

Finalmente, la tabla siguiente resume la evolución del Balance Energético del Mercado Mayorista. En la primera parte, se observan las componentes de la demanda de energía (que en 2017 alcanza los 137200 GWh) compuesta por los agentes del MEM (sector residencial, consumos intermedios y Gran Demanda) + la demanda de bombeo, sumadas a las exportaciones y las pérdidas totales. En la segunda parte se observa el total de la oferta eléctrica constituida por la generación local más las importaciones.

Tabla 14. Evolución del Balance Energético del Mercado Mayorista (GWh)

GWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Agentes MEM	92,387	97,593	102,960	105,935	104,605	110,775	116,507	121,192	125,220	126,421	132,100	132,970	132,436
Exportación	1,362	2,100	578	1,618	1,292	359	265	280	0	6	55	329	69
Bombeo	432	348	571	537	714	554	566	723	500	485	578	465	401
Pérdidas y Consumos	3,979	4,586	4,373	4,293	4,722	4,046	-117,338	-122,194	4,099	4,293	4,136	4,306	4,294
TOTAL DEMAN	98,160	104,627	108,482	112,382	111,333	115,735	0	125,804	129,820	131,205	136,870	138,070	137,200
GWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Térmica	51,351	53,928	61,012	66,877	61,386	66,465	73,573	82,495	82,953	83,265	86,625	90,349	88,838
Hidráulica	39,213	42,987	37,290	36,892	40,318	40,226	39,339	36,626	40,330	40,663	41,464	38,012	41,280
Nuclear	6,374	7,153	6,721	6,849	7,589	6,692	5,892	5,904	5,732	5,258	6,519	7,677	5,716
Eólica+Solar	0	0	0	0	0	0	16	356	462	629	608	561	632
Importación	1,222	559	3,459	1,774	2,040	2,351	2,412	423	342	1,390	1,655	1,470	734
TOTAL OFERTA	98,160	104,627	108,482	112,382	111,333	115,735	121,232	125,804	129,820	131,205	136,870	138,070	137,200

Fuente: CAMMESA, Anuario 2017.

³⁵ La Relación de Pérdidas Totales [%], es la suma de energía de pérdidas Técnicas y No Técnicas, referidas al total de Energía Operada. Las pérdidas se determinan como un porcentaje de la Energía cobrada/ energía facturada (%).



Si la energía facturada a Agentes del MEM en 2017 asciende a 132436 GWh, las pérdidas totales representan el 10% del total ofertado de 137200 GWh.

3. Eficiencia energética en el sector eléctrico

3.1. Eficiencia en la generación

Desde el punto de vista de la oferta eléctrica el análisis de su eficiencia, está en gran medida representado por los consumos específicos (CE) de kcal por unidad generada, así como por los consumos internos, necesarios para su funcionamiento.

Ante la necesidad de evaluar rendimientos reales en los sistemas de generación, es menester recurrir a los consumos reales ocurridos por tecnología (CCs, TBs, TGs, etc.) y compararlos con los niveles de producción relativos.

Para analizar de manera comparativa la incidencia de cada combustible en la matriz eléctrica es posible convertir los consumos de estos combustibles en unidades equivalentes, por ejemplo, convertirlas en Kcal o en TWh, mediante las siguientes variables de conversión.

Tabla 15. Poderes Caloríficos de los Combustibles

Combustible	Poder calorífico		Peso específico	
Gas Natural [mdam ³]	8400	Kcal/dam ³		
Fuel Oil [kTon]	9800	Kcal/Kg	945	kg/m ³
Gas Oil [mm ³]	8580	Kcal/Kg	825	kg/m ³
Carbón [kTon]	5400	Kcal/Kg		
Biodiesel [kTon]	9500	Kcal/Kg	875	kg/m ³

Fuente: Programación Estacional CAMMESA.

En este apartado, se presentan algunos valores que indican los niveles de eficiencia con los que trabaja el equipamiento de generación eléctrica nacional.

3.1.1. Consumos Específicos térmicos y totales

En el análisis termodinámico de ciclos y plantas de potencia, la eficiencia térmica y la potencia de salida son de primera importancia. La **eficiencia térmica es la relación entre la energía producida por la unidad térmica y la energía consumida para producirla**³⁶. Para la determinación de la eficiencia energética de una planta de potencia, deben tomarse en cuenta todos los **auxiliares de la central, las turbinas, las bombas, la fricción, la transferencia de calor, el estrangulamiento**, etc. Así como las **diferencias entre la operación a carga completa y a carga parcial**.

En la repotenciación de una central existente, se toma a la eficiencia como una medida de la economía de la planta de potencia debido a que afecta el capital, combustible y costos de operación. Se puede considerar adicionalmente otro parámetro que refleja más fácilmente la economía del combustible. El consumo específico, o Heat Rate (HR), está definido como la **cantidad de calor adicionado por lo regular en kJ, Kcal o BTU para producir una unidad de trabajo, normalmente en kilowatts hora (kWh)**. El HR, tiene por lo tanto las unidades de kcal/kWh o BTU/kWh. El HR es inversamente proporcional a la eficiencia, de aquí que entre menor sea su valor es mejor.

³⁶ Para más detalle, ver Anexo 3 de Máquinas térmicas.



A continuación, se muestra en la siguiente tabla, entre otros parámetros, los valores típicos para la eficiencia y el régimen térmico de centrales con diferente tecnología. También se presentan los factores de planta típicos, que, según pudo verse, se encuentran por encima de los factores de utilización observados en la evolución reciente de las centrales térmicas nacionales.

También se presentan las capacidades brutas y netas, o sea, con o sin considerar los consumos propios, necesarios para su funcionamiento.

Tabla 16. Principales parámetros de centrales térmicas

Central	Número de unidades (1)	Capacidad por unidad (MW)		Eficiencia (%)		Régimen térmico (kcal/kWh)		Vida útil (años)	Factor de planta pu	Usos propios (%)
		Bruta	Neta	Bruta	Neta	Bruto	Neto			
Termoeléctrica convencional	2	350	337.3	39.56	38.13	2174.95	2256.93	30	0.65	3.6
	2	160	153.76	36.39	34.47	2364.25	2460.33	30	0.65	3.9
	2	84	80.61	32.45	31.14	2651.77	2763.39	30	0.65	4
(2) Turbogás aeroderivada gas	1	41.59	41.04	36.69	36.21	2345.13	2376.44	30	0.125	1.3
(2) Turbogás aeroderivada gas	1	102.79	100.9	39.25	38.53	2191.92	2233.03	30	0.125	1.8
(2) Turbogás industrial gas	1	84.77	83.76	29.45	29.1	2921.13	2956.50	30	0.125	1.2
(2) Turbogás industrial gas	1F	186.61	184.52	33.49	33.11	2569.31	2598.47	30	0.125	1.1
	1G	258.44	255.49	34.89	34.49	2465.82	2494.27	30	0.125	1.1
(2) Turbogás aeroderivada diesel	1	39.15	38.52	37.16	36.56	2315.73	2353.49	30	0.125	1.6
(2) Ciclo combinado gas	1Fx1	283.36	277.06	50.58	49.45	1701.24	1739.96	30	0.8	2.2
	2Fx1	569.73	556.59	50.94	49.76	1689.06	1728.97	30	0.8	2.3
	3Fx1	853.32	834.22	50.89	49.75	1690.97	1729.69	30	0.8	2.2
	1Gx1	372.02	364.57	51.22	50.2	1679.73	1714.15	30	0.8	2
	2Gx1	753.82	738.28	51.53	50.47	1669.70	1704.83	30	0.8	2.1
(3) Combustión interna	1	42.2	40.53	44.25	42.5	1944.55	2024.38	25	0.65	3.9
	2	18.4	17.05	43.73	40.52	1967.50	2123.33	20	0.65	7.3
	3	3.6	3.27	37.81	34.38	2275.58	2502.87	20	0.65	9.1
Carboeléctrica	2	350	324.79	37.87	35.15	2271.75	2448.14	30	0.8	7.2
Carboeléctrica supercrítica s/desulfurador.	1	700	625.56	43.09	38.5	1997.13	2234.71	30	0.8	10.6
Carboeléctrica supercrítica c/desulfurador	1	700	625.56	43.08	38.5	1997.13	2277.73	30	0.8	10.6
Nuclear (ABWR)	1	1400	1351	34.92	33.7	2463.91	2553.30	60	0.9	3.5
Geotermoeléctrica	4	26.95	24.97	19.02	17.62	4523.67	4882.18	30	0.85	7.3

1) Número de unidades por cada central o número de turbinas de gas y modelo de estas (F o G) por cada turbina de vapor (1x1, 2x1 o 3x1)

2) Potencia y eficiencia en condiciones ISO: Temperatura ambiente de 15 grados centígrados, humedad relativa del 60% y presión atmosférica al nivel del mar.

3) Potencia y eficiencia en condiciones ISO 15550:2002; ISO 3046-1:2002: Temperatura ambiente de 25°C, humedad relativa del 30% y presión barométrica de 1.0bar.

Fuente: COPAR (2011)

Fuente: Elaboración propia, en base a Informe de la tecnología de generación de referencia, 2017. Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), México.

Obviamente hay una gran diferencia en la eficiencia de operación para varias unidades debido al tipo de **tecnología, tamaño, costos de combustible y operación** y muchas otras consideraciones tangibles e intangibles, tales como las **regulaciones locales, políticas nacionales, requerimientos futuros, variaciones estacionales ambientales**, etc.

Las condiciones ambientales también influyen en la eficiencia, agua y aire ambiente más fríos nos conducen a tener eficiencias más altas. Adicionalmente alturas mayores tienen presiones ambientales más bajas lo cual afecta la compresión y la expansión. Por ejemplo, las turbinas de gas producen



potencia menor a elevaciones por encima del nivel del mar. La pérdida de potencia de salida es una función de la pérdida en presión ambiental. Menor altitud conduce a eficiencias mayores.

Comparando los valores medios de la tabla anterior con los valores típicos en Argentina, se obtiene:

Tabla 17. Consumos específicos. Valores medios

Tecnología	CEM Bruto		Dif
	Media	ARG	
	kcal/KWh	kcal/KWh	
Termoeléctrica convencional	2413.4	2700	12%
Turbogás aeroderivada gas	2268.5	2378	5%
Turbogás industrial gas	2618.4	2845	9%
Ciclo combinado gas	1685.5	1713	2%
Combustión interna	2110.1	2211	5%
Carboeléctrica	2134.4	2715	27%
Nuclear	2463.9	2895	17%

Fuente: Elaboración propia, en base a CAMMESA.

Se observa que los mayores apartamientos se producen en las unidades de mayor antigüedad (TVs convencionales y carboneras).

En Argentina las unidades generadoras deben presentar sus valores de rendimiento, expresados como Consumos Específicos Medios en kcal/kwh. Dichos valores son publicados periódicamente en las programaciones estacionales. La tabla siguiente ilustra sobre parámetros de los grupos que componen las centrales Puerto y Costanera.

Tabla 18. Principales parámetros de algunas centrales térmicas relevantes

Agente	Region	Grupo	Potencia Efectiva	Potencia Máxima	Potencia Mínima	Comb.	Cons. Esp. Medio Histórico	S.Aux	Cons. Esp. Medio Bruto Real por Comb.	Cons. Esp. Medio Neto Real por Comb.
CPUERTO	GBA	CEPUCC11	399	399	235	BC	1574	2.25	1765	1806
CPUERTO	GBA	CEPUCC11	399	399	235	GN	1574	2.25	1574	1611
CPUERTO	GBA	CEPUCC11	399	399	235	GO	1574	2.25	1710	1749
CPUERTO	GBA	CEPUCC12	399	399	235	BC	1574	2.25	1765	1806
CPUERTO	GBA	CEPUCC12	399	399	235	GN	1574	2.25	1574	1611
CPUERTO	GBA	CEPUCC12	399	399	235	GO	1574	2.25	1710	1749
CPUERTO	GBA	CEPUTG11	258	258	140	GO	2435	0.31	2576	2584
CPUERTO	GBA	CEPUTG11	258	258	140	BC	2435	0.31	2402	2409
CPUERTO	GBA	CEPUTG11	258	258	140	GN	2435	0.31	2435	2443
CPUERTO	GBA	CEPUTG12	258	258	140	GO	2435	0.31	2576	2584
CPUERTO	GBA	CEPUTG12	258	258	140	GN	2435	0.31	2435	2443
CPUERTO	GBA	CEPUTG12	258	258	140	BC	2435	0.31	2402	2409
CCOSTANG	GBA	COSTCC08	425.5	425.5	240	GO	1615	2.36	1679	1720
CCOSTANG	GBA	COSTCC08	425.5	425.5	240	GN	1615	2.36	1615	1654
CCOSTANG	GBA	COSTCC09	425.5	425.5	240	GO	1615	2.36	1679	1720
CCOSTANG	GBA	COSTCC09	425.5	425.5	240	GN	1615	2.36	1615	1654
CCOSTANG	GBA	COSTTG08	264.4	264.4	125	GN	2460	2.23	2460	2516
CCOSTANG	GBA	COSTTG08	264.4	264.4	125	GO	2460	2.23	2552	2610
CCOSTANG	GBA	COSTTG09	264.4	264.4	125	GN	2460	2.23	2460	2516
CCOSTANG	GBA	COSTTG09	264.4	264.4	125	GO	2460	2.23	2552	2610
CCOSTANG	GBA	COSTTV01	123	123	55	FO	3088	5.35	2570	2715
CCOSTANG	GBA	COSTTV01	123	123	55	GN	3088	5.35	3088	3263
.....
.....
.....

Fuente: Elaboración propia, en base a CAMMESA.

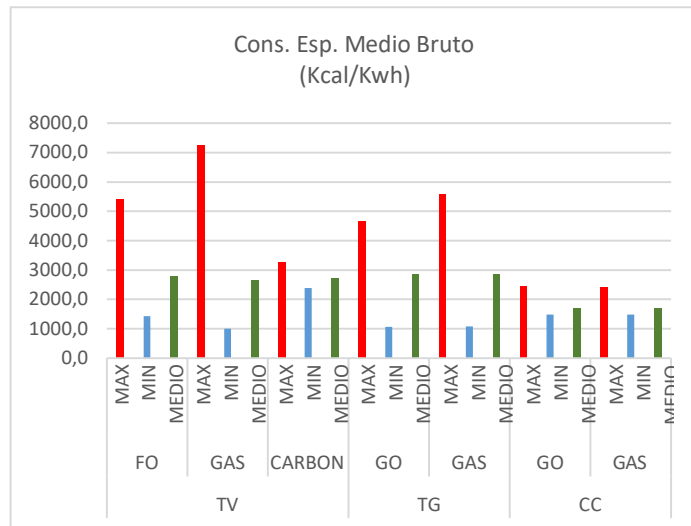


Adicionalmente se muestran los valores de potencia efectiva, máxima y mínima, tipo de combustible que consume y consumos de servicios auxiliares. **La potencia efectiva es relevante debido a que es la que realmente está en condiciones de ofrecer al sistema.**

Analizando la totalidad de las unidades térmicas en la base de datos del sistema argentino, se toman los **valores extremos y medios para cada tecnología de generación y se conforma la siguiente tabla.**

Tabla 19. Consumos específicos máximos, medios, y mínimos brutos por tecnología y combustible

Tipo	Comb	valor	C.E.Medio Bruto	
TV	FO	MAX	5400.0	
		MIN	1428.0	
		MEDIO	2794.1	
	GAS	MAX	7237.0	
		MIN	1002.0	
		MEDIO	2660.9	
	CARBON	MAX	3280.0	
		MIN	2388.0	
		MEDIO	2715.8	
TG	GO	MAX	4656.0	
		MIN	1071.0	
		MEDIO	2842.3	
	GAS	MAX	5559.0	
		MIN	1076.0	
		MEDIO	2845.9	
	CC	GO	MAX	2443.0
			MIN	1485.0
			MEDIO	1713.3
GAS		MAX	2407.0	
		MIN	1485.0	
		MEDIO	1720.0	



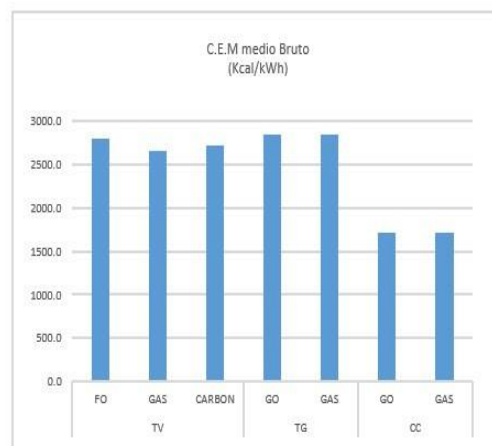
Fuente: Elaboración propia, en base a CAMMESA.

Se puede observar que los **máximos valores (eficiencias menores) se corresponden con las unidades TV (que coinciden con las unidades más antiguas del sistema).** También se verifica que las unidades con **menores valores (eficiencias mayores) son las unidades que conforman ciclos combinados** (confirmando lo expresado en la descripción de las unidades).

Si bien se han analizado los valores máximos, las TVs se ven como las de menor rendimiento. Al analizar los valores medios de las tecnologías del parque térmico, se constata que los **valores correspondientes a TVs y TGs se asemejan, y que los Ciclos combinados se diferencian de este grupo con eficiencias mejores.**

Tabla 20. Consumos específicos medios por tecnología y combustible

Tipo	Comb	C.E.Medio Bruto
TV	FO	2794.1
	GAS	2660.9
	CARBON	2715.8
TG	GO	2842.3
	GAS	2845.9
CC	GO	1713.3
	GAS	1720.0



Fuente: Elaboración propia, en base a CAMMESA.



La evolución reciente de los consumos específicos por tecnología se observa en la tabla siguiente:

Tabla 21. Evolución de consumos de combustibles, generación, y rendimientos

Consumo									
Tecnología	unidades	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
CC	kcal	9.09.E+13	9.08.E+13	9.01.E+13	9.26.E+13	9.43.E+13	1.05.E+14	1.08.E+14	1.05.E+14
TV	kcal	4.49.E+13	3.82.E+13	4.22.E+13	4.13.E+13	3.75.E+13	2.94.E+13	2.30.E+13	1.31.E+13
TG	kcal	2.55.E+13	3.17.E+13	3.04.E+13	3.55.E+13	4.28.E+13	3.09.E+13	3.19.E+13	2.87.E+13
DI	kcal	3.72.E+12	4.03.E+12	3.88.E+12	4.62.E+12	4.81.E+12	5.12.E+12	4.48.E+12	3.63.E+12
Total	kcal	1.65.E+14	1.65.E+14	1.67.E+14	1.74.E+14	1.79.E+14	1.70.E+14	1.67.E+14	1.51.E+14

Producción									
Tecnología	unidades	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
CC	kWh	5.18.E+07	5.17.E+07	5.11.E+07	5.26.E+07	5.38.E+07	6.10.E+07	6.25.E+07	6.06.E+07
TV	kWh	1.84.E+07	1.61.E+07	1.78.E+07	1.72.E+07	1.62.E+07	1.15.E+07	8.73.E+06	5.07.E+06
TG	kWh	1.04.E+07	1.29.E+07	1.21.E+07	1.41.E+07	1.76.E+07	1.31.E+07	1.40.E+07	1.25.E+07
DI	kWh	1.82.E+06	2.09.E+06	2.07.E+06	2.35.E+06	2.48.E+06	2.79.E+06	2.46.E+06	1.89.E+06
Total	kWh	8.25.E+07	8.27.E+07	8.30.E+07	8.63.E+07	9.01.E+07	8.85.E+07	8.77.E+07	8.01.E+07

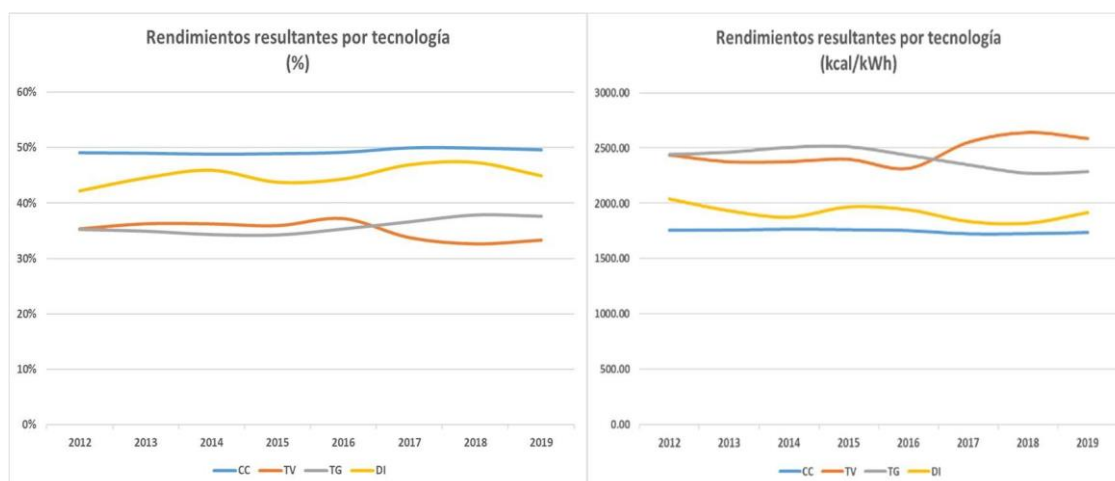
Rendimiento									
Tecnología	unidades	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
CC	kcal/kWh	1754.43	1757.69	1764.21	1760.68	1751.66	1722.00	1723.56	1734.78
TV	kcal/kWh	2436.08	2374.45	2376.07	2397.13	2314.93	2550.88	2639.44	2585.58
TG	kcal/kWh	2440.75	2461.76	2505.44	2511.14	2433.53	2347.90	2271.01	2285.05
DI	kcal/kWh	2040.10	1931.66	1873.37	1966.41	1940.55	1833.72	1817.98	1915.81
Total	kcal/kWh	1999.68	1991.66	2006.19	2016.42	1991.11	1926.32	1904.93	1879.00

Fuente: Elaboración propia, en base a CAMESA.

Puede observarse que mientras la producción y consumo de los Ciclos Combinados crece hacia el final del período, los valores de las TV disminuyen en mayor proporción.

En cuanto a rendimientos, se observa que los valores se mantienen dentro de un rango acotado, es decir que no se evidencian cambios tecnológicos que produzcan mejoras en los rendimientos de las unidades térmicas.

Gráfico 12. Rendimientos Energías consumidas vs producidas



NOTA: se aclara que en estos rendimientos están representados no solamente el rendimiento térmico, sino además los consumos internos de las unidades generadoras, razón por la cual, por ejemplo, las unidades motogeneradoras se presentan con elevados valores de rendimiento dado que prácticamente puede suponerse que no poseen consumos internos (o son despreciables).

Fuente: Elaboración propia, en base a CAMESA.



Una buena manera de analizar la totalidad del parque térmico en lo que a rendimientos se refiere es **verificar cada curva ordenada de los valores para el total del parque por cada tecnología.**

Unidades de Ciclo Combinado

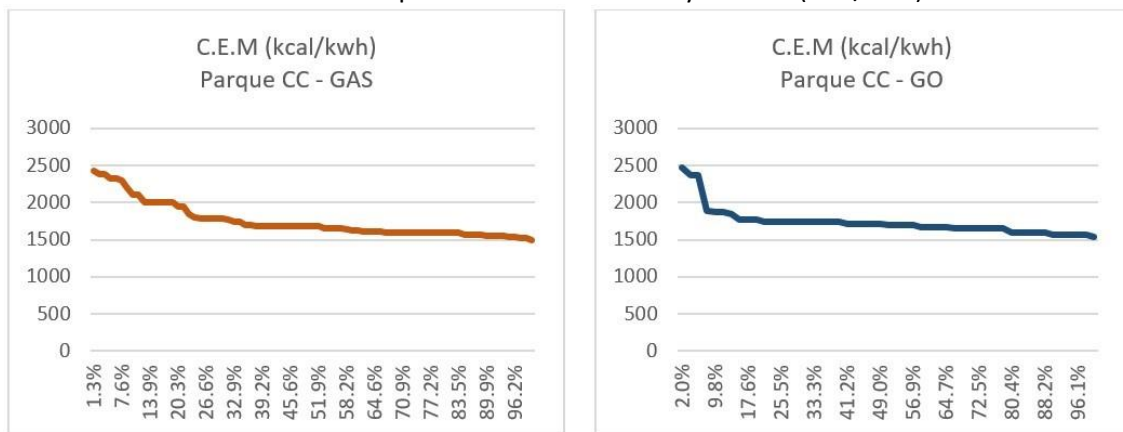
– consumiendo GAS natural

Se observa que el 85% del parque de ciclos combinados consumiendo Gas Natural posee un consumo específico medio entre 1500 y 2000 kcal/Kwh y el 15% entre 2000 y 2500 kcal/kWh.

– consumiendo GAS Oil

Se observa que los CEM de los Ciclos combinados consumiendo Gas Oil son equivalentes a los que se corresponden con el consumo de Gas natural.

Gráfico 13. Consumos específicos de CC con Gas y con GO (kcal/kwh)



Fuente: Elaboración propia, en base a CAMMESA.

Unidades Turbovapor

– consumiendo GAS natural

Se observa que el 80% del parque de TVs consumiendo Gas Natural, posee un consumo específico medio entre 2000 y 3000 kcal/Kwh y el 10% es inferior a los 2000 y un 10% superior a 3000 kcal/kWh.

– consumiendo Fuel Oil y carbón

Ver que los CEM de las TVs consumiendo Fuel Oil son ligeramente superiores a los equivalentes con Gas y las pocas que consumen Carbón mantienen valores entre 2500 y 3500 kcal/kWh.

Gráfico 14. Consumos específicos de Tvs con Gas, con FO y con CM (kcal/kwh)



Fuente: Elaboración propia, en base a CAMMESA.



Unidades Turbogas

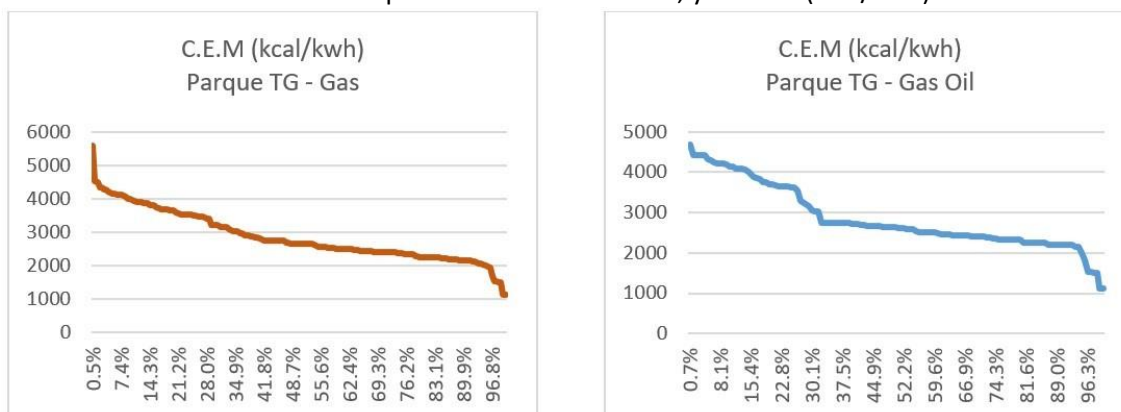
– consumiendo GAS natural

Se observa que el 65% del parque de TGs consumiendo Gas Natural posee un consumo específico medio entre 3000 y 2000 kcal/Kwh y el 33% supera los 3000 kcal/kWh el resto entre 2000 y 1000 kcal/kWh (valor muy chico).

– consumiendo GAS Oil

Ver que los CEM de las TGs consumiendo Gas Oil son equivalentes a los que se corresponden con el consumo de Gas natural.

Gráfico 15. Consumos específicos de TGs con Gas, y con GO (kcal/kwh)



Fuente: Elaboración propia, en base a CMMESA.

Consumo específico equivalente de acuerdo a mediciones SCOM y SMEC

Los valores indicados en el punto anterior se corresponden con **valores declarados** por las unidades generadoras (normalmente valores relevados mediante ensayos realizados al momento del acceso correspondiente al Mercado Eléctrico mediante el logro de la habilitación comercial).

Otro modo de obtener los valores de consumos específicos es **mediante mediciones periódicas** de los consumos y de las producciones reales y así obtener los valores reales de rendimiento.

El modo es verificar la cantidad de combustible consumida por cada kWh, y convertirla en su equivalente en kcal.

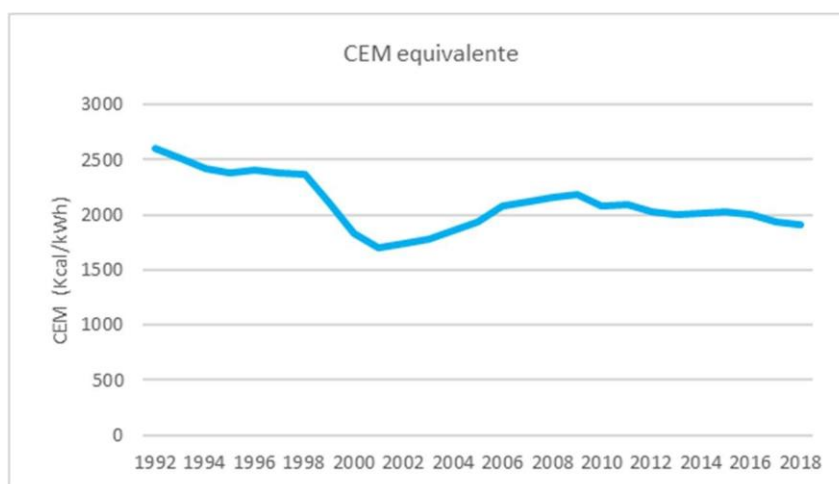
En el sistema argentino existen dos sistemas de mediciones que permiten relevar lo antedicho, el sistema **SMEC** (Sistema de **mediciones de energía comerciales**, con los que se miden las producciones de las unidades generadoras) y el sistema **SCOM** (sistema de **medición de consumo de combustible** de dichas unidades generadoras).

De esta manera verificando la evolución de los consumos de combustible es factible calcular la energía consumida.

Así, relacionando lo producido por las unidades térmicas con el consumo total, se tiene el Consumo específico equivalente del parque térmico.



Gráfico 16. Consumo específico térmico medio equivalente (kcal/kwh)

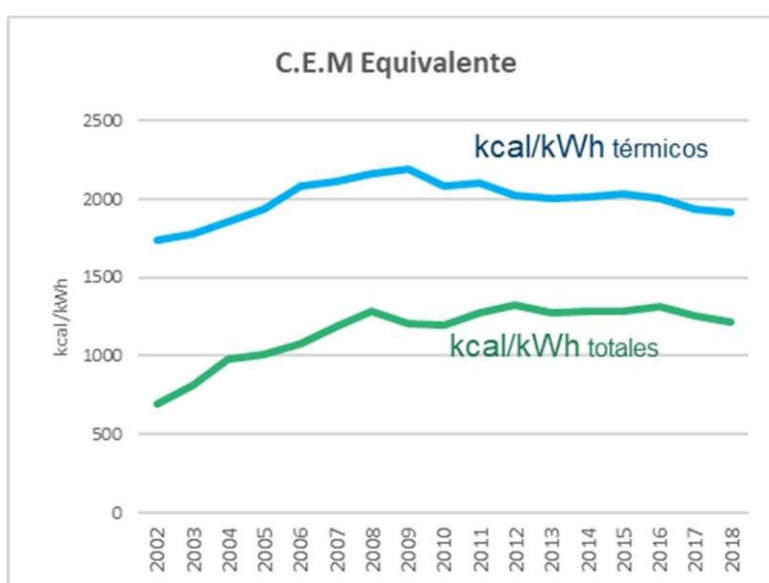


Fuente: Elaboración propia, en base a CAMMESA.

En la curva precedente, se observa la mejora de los rendimientos, con el ingreso de los ciclos combinados y de unidades más eficientes, luego durante los 2000, con el ingreso de TG y motores y el freno de los ingresos de nuevas y más eficientes unidades generadoras este valor volvió a incrementarse hasta la década del 2010 donde vuelven a ingresar Ciclos Combinados y máquinas térmicas eficientes.

También como indicador de eficiencia es posible disponer de la relación entre consumos y producción total, en dicho caso, al ingresar equipamiento renovable y/o hidráulico (que no consumen combustibles fósiles debe notarse una disminución más pronunciada, por supuesto esta curva mantendrá valores más reducidos que la anterior (solo con térmicos). **Claramente ello indica que el aprovechamiento eficiente de los potenciales recursos renovables disponibles, generaría ahorros que podrían alcanzar los 1000 kcal/kWh generado.**

Gráfico 17. Consumo específico térmico y total medio equivalente (kcal/kwh)



Fuente: Elaboración propia, en base a CAMMESA.



En Argentina las unidades más importantes en el sistema de **cogeneración** del Mercado Mayorista son:

Argener: Se compone de una unidad TG marca GE de 163.3 MW, modelo MS9001EC, consumo específico medio bruto = 1220 kcal/kWh, consume gas natural.

Cms Ensenada: Consta de una unidad TG marca GE, modelo MS9001, ubicada en Refinería La Plata, potencia efectiva 128 MW, consumo específico medio bruto = 1309 kcal/kWh, consumo de auxiliares = 1.5%, consume gas natural y gas oil. Es una unidad CC, no puede operar a ciclo abierto aunque puede soportar esa operación en situaciones de emergencia durante algunos minutos.

Central Térmica Mendoza: Consta de dos unidades TG de 48 MW, consumo específico medio bruto = 1530 Kcal/KWh, consumen gas natural y gas oil.

Central Térmica Timbúes (Renova): Se compone de una unidad TG marca Siemens de 172 MW, modelo SGT5-2000E, consumo específico medio neto = 1850 kcal/kWh como cogeneración (2500 Kcal/kwh en ciclo abierto) que consume gas natural y gas oil.

3.1.2. Consumos propios

Muchas de las unidades térmicas requieren de consumos adicionales (consumos internos o propios) de energía eléctrica para poder operar normalmente, consumos de bombas, compresores, etc. generan ineficiencias adicionales. Si esos consumos son descontados de la generación bruta, se transforma en energía neta.

De acuerdo, a información oficial en promedio los porcentajes de consumos internos en las unidades térmicas en Argentina son:

Tabla 22. Consumos propios

Tipo	Serv.Aux (%)
TV	4.961
TG	1.049
CC	2.419
DI	1.659
NU	6.863

Fuente: CAMMESA (Programación Estacional).

Analizando por región geográfica se tienen los siguientes porcentajes de consumo interno por cada tecnología.

Tabla 23. Consumos Internos por región (%)

Tipo	BAS	CEN	COM	CUY	GBA	LIT	NEA	NOA	PAT
TV	4.38	5.77	5.03	2.66	4.89	4.99	14.42	4.17	3.46
TG	0.82	0.95	1.20	0.98	1.37	1.60	1.00	0.58	0.62
CC	2.95	2.21	2.75	1.08	2.54	2.61		2.10	2.19
DI	1.77	0.05						0.50	3.30
NU	6.60	7.40							

Fuente: CAMMESA (Programación Estacional).

Si se parte de la producción térmica utilizando los porcentajes de energía consumida es posible calcular aproximadamente los gastos incurridos en la operación.



Tabla 24. Consumos propios, o pérdidas globales por tipo de unidad (Twh)

Tecnología	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
TV	0.91	0.80	0.88	0.86	0.80	0.57	0.43	0.25
TG	0.11	0.14	0.13	0.15	0.18	0.14	0.15	0.13
CC	1.25	1.25	1.24	1.27	1.30	1.48	1.51	1.47
DI	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04	0.05	0.04	0.03
NUC	0.41	0.39	0.36	0.45	0.53	0.39	0.44	0.54
Total	2.71	2.61	2.64	2.76	2.86	2.62	2.58	2.43

Fuente: Elaboración propia, en base a CAMMESA.

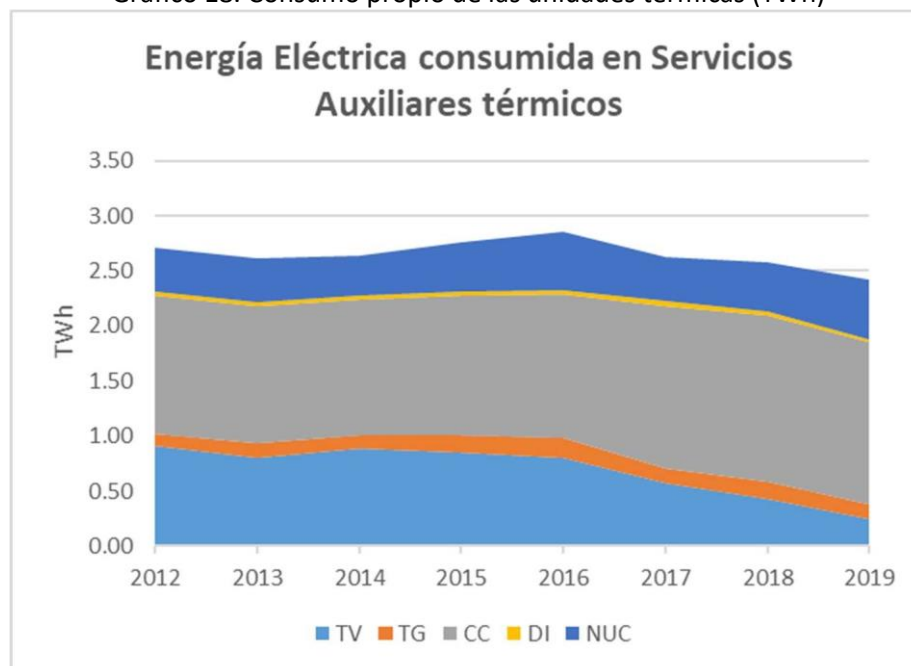
Tabla 25. Porcentajes reales de gastos según producción térmica o global (%)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Pérdidas Medias respecto a la producción térmica	3.1%	3.0%	3.0%	3.0%	2.9%	2.8%	2.7%	2.8%
Pérdidas Medias respecto a la producción total	2.2%	2.0%	2.0%	2.0%	2.1%	1.9%	1.9%	1.8%

NOTA: los valores son aproximados y deben tomarse como indicativos.

Fuente: Elaboración propia, en base a CAMMESA.

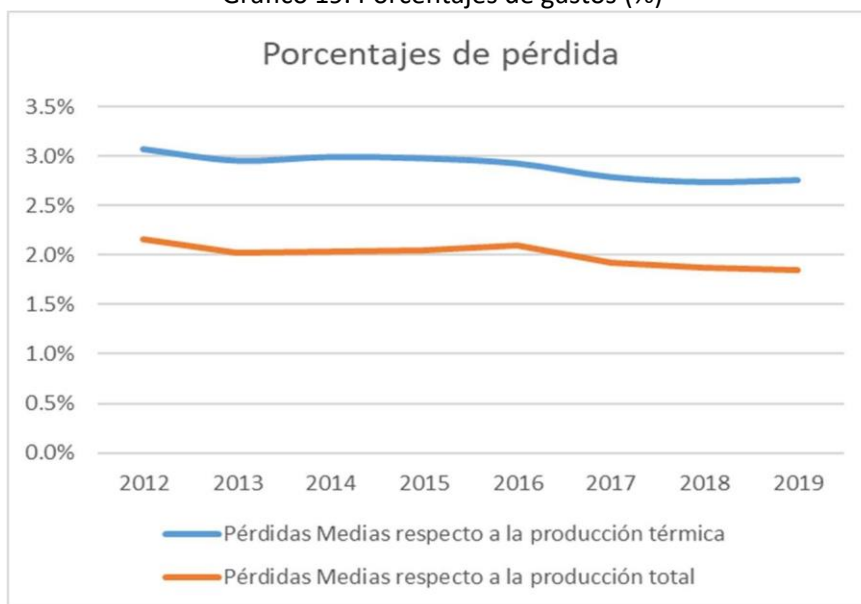
Gráfico 18. Consumo propio de las unidades térmicas (TWh)



Fuente: Elaboración propia, en base a CAMMESA.



Gráfico 19. Porcentajes de gastos (%)



Fuente: Elaboración propia, en base a CAMESA.

3.1.3. Medidas de Eficiencia en Generación

3.1.3.1. Medidas técnicas

A continuación, se proponen algunas medidas que permitirán reducir los consumos y por lo tanto mejorar el comportamiento del parque, aunque se debe aclarar que estas propuestas son puramente físicas, ya que no se está evaluando el rendimiento económico y el impacto de costos en el proceso de producción y en definitiva en el costo de la energía que abone el usuario final.

- Sobre unidades existentes, se puede actuar, pero se debe tener en cuenta que existen limitaciones técnicas para mejorar el rendimiento de una unidad del tipo **TG o motor de combustión interna**, ya que su comportamiento depende de su diseño, de los materiales de construcción, del esfuerzo al que son sometidos los materiales, al factor de utilización, a la antigüedad, etc. Tal vez en este tipo de equipamientos, **la mejor alternativa es el reemplazo** de la unidad vieja o con mal rendimiento por un nuevo equipamiento con mejores rendimientos.
- Existen unidades que presentan distintos rendimientos en función del combustible que se utilice (en estas es factible lograr mejoras **utilizando el combustible que produzca mayor rendimiento**).
- Muchas de las unidades TV en Argentina se encuentran superando su período de vida útil y cercano a la obsolescencia dada la edad de alguna de ellas. En estos casos podría pensarse en **mejorar (o cambiar) las calderas y/o las partes calientes y rotantes (repotenciar las unidades)**. Pero debe realizarse un análisis profundo de esta situación dado que por tecnología el impacto de una mejora marginal en los rendimientos de estas unidades no influenciaría mucho en el total del sistema.
- Como ya se ha planteado una buena solución para las TV y/o TGs es mejorar los rendimientos mediante la **conversión de estas unidades en Ciclos combinados** (siempre que sea posible esta conversión, por razones de espacio, disponibilidad de agua tratada, logística de combustibles, etc.).
- **Implementando cogeneración**
- **Otorgarle prioridad de utilización a los equipamientos con menores consumos internos**



- Si se refiere al rendimiento total del parque generador, **la mejora se logrará con el ingreso de equipamiento que no consuma combustible fósil** (desarrollo de recurso hidroeléctrico y de renovables con predominio de eólicos y solares), **o que lo haga de manera más eficiente. Uso racional de los recursos del país.**
- Paralelamente será necesario impulsar en la **demanda medidas de eficiencia**³⁷.

3.1.3.2. Cuestiones Económicas y Operativas a tener en cuenta

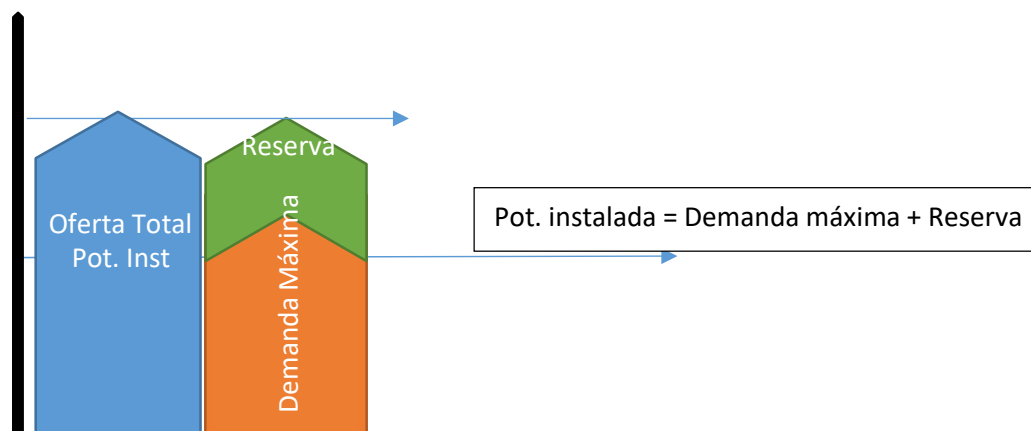
Se presentan a continuación algunos aspectos operativos y económicos relevantes para obtener la eficiencia en un sistema eléctrico:

- Cuestiones Operativas:** Disponibilidades técnicas y de recursos, reservas (efecto de las alternancias y aleatoriedades en el abastecimiento).

✓ **Reserva de la Oferta de Generación**

Otro factor determinante de la calidad y eficiencia del servicio eléctrico, está asociado al nivel de reserva de generación que dispone el sistema. Cuanto se precisa de reserva para cubrir las aleatoriedades en el sistema, tanto por desconocimiento real de la evolución y del comportamiento de la demanda como de incertidumbres en la producción energética (aleatoriedad en el recurso hidráulico y renovable, incertidumbre en la disponibilidad de combustibles, etc.) los sistemas de abastecimiento eléctrico deben operar con un adecuado nivel de reserva de potencia instalada.

Gráfico 20. La Reserva de potencia



Fuente: Elaboración propia.

El valor de la reserva no es autónomo ni depende solamente de características técnicas, sino que es función de un conjunto de factores, como se comentó arriba. En términos generales puede decirse que **el nivel de reserva definirá la calidad de servicio, al menos a nivel de generación.**

Si el valor de reserva es elevado, suponiendo elevados costos del equipamiento, también serán altos los costos del suministro y por consiguiente sus precios. En cambio, si es bajo, incidirá sobre la comunidad con un mayor costo que ocasionan los servicios no prestados o prestados deficientemente (alto riesgo de desabastecimiento ante fallas o desbalances no previstos).

³⁷ Estudiados en los diferentes sectores estudiados, en especial: residencial, industrial y transporte.



Por lo general, teniendo en cuenta lo antedicho, **el nivel óptimo de reserva se puede determinar económicamente teniendo en cuenta el costo que representa disponer de reserva, y el costo que puede ocasionar no disponer de ella.**

El equipamiento adicional que funcionará como reserva deberá ser tal que permita:

- Absorber razonables errores en la previsión de la oferta y la demanda.
- Disminuir la cantidad de cortes de larga, corta y muy corta duración.
- Mejorar las caídas de tensión manteniéndolas dentro de los valores de tolerancia aceptados.
- Constante con las variaciones de frecuencia.
- Aportar energía reactiva necesaria

Aquí la situación no es estática, sino que las nuevas tecnologías y los desarrollos futuros del país van cambiando su nivel de exigencia (por ejemplo, los microcortes en las redes pueden afectar a los sistemas de procesamiento de datos; los cortes de cierta duración ocasionan pérdidas muy costosas a la industria electroquímica, etc.).

En Argentina la Reserva se clasifica según su tiempo de puesta en servicio:

- Reserva momentánea o RPF (Regulación Primaria de Frecuencia)
- Reserva de corto tiempo o Caliente (respuesta rápida de 1-5 min. tiempo medio de acceso)
- Reserva de largo tiempo o Fría (respuesta lenta de 0,5-8 h de tiempo medio de acceso)
- Reserva por confiabilidad (respuesta muy lenta de 30-60 h tiempo medio de ingreso)

También se admite como reserva instantánea la salida de servicio de alguna demanda habilitada para hacerlo, que “corta” su demanda con anticipación a los esquemas de corte de demanda normales.

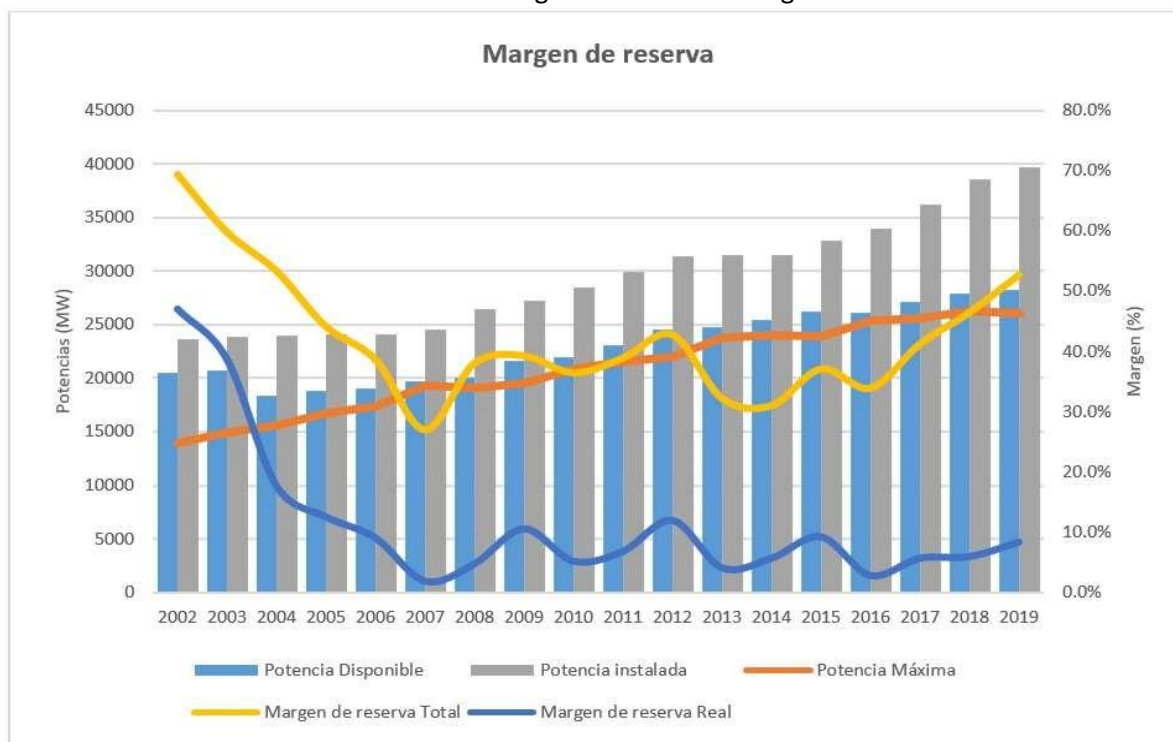
El Margen de Reserva en Argentina se determina en base a que el sector eléctrico argentino, cuenta con un sistema de control e información en tiempo real, de vital importancia para la gestión operativa y el control, pues a diferencia de otros sectores, la energía eléctrica no puede almacenarse, sino que debe consumirse al mismo tiempo que se la genera, por lo tanto, la coordinación entre demanda (consumo) y generación es dinámica y permanente.

Como la demanda varía en tiempo real y además, normalmente va incrementándose año a año, producto del desarrollo económico, el crecimiento poblacional y la electrificación de los usos, el sistema eléctrico debe tener un margen de reserva para atender esas variaciones y ese crecimiento.

Así, el margen de reserva se define como la diferencia que existe entre la demanda máxima que se puede alcanzar, producto de la simultaneidad de consumos que se den y, la capacidad de generación que tiene el parque generador. **Un valor razonable es que este margen sea del 10% de la demanda máxima para la reserva rotante y del 17% para la reserva total (fría y rotante).**



Gráfico 21. El margen de reserva en Argentina



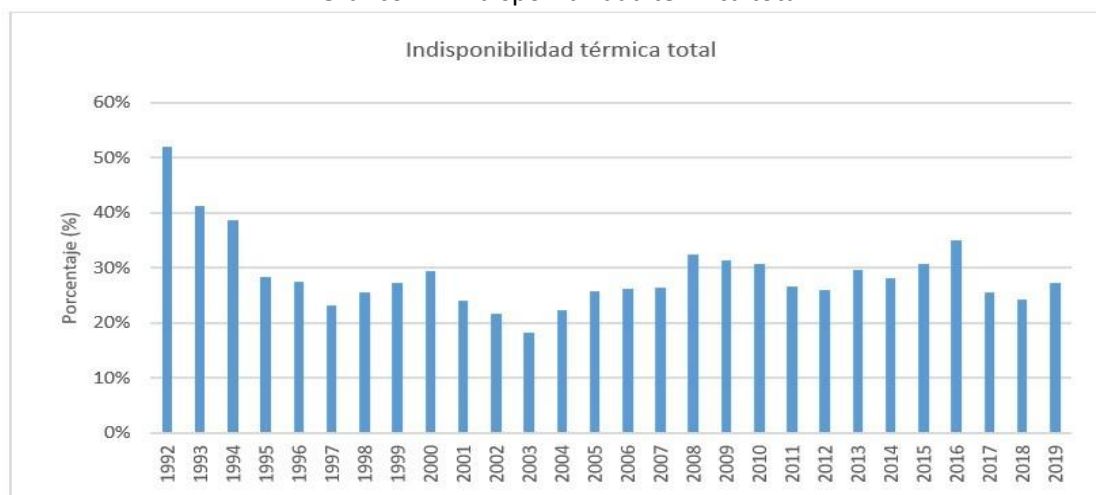
Fuente: CAMMESA (informes mensuales y anuales).

El gráfico anterior muestra la evolución de la potencia instalada en generación (gris), comparada con la evolución de la demanda máxima registrada (naranja).

Si analizamos estas dos componentes, puede verse que el margen de reserva total (amarillo) ha mantenido un buen valor (siempre superior a 30%). Pero en realidad **deben tenerse en cuenta diversos factores que afectan a la disponibilidad del producto eléctrico**. A continuación, se presentan algunos de ellos.

- ✓ **Indisponibilidad de los grupos térmicos**, debido a mantenimientos, fallas forzadas o falta de combustibles. La siguiente gráfica muestra la evolución de la indisponibilidad, donde se ve que en los últimos 20 años se sostiene en torno al 25%.

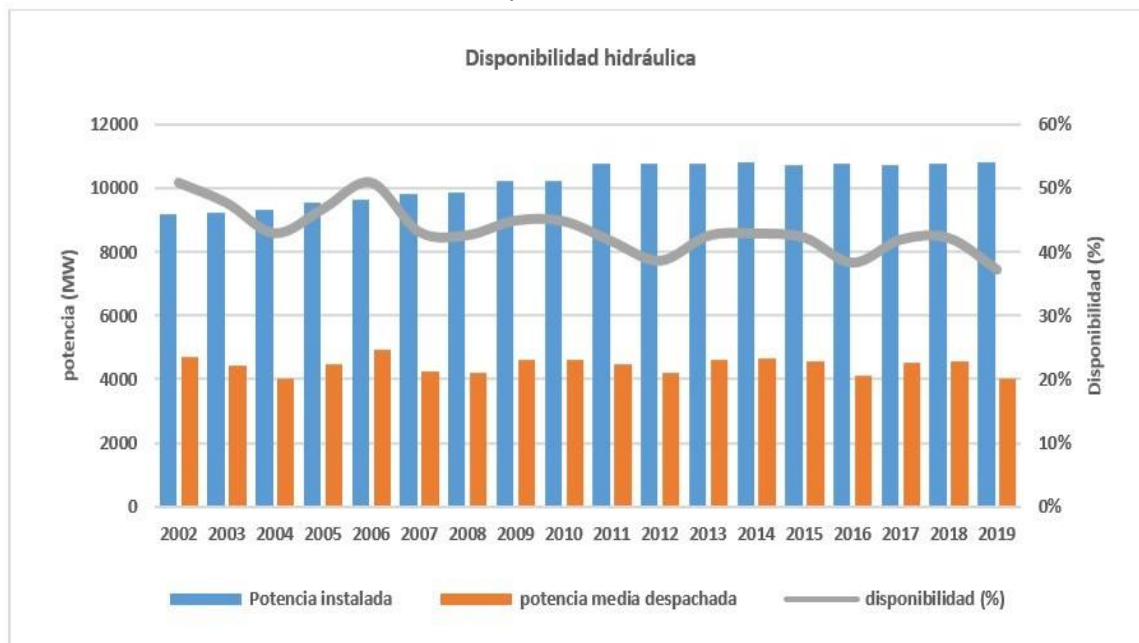
Gráfico 22. Indisponibilidad térmica total





- ✓ **Aleatoriedad del recurso hidráulico (y de otras renovables)**, debido a que en Argentina las principales centrales hidráulicas del tipo embalse se encuentran en la zona de Comahue por lo que la disponibilidad del recurso es dependiente de las condiciones pluvionivales (nieve y lluvias) que no siempre son constantes. Otras centrales (de pasada) son dependientes del nivel de lluvias y por lo tanto de los aportes hídricos de sus ríos “aguas arriba”. Históricamente esta aleatoriedad afecta la disponibilidad hidráulica que en promedio en su evolución ronda el 44%.

Gráfico 23. Disponibilidad Hidráulica total



Fuente: CAMMESA (informes mensuales y anuales).

En definitiva, entre otras indisponibilidades, se llega a la curva indicada en el gráfico de Evolución del Margen de Reserva en Argentina (color celeste) como potencia disponible. Si se tiene en cuenta este valor para analizar el margen de reserva, se observa que el mismo permanece por debajo del 10% durante gran parte del tiempo desde 2006 (línea azul).

Se puede observar en ese gráfico que **desde 2006 en adelante la potencia disponible es muy cercana a la demanda máxima**, de todas maneras, se debe tener en cuenta que el valor de **potencia máxima se produce solamente una hora al año, lo que se traduce en un análisis de asumir cierto riesgo de poder o no cubrir este valor.**

Entonces, hay que considerar que dado el factor de uso de las principales tecnologías renovables que están ingresando en el sistema (sumada a la imprevisibilidad del recurso) es aconsejable, desde el punto de vista de su planificación, **no tener en cuenta la potencia instalada en estas tecnologías para analizar las reservas y sus márgenes ya que existe la probabilidad que, al requerirla como reserva, la energía que produzcan no se encuentre disponible (posición conservadora).**

- ii. Dentro de las **cuestiones económicas** a considerar, se destacan los Sobrecostos que generan las tecnologías renovables y el uso de reservas debido a estas mismas tecnologías (respaldo térmico).

En cuanto a los sobrecostos que se generan en los precios de la energía, hoy día en Argentina, dado que las tecnologías renovables poseen costos de infraestructura superiores a las tecnologías convencionales, se recurrió a la conformación de contratos Power Purchase Agreement (PPA) para su

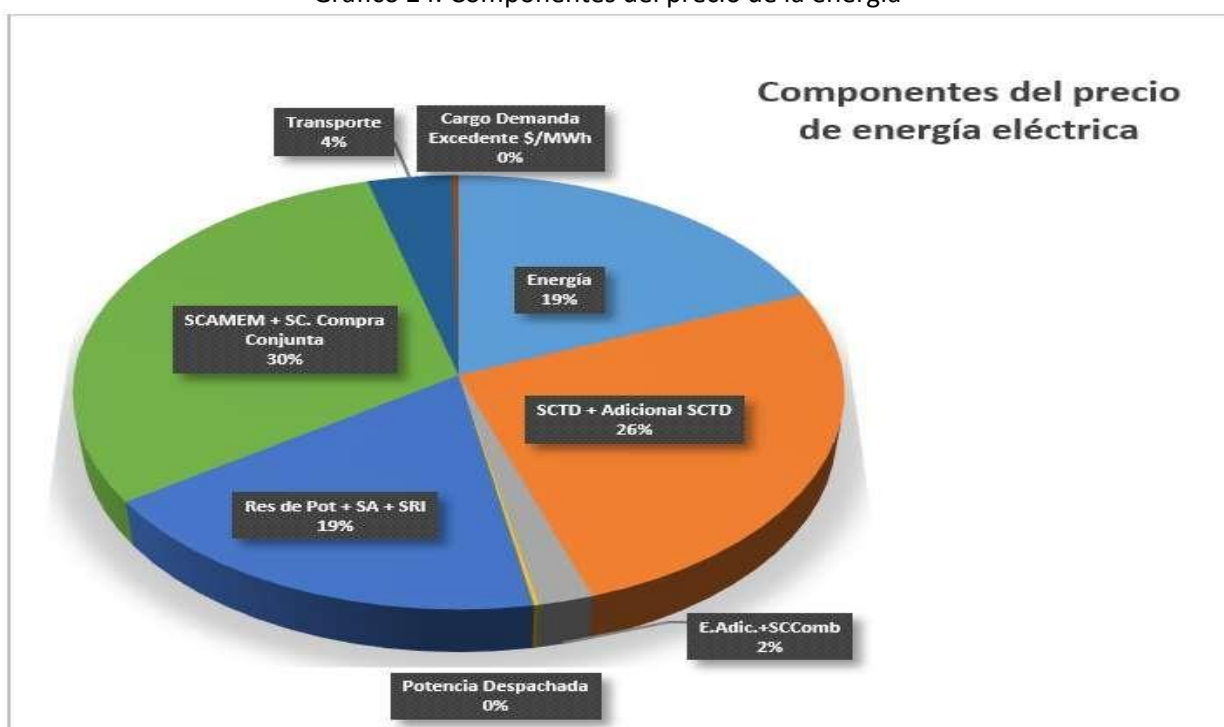


instalación, que son acuerdos o contratos de compraventa de energía entre un generador y un comprador que en nuestro caso es CAMMESA.

Estos contratos estarían generando, sobrecostos en los precios finales de la energía (ver en la figura siguiente la Reprogramación Trimestral de CAMMESA - Feb – Abr 2020). Ver que el segmento SCAMEM (Sobrecostos Contratos Abastecimiento MEM) representa el 30% del total del costo de abastecimiento (sin incluir impuestos).

Es de entender que, con el tiempo, teniendo en cuenta una mejora en la competitividad de estas tecnologías, el segmento SCAMEM debería ir reduciéndose hasta desaparecer cuando compitan “de igual a igual”, con las tecnologías convencionales. Esto será debido a los cambios tecnológicos que reducirán los costos de instalación de estas tecnologías y por lo tanto los sobrecostos irán reduciéndose con el tiempo (idealmente hasta desaparecer).

Gráfico 24. Componentes del precio de la energía



Donde:

SCAMEM: Sobrecostos Contratos Abastecimiento MEM

SCTD: Sobrecosto Transitorio de despacho

Res de Pot: Reserva de Potencia

SCCOM: sobrecostos por uso de combustible

E. Adic: Energía adicional

Fuente: CAMMESA (Programación Estacional).

3.2. Eficiencia en Transmisión

3.2.1. Inversiones, pérdidas y medidas de eficiencia.

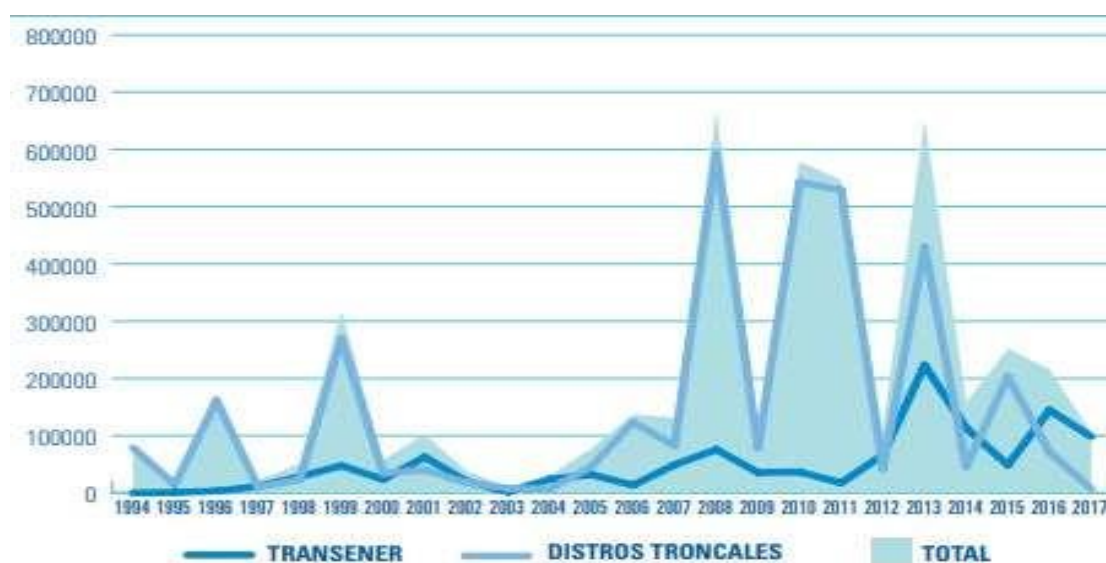
Diferentes aspectos que ocurren en la transmisión impactan en la eficiencia del sistema eléctrico en su conjunto.



En primer lugar, se ha destacado que la falta de continuidad en las inversiones en Alta Tensión, han postergado el fortalecimiento del SIN, impidiendo las posibilidades de complementar diversidades horarias de demandas, compartir reservas de equipamiento, compartir recursos regionales, mejorar el Factor de utilización de equipamiento de base, etc.

Las demoras en los refuerzos de conexión de algunos corredores del País se encuentran saturados, son insuficientes, y no garantizan un buen nivel de confiabilidad. Así se incrementó el número de fallas por año, según se observa en el cuadro siguiente, en especial en 2016 y 2017 (Regiones Patagonia, NOA, y Río Negro). En el capítulo de Eficiencia, se va a profundizar en estos temas.

Gráfico 25. Evolución de las Inversiones en obras de ampliación de transporte (10³ \$).



Fuente: ENRE, Anuario 2017.

El correcto funcionamiento de la red de transporte se mide a través de dos indicadores de calidad, evaluados en función de la disponibilidad de las instalaciones que componen la red y de las interrupciones del suministro debidas a incidencias en dicha red energía no suministrada y tiempo de interrupción medio). En 2017, estos indicadores se situaron en términos generales por debajo de los valores de referencia.

Tabla 26. Desempeño Operativo de las redes de transporte

Desempeño Operativo de las Redes de Transporte

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
	<i>N° fallas/ 100 km-año</i>												
Alta Tensión	0.3	0.5	0.5	0.5	0.6	0.5	0.5	0.7	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5
Distribución Troncal	2.2	2.2	2.1	1.8	2.4	2.2	2.3	2.0	2.0	2.1	2.3	2.7	2.7
Región Cuyo	1.9	2.6	1.7	0.4	1.4	1.1	1.3	1.0	1.0	1.3	1.1	1.4	0.7
Región Comahue (*)	1.7	4.3	1.7	1.6	2.8	4.5	3.5	2.4	2.1	2.8	1.6	3.3	4.7
Región Buenos Aires	2.0	1.9	1.5	1.4	1.6	1.2	1.5	1.5	1.4	1.1	1.3	1.4	1.3
Región NEA	3.6	3.7	4.4	2.3	5.0	5.9	5.3	4.2	3.5	3.9	4.7	5.0	3.5
Región NOA	2.0	2.4	3.1	2.9	3.3	2.9	3.3	3.1	3.4	3.0	3.7	3.9	4.5
Región PATAGONIA	0.9	0.7	0.9	2.7	1.5	1.2	1.2	0.8	0.8	1.5	1.2	1.5	1.7

Incluye a los transportistas independientes de cada red de transporte y salidas forzadas de líneas derivadas de eventos de Fuerza Mayor)
 (*) Río Negro

Fuente: Elaboración propia, en base a CAMMESA.



Por otro lado, los sistemas de transporte poseen características técnicas, las que pueden impedir que circule una potencia superior a su capacidad, por lo que pueden impedir desarrollos de generación y/o de demanda ya que de no ampliar la capacidad de transmisión sería imposible que el proyecto se desarrolle.

Como se ha mencionado, es importante destacar que las empresas transportistas tienen una concesión para transportar energía eléctrica desde el punto de suministro mayorista de dicha energía hasta los Distribuidores. Cobran un canon, regulado que debe cubrir costos y un plus de renta. Tienen a su cargo la operación y el mantenimiento de sus redes, pero **no son responsables de la expansión del sistema, sin embargo, son sancionadas si no cumplen con criterios relativos a cortes de suministro y tiempo de inutilización de la red de suministro.**

En cuanto al nivel de pérdidas de este eslabón, las mismas se encuentran dentro de los estándares generales para niveles altos de tensión, según se puede ver en el cuadro siguiente para 2019. En 2017, los **niveles de pérdidas en transmisión alcanzaron los 4294 GWh (3.13% de los 137200 GWh, generados).**

Tabla 27. Niveles de pérdidas en potencia y energía en transmisión

Escenario	banda horaria	GEN		DEM		SHUNT		PERD	PERD	PERD
		(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(%)	(GWh)
Verano 2019-2020	Pico	28011,0	25.560,0	26994,4	24.632,4	5,4	4,9	1011,2	3,7%	923
	Resto	27497,7	65.238,3	26508,4	62.891,2	5,3	12,6	984	3,7%	2.335
	Valle	18951,2	20.751,6	18528,3	20.288,5	5,5	6,0	417,4	2,3%	457
Invierno 2019	Pico	26822,8	24.475,8	25941,6	23.671,7	5,3	4,8	875,9	3,4%	799
	Resto	20820,7	49.397,1	20282,1	48.119,3	5,3	12,6	533,3	2,6%	1.265
	Valle	17028,6	18.646,3	16670,8	18.254,5	5,4	5,9	352,4	2,1%	386
Promedios y Totales		23188,7	204.069,1	22487,6	197.857,6	5,37	46,8	695,7	3,12%	6164,704

Fuente: CAMMESA (Programación Estacional).

Se estima que un 3% es un porcentaje razonable de pérdidas técnicas en el nivel de transmisión, sobre todo teniendo en cuenta que el Sistema de Transmisión en 500kV del sistema argentino es un sistema con grandes extensiones de líneas aéreas.

Hoy día, dada la tecnología existente, la primera gestión a analizar para mejorar rendimientos en las redes es la de **reducir pérdidas técnicas, mediante despachos de energía óptimos o logrando planificación de ingreso de generación y/o demandas que reduzca el flujo de potencia por las líneas.**

Otro recurso, ante la imposibilidad de optimizar los flujos de potencia es **reducir la componente resistiva de los elementos de transmisión (cambio de conductores, o tendido de vínculos adicionales en paralelo)**, pero esto trae aparejado un importante nivel de inversión en equipamiento y mano de obra (sobre todo con territorios extensos como el argentino). Pero ante la factibilidad de necesitar la renovación de equipamiento por obsolescencia, puede planificarse la instalación de redes más eficientes.

3.2.2. Limitaciones en la evacuación de energía eléctrica

La determinación de límites de transferencia de energía eléctrica es una tarea fundamental para garantizar la seguridad de los sistemas de energía eléctrica.



Existen diversas restricciones que limitan el flujo de energía eléctrica a través de líneas de transmisión. Desde el punto de vista físico, la máxima transferencia de energía por un conductor se obtiene mediante la determinación de la relación corriente-temperatura, (límite térmico), sin embargo, existen otras restricciones que en muchos casos no permiten la operación de las líneas eléctricas con flujos de potencia cercanos a su límite térmico, tal es el caso de límites de cargabilidad, disturbios severos, bajas tensiones, pequeñas oscilaciones y/o problemas con la frecuencia del sistema.

Es normal que estas limitaciones impidan tanto el acceso de nueva generación y/o de nuevas demandas, dado que de concretarse los mismos, los límites de transporte eléctrico serían violados.

Límites del Transporte Eléctrico

Límite térmico de un conductor para líneas aéreas es la corriente máxima permitida, considerando una temperatura máxima a través del conductor para condiciones ambientales establecidas. El cálculo del límite térmico para líneas aéreas se obtiene mediante métodos de balance de calor. Para determinar el límite térmico de conductores aéreos desnudos es necesario considerar en el análisis el efecto de la temperatura ambiente, la velocidad y dirección del viento, la emisión solar y la altura sobre el nivel del mar, entre otras cosas, de todas maneras, los fabricantes de conductores indican cual es la corriente máxima admisible en función de las características físicas de dicho conductor.

Límite por cargabilidad (límite estático) de una línea de transmisión indica la capacidad de potencia que puede fluir por la línea bajo condiciones de operación aceptables. La cargabilidad de la línea estará dada por los parámetros eléctricos y su longitud. Este límite analiza principalmente los niveles de tensión entre extremos y, el flujo máximo será aquel que produzca los valores límites en las condiciones de calidad de servicio en las estaciones extremas.

Límites por operación en N-1, significa que el sistema opera con un elemento de transmisión o de generación fuera de servicio. En un circuito formado por dos vínculos operando en paralelo, es común que se opere de manera tal que ante la salida de servicio de uno de ellos no se generen en el vínculo restante corrientes que sobrepasen la capacidad térmica o estática de del mismo.

Límite por estabilidad, El problema de oscilaciones de potencia (de tipo interárea, por ejemplo) se puede presentar al debilitar los enlaces de transmisión entre distintas regiones geográficas. Los enlaces débiles se caracterizan por tener niveles elevados de transferencia de potencia o altas impedancias. Por lo que, una relación de amortiguamiento aceptable se puede obtener disminuyendo el flujo de potencia (limitaciones al transporte). Para reducir el flujo por el enlace se puede desconectar carga del lado de recepción o desconectar la generación del lado de envío, buscando resolver el déficit de suministro desde otras fuentes.

En nuestro país es común que los sistemas de transmisión deban soportar ciertas fallas (las de mayor probabilidad de ocurrencia) por lo tanto, para que esto suceda, es necesario, en muchos casos, reducir los niveles de transferencia ya que, de otro modo, ante una de ellas, el sistema presentaría oscilaciones inaceptables que llevarían al colapso parcial o total del sistema.

3.2.2.1. Limitaciones en el transporte de EAT en Argentina

Dada las características del sistema eléctrico argentino con grandes distancias entre zonas demandantes de energía eléctrica y fuentes energéticas, fue definido por la necesidad de largas líneas de transmisión. El sistema de transporte se originó inicialmente con circuitos radiales (sin alternativa de transporte ante falla del mismo) que llevaban la energía desde las zonas exportadoras de electricidad hacia la demanda. Estos circuitos mantenían límites, como los enunciados (térmicos, por calidad de servicio y dinámicos). A medida que los sistemas se fueron “Mallando” (nuevos vínculos que ofrecen caminos alternativos a la circulación de energía) por ejemplo con el corredor Comahue-Cuyo, NOA-NEA, etc. los límites fueron cambiando, volviéndose más complicados de evaluar.

En los mapas siguientes, se destacan las principales características y limitaciones del sistema de transmisión en algunas regiones del país.



Mapa 4. Líneas de Transmisión en Argentina. Choele Choe – Puerto Madryn

Hoy en día se observa que la vinculación con el sistema patagónico se mantiene como “radial”. Esta condición lleva a que de ingresar mucha generación en la zona (por ejemplo, de origen eólico), el vínculo Choele Choe – Puerto Madryn (marcado con un círculo naranja) alcanzará algún límite de los enunciados (por estabilidad o por cargabilidad).

Donde no hay problemas de estabilidad, se pueden cargar más las líneas.

Fuente: CAMMESA.



Mapa 5. Líneas de Transmisión en Argentina (Comahue-BsAs)

Dada la importancia que tienen en el abastecimiento hidroeléctrico la región del Comahue, durante muchas horas al año, la energía proveniente de la zona es elevada, sobre todo si se tiene en cuenta que también en esa región existe recurso gasífero con centrales térmicas importantes. Por lo tanto, el sistema de transmisión que lo vincula con el resto del sistema eléctrico se mantiene con niveles de carga elevada. Un sistema automatizado de protecciones controla este circuito de modo tal que ante la salida de servicio de algún componente de transporte salga de servicio, desconecta generación en la zona Comahue para evitar que el resto del sistema se vea sobrecargado y se generen perjuicios mayores.

Fuente: CAMMESA



Mapa 6. Líneas de Transmisión en Argentina. Sistema Yacyretá

Al igual que en el caso anterior, en la región del Noreste Argentino (NEA) se encuentran recursos hídricos de pasada (Yacyretá y Salto Grande) que pueden llegar a ser elevados. Por lo tanto, también se dispone en esta región de un sistema de protecciones que ante falla de algún elemento desconecta generación y/o demanda para evitar males mayores.

Hoy en día el sistema también involucra a la región del NOA (Noroeste Argentino).

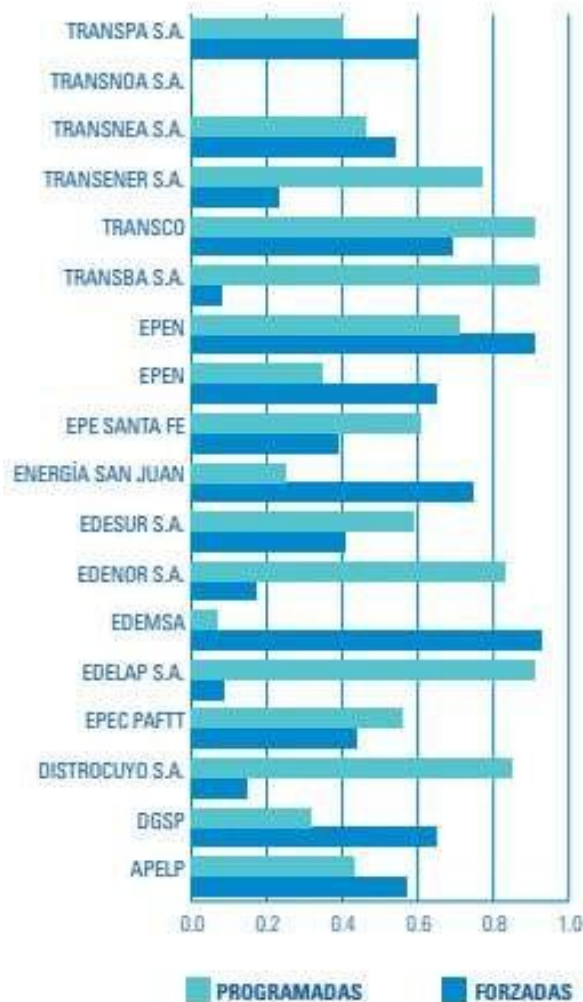
Fuente: CAMMESA

NOTA: Para mayor información, y detalle, CAMMESA publica en sus programaciones estacionales, el detalle de todos los límites del transporte en su punto “RESTRICCIONES DE LA RED DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN”.



Según el ENRE el nivel de calidad del servicio en transmisión se mide sobre la base de la disponibilidad del equipamiento de transporte, la conexión y transformación, y sobre la capacidad asociada. El gráfico siguiente muestra las salidas forzadas y programadas de las transportistas y PAFTT sancionadas en 2017.

Gráfico 25. Salidas programadas y forzadas sancionadas en 2017



Fuente: Cammesa – Análisis de perturbaciones

3.3. Eficiencia en la Distribución

Diferentes sucesos que ocurren en la distribución impactan en la eficiencia del sistema eléctrico en su conjunto.

Con respecto a los niveles de pérdidas en las redes, cada Distribuidora los informa, y ADEERA sistematiza la información de las principales distribuidoras del país³⁸.

En el gráfico siguiente se presentan ordenados los niveles de energía vendida por empresa distribuidora. Incluye los porcentajes de pérdidas totales³⁹ de cada empresa. Pueden observarse algunos valores de pérdidas muy altos, y una media aproximada del 14%, considerando que las

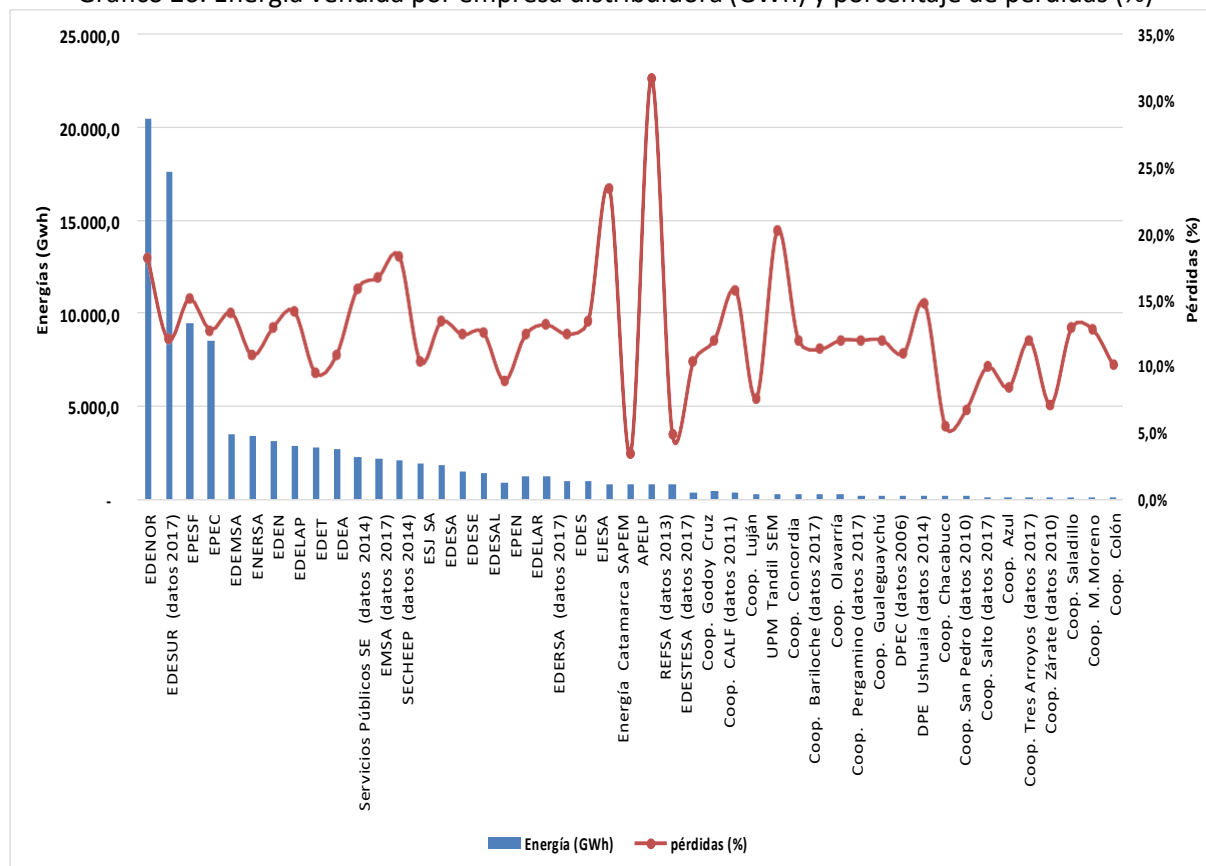
³⁸ En este apartado solamente están contabilizadas las distribuidoras que reportan información a ADEERA.

³⁹ La Relación de Pérdidas Totales [%], es la suma de energía de pérdidas Técnicas y No Técnicas, referidas al total de Energía Operada. Las pérdidas se determinan como un porcentaje de la Energía cobrada/ energía facturada (%).



pérdidas técnicas teóricas aproximadas en distribución deberían rondar el 4-6%)⁴⁰. En este caso, puede observarse que las pérdidas no técnicas medias alcanzan un 10% aproximadamente, alcanzando en algunas empresas, entre un 20 y 30% de la energía vendida.

Gráfico 26. Energía vendida por empresa distribuidora (GWh) y porcentaje de pérdidas (%)



Fuente: ADEERA, Estadística 2017.

Las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica son quienes asumen el riesgo (y los costos) derivados de las pérdidas de energía, ello es así porque **la disminución de las pérdidas, produce una mayor disponibilidad de capacidad instalada con menores gastos de operación y mantenimiento para un mismo consumo de electricidad. Esto implica una menor utilización de energía y una eventual disminución de inversiones en la red**⁴¹. Los procesos de actualizaciones tarifarias suelen contemplar los niveles de pérdidas en la distribución para que esto no represente un riesgo económico para el distribuidor o el transportista.

⁴⁰ Las pérdidas técnicas, en todos los eslabones de la cadena productiva, constituyen energía que se disipa, y que no puede ser aprovechada de ninguna manera. Las pérdidas no técnicas, no constituyen una pérdida real de energía para una economía, es energía que es utilizada por algún usuario de la red, sin embargo, la empresa recibe una retribución parcial o ninguna por la prestación de ese servicio.

⁴¹ ADEERA, 2018. Informe de opinión.



Tabla 28. Pérdidas en Distribución

Distribuidora	Total Venta Energ	Pérdidas	
	Energía (GWh)	pérdidas (%)	GWh
EDENOR	20,452.9	18.2%	3,722.4
EDESUR (datos 2017)	17,630.3	12.0%	2,122.7
EPESF	9,455.1	15.1%	1,431.5
EPEC	8,521.3	12.7%	1,086.4
EDEMSA	3,437.9	14.1%	484.4
ENERSA	3,358.0	10.8%	364.1
EDEN	3,090.0	13.0%	401.7
EDELAP	2,849.5	14.2%	403.9
EDET	2,764.8	9.5%	263.5
EDEA	2,690.7	10.8%	291.6
Servicios Públicos SE (datos 2014)	2,306.0	15.9%	365.5
EMSA (datos 2017)	2,179.2	16.7%	363.9
SECHEEP (datos 2014)	2,107.5	18.3%	385.3
ESJ SA	1,956.0	10.4%	202.6
EDESA	1,834.4	13.4%	245.8
EDESE	1,481.2	12.4%	183.7
EDESAL	1,439.0	12.6%	181.3
EPEN	897.5	8.9%	80.1
EDELAR	1,263.3	12.4%	156.6
EDERSA (datos 2017)	1,230.1	13.2%	162.0
EDES	969.5	12.4%	120.6
EJESA	932.5	13.5%	125.7
Energía Catam arca SAPEM	820.0	23.4%	191.9
APELP	831.1	3.5%	29.3
REFSA (datos 2013)	774.3	31.6%	244.7
EDESTESA (datos 2017)	762.6	4.9%	37.6
Coop. Godoy Cruz	351.9	10.4%	36.6
Coop. CALF (datos 2011)	442.0	12.0%	53.0
Coop. Luján	341.1	15.8%	53.9
UPM Tandil SEM	295.6	7.7%	22.6
Coop. Concordia	287.8	20.3%	58.4
Coop. Bariloche (datos 2017)	256.9	12.0%	30.8
Coop. Olavarría	256.8	11.3%	29.0
Coop. Pergamino (datos 2017)	248.0	12.0%	29.8
Coop. Gualeguaychú	219.8	12.0%	26.4
DPEC (datos 2006)	205.7	12.0%	24.7
DPE Ushuaia (datos 2014)	202.8	11.0%	22.3
Coop. Chacabuco	194.5	14.8%	28.8
Coop. San Pedro (datos 2010)	150.4	5.5%	8.3
Coop. Salto (datos 2017)	144.7	6.8%	9.8
Coop. Azul	131.6	10.1%	13.2
Coop. Tres Arroyos (datos 2017)	128.5	8.4%	10.8
Coop. Zárate (datos 2010)	122.0	12.0%	14.6
Coop. Saladillo	84.2	7.1%	6.0
Coop. M. Moreno	78.3	12.9%	10.1
Coop. Colón	67.0	12.8%	8.6
Coop. San Bernardo	38.4	10.1%	3.9
TOTALES	100,282.7	14.1%	14,150.4

Fuente: Informe anual de datos físicos ADEERA.

Nótese que el promedio de las pérdidas en distribución es cercano al 14%

La reducción de pérdidas técnicas y no técnicas en cualquier punto del SIN, hace a la larga a la eficiencia del sistema eléctrico nacional. Los problemas de cobranza de las distribuidoras, generan demoras en los pagos a CAMMESA, la que a su vez va debilitando su situación económica y financiera, como se observa en la actualidad.

Dentro de los indicadores de calidad del servicio se encuentran los siguientes: servicio técnico (frecuencia y duración de las interrupciones); • calidad del producto técnico (nivel de tensión⁴² y perturbaciones); • calidad del servicio comercial (tiempos de respuesta para conectar nuevos usuarios, emisión de la facturación estimada, reclamos por errores de facturación, restablecimiento del suministro suspendido por falta de pago, control de sucursales, etc.).

⁴² Los niveles resultan aceptables cuando la tensión se encuentra dentro de los límites del -5%/+5% en redes de alta tensión y del -8%/+8% en redes de media y baja tensión.



En ENRE indica que “se observa una tendencia de crecimiento de los indicadores en los últimos años, lo que implica un deterioro en las condiciones de calidad del servicio prestado a los usuarios. Frente a esta situación y a fin de revertir dicha tendencia, el ENRE ha implementado diversas acciones entre las que se destacan, principalmente, las actuaciones cumplidas en el marco de la Revisión Tarifaria Integral, orientada al mejoramiento de la calidad y aumento de inversiones, y el control de las inversiones, para que éstas se realicen en tiempo y forma.

Con respecto a la calidad del servicio, un indicador que permite detectar las principales falencias es el número y categoría de reclamo de los usuarios. En el gráfico y tablas siguientes se presenta el ejemplo de su evolución reciente para EDENOR y EDESUR⁴³.

Gráfico 27. Evolución de reclamos por nivel de tensión

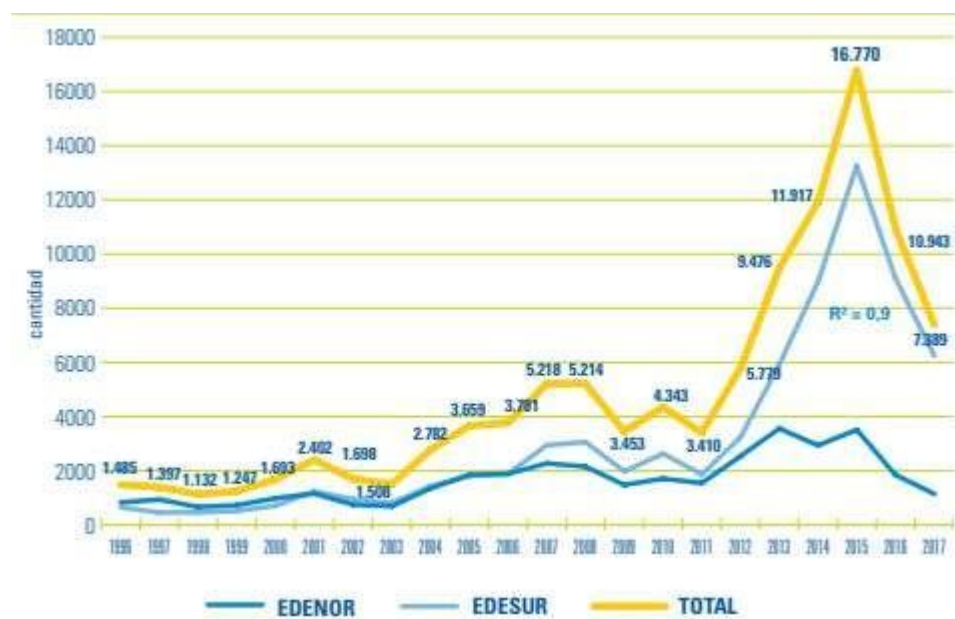


Tabla 29. Evolución del número y categoría de reclamo de los usuarios



Fuente: ENRE, Anuario 2017.

⁴³ Ente regulador de la Electricidad. Anuario 2017.



Se observa que siempre predomina el reclamo por falta de suministro, y en 2017 un descenso del número de reclamos totales, pero en particular en esa categoría. El número de reclamos por calidad de servicio se ha reducido casi un 50%.

Es el último eslabón de la cadena de valor de la energía eléctrica, es el encargado de llevar el producto al usuario final, mediante equipamiento de distribución en Media y Baja Tensión. Cualquier alteración de estos factores, disminuye la calidad del servicio generándole al sistema ineficiencias o costos directos e indirectos, los que deberían ser resarcidos a través de las sanciones a los concesionarios.

3.3.1. Medidas de Eficiencia en la distribución

Al igual que la transmisión, la mejor manera de mejorar los rendimientos energéticos es reduciendo las pérdidas técnicas de distribución operando la red de manera de lograr menores flujos de potencia por cables y líneas o impulsando la generación distribuida en el usuario final (con esto se reduce el esfuerzo eléctrico en las instalaciones)⁴⁴.

Existe recientemente la factibilidad que **un usuario final instale generación propia y venda a la red la energía excedente, este es un buen camino para eficientizar la red de distribución ya que deduce en buena manera los flujos de potencia por las líneas mejorando el rendimiento al reducir las pérdidas, pero exige inversiones adicionales en las redes, como medición inteligente, instalación y/o ajuste de protecciones, etc.**

También al igual que en la transmisión, se lograrán **mejoras en rendimientos al reducir las componentes resistivas en las instalaciones de distribución, como en el caso de la transmisión, esto también genera inversiones que pueden invalidar la opción, pero al analizar cambios por obsolescencia en equipos de distribución será importante tener en cuenta estas alternativas.**

3.4. Resumen desde el combustible hasta la demanda

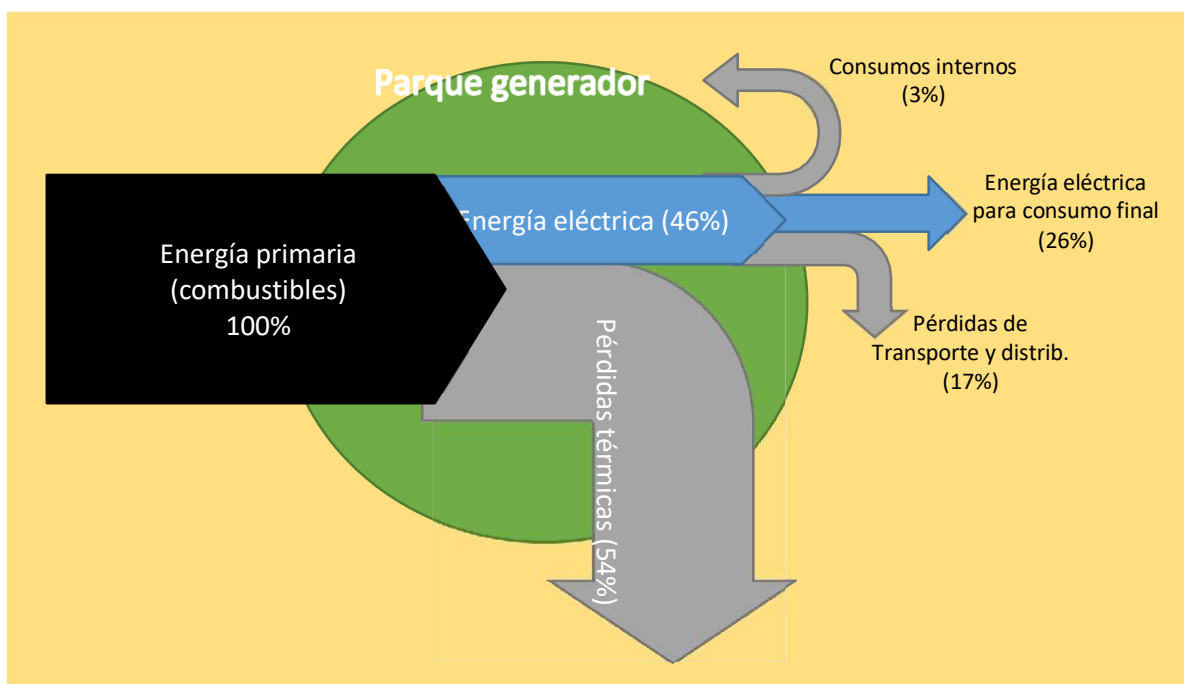
El gráfico siguiente resume los principales efectos de las eficiencias en los distintos estadios de la energía desde el recurso primario (térmico) hasta el uso final de la energía eléctrica.

NOTA: Ha sido evaluado calculando la energía primaria en función del consumo de combustible anual de las máquinas térmicas del sistema argentino comparándola con la producción eléctrica de dichas máquinas (pérdida de 46% de la energía) luego restado los consumos internos registrados (3%) y finalmente las pérdidas ocasionadas por la transmisión y distribución.

⁴⁴ Este tipo de generación presenta admiradores y detractores. Entre estos últimos se destacan observaciones acerca de alterar un sistema existente de una gran ciudad. Mientras que lo aceptarían si la generación distribuida es considerada a partir del diseño de una red de distribución desde "cero", o sea como si diseñara una ciudad desde cero. Entre los admiradores lo ven como una opción muy interesante para la industria eléctrica, ya que abre numerosas posibilidades para desarrollar un mercado de la energía con modelos adaptados a un nuevo contexto, más competitivo.



Gráfico 29. Eficacia energética de generación térmica de electricidad.



Nota: Los valores son valores medios en el Sistema Eléctrico Argentino, teniendo en cuenta la generación de origen térmico.

Por lo tanto, de acuerdo, a lo que la imagen muestra, el incremento de la eficiencia en el sistema de abastecimiento eléctrico se da principalmente en los siguientes ítems:

- Disminuir las pérdidas térmicas: Utilización de unidades de generación más eficientes o efficientizar las existentes (dentro de lo posible). Este bloque es el más significativo ya que representa el elemento que mayor pérdida produce. Sustituir por combustibles o tecnologías de utilización de recursos renovables.

Será necesario el monitoreo de algunas variables para realizar evaluaciones

Medidas	Indicadores de Monitoreo
Mejora en la eficiencia de centrales térmicas	<ul style="list-style-type: none"> • Cantidad de unidades convertidas: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
	<ul style="list-style-type: none"> • Generación (MWh) por tipo de tecnología: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
	<ul style="list-style-type: none"> • Consumo de combustible por tipo de tecnología: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.

- Disminuir las pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución. Mediante mallado de las redes, disminución de flujos de potencia, etc. Generación Distribuida⁴⁵

⁴⁵ Dado el factor de uso de las principales tecnologías renovables que están ingresando en el sistema (sumada a la imprevisibilidad del recurso) es aconsejable, desde el punto de vista de planificación, como primera medida no tener en



- Disminuir el uso de consumos internos: Priorizar el ingreso de generación que requiera menor consumo propio para funcionar.

3.5. Eficiencia energética eléctrica en la demanda ⁴⁶

A continuación, una vez que se llega al consumo final, se resumen algunos aspectos relevantes de la eficiencia al utilizar recursos de la mejor manera posible para realizar una actividad, es decir que se espera consumir la menor cantidad de recursos para realizar el mismo trabajo.

Desde el punto de vista eléctrico, significa la reducción de las potencias y energías demandadas sin que afecte a las actividades normales realizadas por los responsables de la dicha demanda (particulares, industrias, comercios, etc.).

Además, una instalación eléctricamente eficiente permite su optimización técnica y económica. Es decir, alcanzar la reducción de sus costos técnicos y económicos de explotación.

En definitiva, un estudio de eficiencia energética debe contener puntos básicos:

- Mejorar la gestión técnica de las instalaciones aumentando su rendimiento y evitando paradas de procesos y averías.
- Disminución del costo de la energía y del costo de operación y mantenimiento de las instalaciones en su conjunto.

Desde un punto de vista técnico, para la realización de una instalación eléctrica eficiente se plantean cuatro puntos básicos:

- Gestión y optimización de la contratación en el servicio de suministro eléctrico
- Gestión interna de la energía mediante sistemas de medida y supervisión
- Gestión de la demanda
- Mejoras de la productividad mediante el control y eliminación de perturbaciones

Una vez explicados los cuatro puntos básicos, se plantea para cada uno de ellos una serie de preguntas. Éstas pretenden identificar los objetivos a trabajar para tener una instalación eléctricamente eficiente.

- Gestión y optimización de la contratación en el servicio de suministro eléctrico
 - ¿Las características del suministro eléctrico es el más adecuado a sus necesidades?
 - ¿Sabe que una mala calidad de servicio de la distribuidora o transportista eléctrica puede afectar a los procesos productivos?
- Medida
 - ¿Es consciente de cómo, cuándo y dónde consume la energía?
 - ¿Está seguro de que toda la energía que está consumiendo es necesaria?
- Gestión de la demanda
 - ¿Puede reducir sus consumos de energía eléctrica sin afectar a los procesos o actividades realizadas?
 - ¿Es posible una mejora del rendimiento de las instalaciones?
- Mejora de la productividad
 - ¿Existe una forma de evitar las paradas y averías de sus equipos eléctricos?
 - ¿Puede entonces mejorar la productividad de sus procesos?

cuenta la potencia instalada en estas tecnologías para analizar las reservas y sus márgenes ya que existe la probabilidad que, al requerirla como reserva, la energía que produzcan no se encuentre disponible (posición conservadora).

⁴⁶Ya analizado en los Diagnósticos de los sectores: residencial, industrial y transporte.



3.4. Resumen de medidas de eficiencia energética en el sector eléctrico, y sus principales barreras.

Para efectivizar las disminuciones en el consumo de energía del sector, existen distintos tipos de medidas que podrían tomarse, en función de su complejidad y costo de implementación. También se presentan las medidas elegidas para ser simuladas en el LEAP. Dichas medidas podrían clasificarse en las siguientes tres categorías, asociadas a los niveles de inversión y complejidad crecientes:



Tabla 30. Resumen de medidas de eficiencia energética en el sector eléctrico, y sus principales barreras

Categoría	Descripción	Medidas Adoptadas	Barreras
I. Acciones de Gestión	<p>Implican cambios en la forma de la gestión: mejorar la gestión técnica de las instalaciones aumentando su rendimiento y evitando paradas de procesos y averías; mantenimiento de las instalaciones en su conjunto; Gestión y optimización de la contratación en el servicio de suministro eléctrico; Gestión interna de la energía mediante sistemas de medida y supervisión; Mejoras de la productividad mediante el control y eliminación de perturbaciones; Promover cambios culturales tanto a nivel de la oferta (automatización de procesos, ordenamiento horario, tiempos de respuesta para arreglos, sistemas de medición, instrumentación y control, etc.); en la demanda (campañas de uso responsable del recurso, promoción de tecnologías eficientes, señales tarifarias, Información sobre niveles de calidad de servicio de la distribuidora o transportista eléctrica, saber qué nivel de calidad se precisan para determinados procesos productivos.</p>	<p>Las medidas / acciones de gestión de demanda no se asociarán directamente al sector de producción y distribución de electricidad, a pesar que los beneficios en términos de despacho, combustible expansión que impliquen serán cuantificados en el modelado del presente sector.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Falta de incentivos. ✓ Falta de control ✓ Falta de regulaciones de Eficiencia Energética, a nivel nacional y/o provincial y/o municipal ✓ Desconocimiento de las medidas y preocupación por el día a día. ✓ Falta de cultura de la gestión ✓ Los cuadros tarifarios no otorgan señales claras hacia el uso eficiente y equitativo de la energía.



<p>II. Inversiones Intermedias</p>	<p>Se enfocan, por ejemplo, en estudios y recuperación de pérdidas (por obsolescencia o daño, estudio y control de pérdidas irregulares o clandestinas. Cumplir los mantenimientos preventivos: Control y mediciones periódicas de los valores declarados de consumos específicos por parte de los generadores. Disminuir las pérdidas térmicas: Utilización de unidades de generación más eficientes o eficientizar las existentes (dentro de lo posible). Reducir indisponibilidades. Sustituir hacia combustibles más eficientes. Actuar en auxiliares de la central, las turbinas, las bombas, la fricción, la transferencia de calor, el estrangulamiento, etc. Disminuir el uso de consumos internos: Priorizar el ingreso de generación que requiera menor consumo propio para funcionar. En transmisión, reducir ineficiencias, mediante despachos de energía óptimos o logrando planificación de ingreso de generación y/o demandas que reduzca el flujo de potencia por las líneas.</p>	<p>Medida 1 Gestión y mantenimiento: se propone disminuir el consumo específico medio bruto para alcanzar los valores presentados en la tabla 17 del diagnóstico, excepto para las plantas tipo TV y las nucleares. Asociado a dicha mejora se incorpora un aumento del 25%, en los costos fijos de O&M. Se propone adicionalmente, asociado a dicho aumento de recursos para el mantenimiento un aumento de la disponibilidad de las plantas térmicas, bajando la indisponibilidad a valores promedio de 15% (del actual 25%). Medida 2: Se propondrá la expansión del sistema eléctrico con sustitución hacia combustibles más eficientes, disminuyendo indisponibilidades y consumos propios.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Falta de incentivos. ✓ Falta de control ✓ Falta de regulaciones de Eficiencia Energética, a nivel nacional y/o provincial y/o municipal ✓ Desconocimiento de las medidas y preocupación por el día a día. ✓ Falta de capacidades técnicas para la evaluación de alternativas de Eficiencia Energética, ✓ Falta de líneas de crédito ✓ dificultad de acceso al financiamiento, ✓ Elevado costo del financiamiento, ✓ Desconocimiento de líneas de crédito específicas ✓ Costo político de disminución de pérdidas no técnicas. ✓ Costo político de aplicar las tarifas luego de a RTI ✓ Aplicar medidas de eficiencia en los despachos puede llevar a incrementos en costos operativos marginales de corto plazo
---	---	---	--



Categoría	Descripción	Medidas Adoptadas	Barreras
<p>III. Cambios Estructurales</p>	<p>Cambio de la tendencia creciente de participación de térmicas, con mayor incorporación de energías renovables, teniendo en cuenta su aleatoriedad, y el estado del parque térmico de respaldo.</p> <p>Mejorar el nivel real de reserva del sistema.</p> <p>Aprovechar la necesidad de reemplazo del parque térmico de baja eficiencia (turbo vapor instalado de más de 40 años).</p> <p>Cierres de ciclos TG a CC.</p> <p>Repotenciación de centrales existentes (capital, combustible y costos de operación).</p> <p>Evaluación integral de la conveniencia de implementar generación distribuida.</p> <p>En transmisión y distribución, reducción de la componente resistiva de los elementos de transmisión (cambio de conductores, o tendido de vínculos adicionales en paralelo). Ante eventuales fallas, reducir los niveles de transferencia ya que, de otro modo, ante una de ellas, el sistema presentaría oscilaciones inaceptables que llevarían al colapso parcial o total del sistema. Mallar el sistema</p> <p>En distribución reducir las pérdidas técnicas operando la red de manera de lograr menores flujos de potencia</p> <p>Ante la influencia de las temperaturas en la demanda eléctrica, es importante la disponibilidad de equipos de refrigeración eficientes y económicamente accesibles en el mercado de electrodomésticos. El etiquetado de viviendas y edificaciones, también aportaría importantes ahorros de energía al sistema.</p> <p>Planes de recambio de equipamiento con etiqueta eficiente.</p> <p>Medida Categoría 3, adoptada: avanzar en el fortalecimiento del mallado del sistema de interconexión, logrando la mejor utilización de los recursos renovables con caída del consumo específico medio nacional en un 5%.</p>	<p>Medida 1: Se propone escalonadamente hacia 2035 el retiro de todas las plantas que según mostrado en los gráficos 13, 14 y 15 del diagnóstico implican la "punta" de cada diagrama ordenado de consumos específicos. Esta medida incluye el reemplazo de todos los TV al momento de superar los 40 años de vida útil.</p> <p>Medida 2: las sustituciones necesarias serán cubiertas con el cierre a CC de un conjunto de máquinas TG, dejando sólo como ciclo abierto potencia con baja Utilización anual de reserva de capacidad y como respaldo a las energías variables no despachables.</p> <p>Medida 3: Se propone un mallado integral del sistema, con una inversión de 2500 millones USD (Según tabla 35), logrando mejor estabilidad del sistema y disponibilidad de los recursos renovables disponibles</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Situación compleja financiera del sector eléctrico en su conjunto ✓ Hidro y renovables: aleatoriedad de su disponibilidad, necesidad de respaldo (sobrecostos en la operación). ✓ Impactos negativos del cambio climático en cuencas dependientes del régimen nival de la Cordillera de los Andes. ✓ En todos los eslabones, cambios de reglas, predominan subsidios y atrasos tarifarios. ✓ Falta de seguridad jurídica que afecta a inversores y dificultad de acceso al financiamiento ✓ Falta de más capacidades técnicas para la evaluación de alternativas. ✓ Elevado costo del financiamiento para lo que no es renovables ✓ Desconocimiento de líneas de crédito específicas. ✓ No hay acuerdo sobre los beneficios y los costos reales de la generación distribuida ✓ En transmisión y disminución: importante nivel de inversión en equipamiento y mano de obra (sobre todo con territorios extensos como el argentino).



4. Prospectiva Sectorial⁴⁷

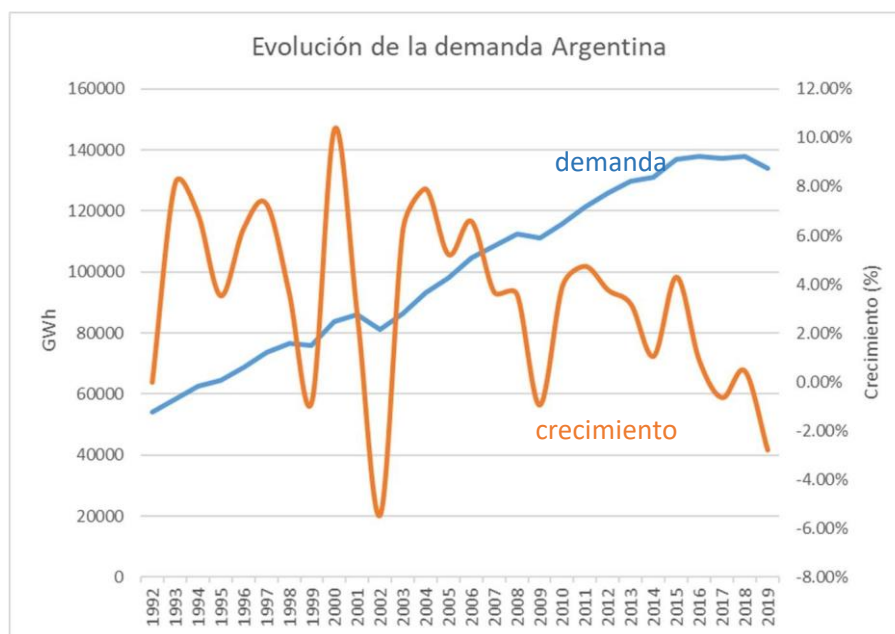
4.1. Proyección de la Demanda

La Demanda es el principal dato a tener en cuenta ya que es el que determina el volumen necesario de oferta para que esta sea cubierta.

Para ello es importante analizar su comportamiento durante los últimos años para proyectar hacia futuro los valores esperados.

Es común relacionar este comportamiento con la economía ya que se encuentran bastante correlacionados.

Gráfico 28. Evolución de la demanda eléctrica de Argentina



Fuente: CAMMESA.

El promedio de los valores de crecimiento de los últimos 30 años es cercano al 3.5%, ahora si se analizan los últimos 10 años ese valor cae al 2%.

Según el documento “Escenarios Energéticos 2030” publicado por la Subsecretaría de Planeamiento Energético (noviembre de 2019), se pronostican hacia 2030 incrementos que dependen del cumplimiento de algunos objetivos:

- Escenario Tendencial: La demanda sigue con la tendencia de los últimos años
- Escenario Eficiente: La demanda sufre una disminución en su crecimiento debido al cumplimiento de políticas de eficiencia energética
- Escenario Electrificación: Parte de consumos energéticos con base en el uso del gas natural se reemplazan por consumos eléctricos (Este incremento se corresponde, principalmente, con un reemplazo de artefactos de gas natural en hogares y una mayor penetración de vehículos eléctricos)

⁴⁷ Resumen extraído de “Escenarios Energéticos 2030” - Subsecretaría de Planeamiento Energético.



- **Escenario Gasificación:** La demanda eléctrica se corresponde con la tendencial debido a que no se aplican políticas que cambien el consumo de esta fuente en los diferentes segmentos de la demanda.

Tabla 31. Escenarios de demanda al 2030. (en TWh)

2019	2030			
	Tendencial	Eficiente	Electrificación	Gasificación
134.0	181.6	160.9	217.7	181.6

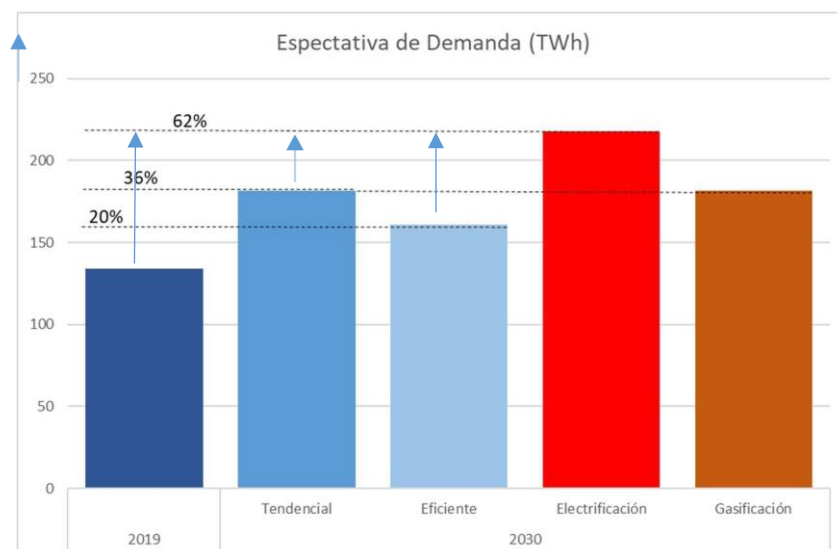
Fuente: Escenarios Energéticos 2030 - Subsecretaría de Planeamiento Energético

Estos escenarios indican una factibilidad de crecimiento acumulado hacia el 2030 de:

Tabla 32. Escenarios de demanda al 2030 factibilidad de crecimiento acumulado (%)

Crecimiento	
Tendencial	36%
Eficiente	20%
Electrificación	62%
Gasificación	36%

Gráfico 29. Prospectiva de la demanda eléctrica por Escenario



Fuente: Escenarios Energéticos 2030 - Subsecretaría de Planeamiento Energético.

4.2. Ingreso de equipamiento

Según “Escenarios Energéticos 2030” - Subsecretaría de Planeamiento Energético.

Dentro del Escenario de incorporación térmica se tuvo en cuenta el ingreso de 2067 ME licitada según el proceso iniciado mediante resolución 287/2017. Adicionalmente se consideraron los cierres de ciclo de Brigadier López (140 MW), Guillermo Brown (300 MW) y Ensenada Barragán (280 MW). Para el escenario eficiente se supone el ingreso de generación térmica de 1791 MW adicionales, para el



escenario tendencial se propone un ingreso de 2486 MW, para el escenario de electrificación se espera un ingreso de 5371MW, y para el Escenario degasificación un ingreso de 2346 MW.

En cumplimiento de la Ley 27191, cada escenario de demanda incorporará generación renovable para cumplir con las metas en su art 8, con una interpolación lineal en los años intermedios, alcanzando el 20% en 2025 y luego, dadas las curvas de reducción de costos que se esperan en esas tecnologías, se obtienen ampliaciones del porcentaje a partir de fuentes renovables no convencionales de 25% al 2030.

En términos generales, y a excepción del escenario de electrificación, la incorporación de potencia térmica en el período rondaría entre los 3.5 y los 4.2 GW, de los cuales 2.7GW son incorporaciones de corto plazo teniendo en cuenta los proyectos de cierres de ciclo y cogeneración de la resolución 287/17, y los cierres mencionados de Brigadier López, Guillermo Brown, Ensenada Barragán.

Para Centrales Hidráulicas y Nucleares se suponen los siguientes ingresos:

Tabla 33. Esquema de Incorporación de nuevas centrales hidro y nuclear

Esquema de incorporación de nuevas centrales hidráulicas y nucleares

Escenario de incorporación hidroeléctrica	MW	Año de ingreso
Aña Cuá	276	2022
La Barrancosa	360	2023
Cóndor Cliff	950	2024
El Tambolar	70	2025
Portezuelo del Viento	210	2026
Chihuido I	637	2027
Total Hidroeléctrica	2.503	
Escenario de incorporación nuclear	MW	Año de ingreso
Repotenciación Embalse	+35	2019
CAREM 25	27	2023
IV Central Nuclear	1.200	2028
Total Nuclear	1.262	

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Fuente: Escenarios Energéticos 2030 - Subsecretaría de Planeamiento Energético

De acuerdo al documento, el análisis de La Secretaría los ingresos previstos serán



Tabla 34. Nuevas centrales

Año	Hidráulica		Nuclear		Res 827	Térmicas				RenovAr/ Res. 202/MATER	Iniciativa privada				Distribuida
						Tendencial	Eficiente	Electrif.	Gas ific.		Tendencia I	Eficiente	Electrif.	Gas ific.	
2019			39	Rep. Embalse	2,067					5,928					
2020															
2021															
2022	276	AñaCuá													
2023	360	La Barrancosa	27	CAREM											
2024	950	Cóndor Cliff													
2025	70	El Tambolar													
2026	210	Port. del viento									6,742	5,259	10,192	7,490	1,000
2027	637	Chihuido	1200	IV Central		2,486	1,791	5,371	2,346						
2028															
2029															
2030															
total	2,503		1,262		2,067	2,486	1,791	5,371	2,346	5,928	6,742	5,259	10,192	7,490	1,000
	54437														

Valores en MW instalados.

Fuente: Escenarios Energéticos 2030 - Subsecretaría de Planeamiento Energético

Estos ingresos determinarán un estado final como

Tabla 35. Resumen Potencia Instalada Total al 2030 por escenario

TIPO	Pot.Instalada (MW)				
	2019	2030			
		Tendencial	Eficiente	Electrif.	Gasific.
Hidráulica	10,812.4	13,315.4	13,315.4	13,315.4	13,315.4
Nuclear	1,755.0	3,017.0	3,017.0	3,017.0	3,017.0
Térmicas	24,546.5	27,032.5	26,337.5	29,917.5	26,892.5
Renovables	2,589.8	9,331.8	7,848.8	12,781.8	10,079.8
Totales	39,703.8	52,696.8	50,518.8	59,031.8	53,304.8
TIPO	2030 incremento (%)				
Hidráulica		23%	23%	23%	23%
Nuclear		72%	72%	72%	72%
Térmicas		10%	7%	22%	10%
Renovables		260%	203%	394%	289%
Totales		33%	27%	49%	34%

4.3. Proyectos en transmisión⁴⁸

⁴⁸ Complementa esta propuesta, a título de reflexión sobre posibilidades de mejoras, el Anexo 5 en el que se presentan Innovaciones futuras tecnológicas destinadas a que podrían optimizar los rendimientos del transporte.



Tabla 36. Sistema de Transmisión al 2030.

SISTEMA RODEO - LA RIOJA			
PA1-01	PA1-01-01	LEAT 500 kv RODEO - LA RIOJA SUR - 5LRSRD01	USD 261.591.240
	PA1-01-02	ET RODEO 500/132 kv	USD 127.917.606
	PA1-01-03	AMPLIACIÓN ET LA RIOJA SUR 500/132 kv	USD 14.559.120
	PA1-01-04	AMPLIACIÓN ET NUEVA SAN JUAN 500/132 kv	USD 5.917.613
TOTAL INVERSIÓN USD 409.984.979			PRIORIDAD 1 USD 706.693.572
SISTEMA PATAGONIA NORTE			
PA1-02	PA1-02-01	LEAT 500 kv CHOELE CHOEL- PTO. MADRYN - 5CHPM02	USD 247.065.712
	PA1-02-02	AMPLIACIÓN ET CHOELE CHOEL 500/132 kv	USD 18.800.230
	PA1-02-03	AMPLIACIÓN ET PUERTO MADRYN 500/132 kv	USD 30.842.651
TOTAL INVERSIÓN USD 296.708.593			
SISTEMA BUENOS AIRES CENTRO			PRIORIDAD 2 USD 1.136.858.877
PA1-03	PA1-03-01	LEAT 500 Kv PLOMMER - O HIGGINS - 5PLOCH01	
	PA1-03-02	ET O HIGGINS 500/132 kv	USD 127.633.117
	PA1-03-03	AMPLIACIÓN ET PLOMMER 500/220/132 kv	USD 8.243.928
	PA1-03-04	SISTEMA de BUENOS AIRES CENTRO 132 Kv	USD 115.906.158
TOTAL INVERSIÓN USD 408.097.061			
SISTEMA BUENOS AIRES NOROESTE I			PRIORIDAD 2 USD 1.136.858.877
PA1-04	PA1-04-01	LEAT 500 Kv O HIGGINS - CHARLONE - 5CHACH01	
	PA1-04-02	ET CHARLONE 500/132 Kv	USD 118.693.621
	PA1-04-03	SISTEMA de BUENOS AIRES OESTE 132 Kv	USD 138.360.187
TOTAL INVERSIÓN USD 430.906.897			
SISTEMA MISIONES CENTRO			PRIORIDAD 3 USD 688.771.193
PA1-05	PA1-05-01	LEAT 500 Kv VIRASORO - MISIONES CENTRO - 6LVIM001	
	PA1-05-02	ET MISIONES CENTRO	USD 125.870.924
	PA1-05-03	AMPLIACIÓN ET VIRASORO 500/132 kv	USD 5.946.658
TOTAL INVERSIÓN USD 299.854.919			
SISTEMA BUENOS AIRES NOROESTE II			PRIORIDAD 3 USD 688.771.193
PA1-06	PA1-06-01	LEAT 500 Kv RIO DIAMANTE - CHARLONE - 5CHARD01	
	PA1-06-02	AMPLIACIÓN ET CHARLONE 500/132 Kv	USD 7.473.982
	PA1-06-03	AMPLIACIÓN ET RIO DIAMANTE 500/132 Kv	USD 8.120.594
TOTAL INVERSIÓN USD 402.480.373			
SISTEMA BUENOS AIRES SUR			PRIORIDAD 3 USD 688.771.193
PA1-07	PA1-07-01	LEAT 500 Kv CHOELE CHOEL - BAHIA BLANCA - 5CHOBAH02	
	PA1-07-02	AMPLIACIÓN ET CHOELE CHOEL 500/132 kv	USD 7.100.282
	PA1-07-03	AMPLIACIÓN ET BAHIA BLANCA 500/132 Kv	USD 8.901.323
TOTAL INVERSIÓN USD 274.320.491			
SISTEMA NOA-NEA			
PA1-08	PA1-08-01	INST DE SISTEMAS CAPACITIVOS ET MONTE QUEMADO	USD 11.970.329
TOTAL INVERSIÓN USD 11.970.329			

Fuente: Plan Maestro, SE, 2020.

Tabla 37. Resumen de todos los ingresos de transmisión

N	ETAPA	PLAN	PRIORIDAD	US\$
1	GRUPO I	SISTEMA AMBA 1 (500 Kv)	1	690.202.269,00
2	GRUPO II	PROVINCIAS ARGENTINAS 1 (500 kv)	1	706.693.572,00
3	GRUPO III	PROVINCIAS ARGENTINAS 2 (132 Kv)	1	1.186.212.291,72
4	GRUPO IV	SISTEMA AMBA 2 (500 kv)	2	376.031.084,00
5	GRUPO II	PROVINCIAS ARGENTINAS 1 (500 kv)	2	1.136.858.877,00
6	GRUPO II	PROVINCIAS ARGENTINAS 1 (500 kv)	3	688.771.193,00
7	GRUPO V	PROVINCIA BUENOS AIRES 2 (132 kv)	3	699.500.000,00
TOTAL PLAN OBRAS ELÉCTRICAS				5.484.269.286,72

GRUPOS I, II y IV: Obras Eléctricas con Ingeniería finalizada, Trazas y trámites realizados. Listas para Licitar y Construir, CON FINANCIAMIENTO

GRUPO III: Idem anterior en las Jurisdicciones más grandes, en proceso de revisión definitiva en algunas menores. CON FINANCIAMIENTO

GRUPO V: en proceso de revisión con la PROVINCIA DE BUENOS AIRES. CON FINANCIAMIENTO OFRECIDO

Fuente: Plan Maestro, SE, 2020.

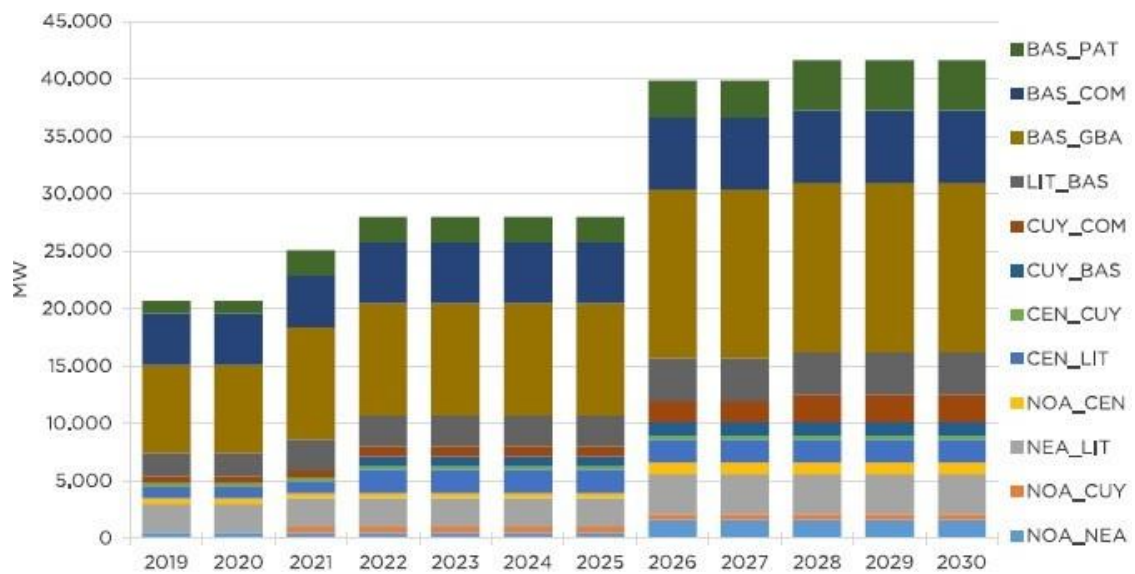


Mapa 7. Sistema de Transmisión al 2030.



Fuente: Plan Maestro, SE, 2020.

Gráfico 28. Capacidad de transporte modelo Message 2019-2030.



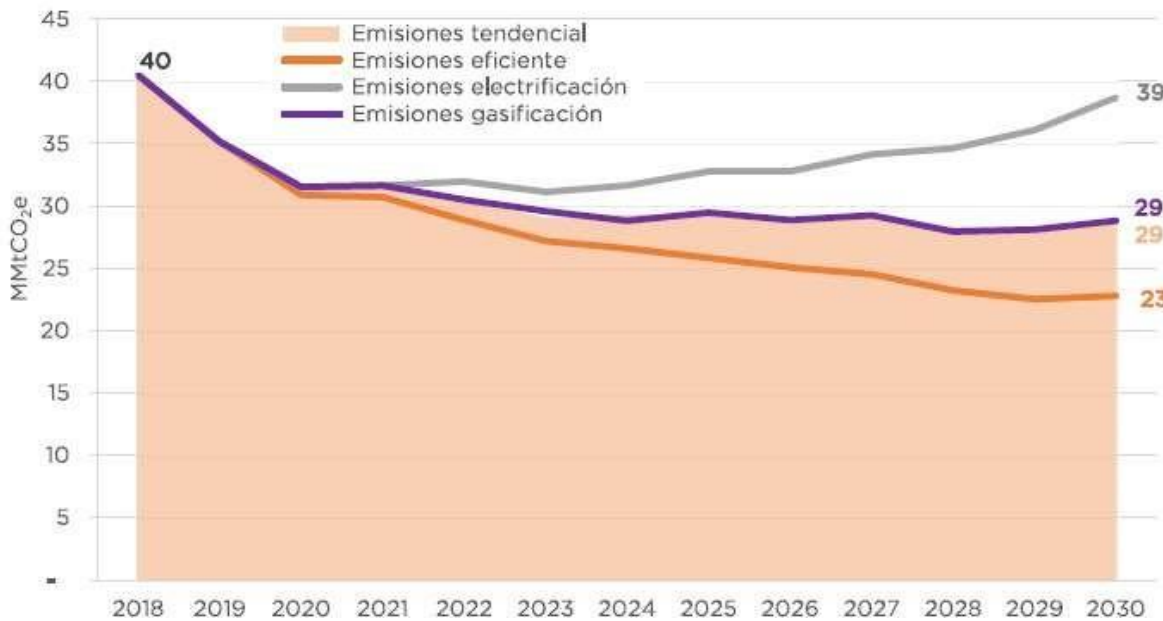
Fuente: SSPP, Secretaría de Gobierno de Energía-Ministerio de Hacienda.



4.4. Emisiones

Según el Escenario Tendencial, la disminución de demisiones proveniente de las centrales sería de 11 MMtCO₂e, pasando de 40 MMtCO₂e en 2018, a 29 MMtCO₂e en 2030. Si adicionalmente, se consideran las medidas de eficiencia energética, dicha disminución alcanzaría loa 17 MMtCO₂e. El Gráfico siguiente ilustra sobre esos resultados.

Gráfico 29. Escenarios de Emisiones MMtCO₂e.



Fuente: SSPP, Secretaría de Gobierno de Energía-Ministerio de Hacienda.

La Tabla siguiente ilustra sobre la evolución de las emisiones específicas medias (tCO₂/GWh) de la generación eléctrica de cada escenario.

Tabla 38. Emisiones específicas medias (tCO₂/GWh)

	2018	2030			
		Tendencial	Eficiente	Electrificación	Gasificación
Emisiones por GWh generado tCO ₂ e/GWh	289	155 (-5,2% a.a.)	137 (-6,2% a.a.)	170 (-4,5% a.a.)	154 (-5,2% a.a.)

Fuente: SSPP, Secretaría de Gobierno de Energía-Ministerio de Hacienda.



Anexo 1. Recursos energéticos en Argentina

Las fuentes de energía son los recursos existentes en la naturaleza de los cuales podemos obtener energía utilizable (por ejemplo, para la generación de energía eléctrica).

Podemos clasificarlas, atendiendo su origen, en:

- No renovables. Se encuentran en cantidades limitadas y en ellas la velocidad de regeneración es inferior a la de consumo.
- Renovables. Son inagotables, ya que se regeneran a un ritmo superior al que se consumen.

Por su utilización, las clasificamos en:

- Convencionales. Son las de uso más extendido.
- Alternativas. Su uso está menos extendido, pero están adquiriendo cada vez más importancia (desarrollo de las energías renovables)

Tabla 39. Recursos Naturales con fines energéticos

TIPOS DE FUENTES	Convencionales	Alternativas
No renovables	Recursos Fósiles	
	Recursos Nucleares	
Renovables	Recursos Hídricos	Recurso Solar
		Recurso Eólico
		Recurso Geotérmica
		Recurso de la Biomasa
		Recurso Mareomotriz

En líneas generales es posible afirmar que el desarrollo del abastecimiento eléctrico en la Argentina ha sido influenciado por la disponibilidad de recursos energéticos primarios, con cuyo uso es factible generar energía eléctrica.

Afortunadamente la Argentina posee abundantes recursos energéticos que han sido y son utilizados para producir energía eléctrica, entre ellos, recursos fósiles, hidráulicos, renovables (como solar y eólico), geotérmico y Nuclear, adicionalmente Argentina cuenta con un gran potencial en recursos de Biomasa.

Recursos Fósiles

Estos recursos (hidrocarburos) son una fuente principal de energía en el país. Casi el 90% de la energía global utilizada proviene del petróleo y del gas. Y en materia de producción eléctrica durante el año 2019 el 61.1% de esta producción se realizó en base a combustibles fósiles (Gas, Fuel Oil y Gas Oil).



La Argentina cuenta con diecinueve cuencas sedimentarias, de las cuales cinco (Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo San Jorge y Austral) producen actualmente hidrocarburos.

Argentina dispone además de recursos no convencionales de gas y petróleo, conocidos como shale gas y shale oil, que mejora el nuevo panorama energético.

Estos recursos se encuentran fundamentalmente en la cuenca Neuquina, en la que se destaca Vaca Muerta, que es una de las formaciones de shale más promisorias del mundo.

El desarrollo completo de estos recursos permitiría multiplicar las actuales reservas de petróleo por nueve y las de gas, por treinta. Esto le aseguraría al país el autoabastecimiento de hidrocarburos de manera sostenida.



Recurso Hídrico

La Argentina cuenta con abundantes recursos hídricos, ya que tiene un caudal medio anual superior a los 26 mil metros cúbicos por segundo, que puede ser aprovechado para la generación de energía eléctrica.

La distribución de estos recursos es irregular, por las variadas características geográficas y la diversidad de climas que presenta el territorio.

El 85% del agua superficial corresponde a la cuenca del Río de la Plata, integrada por las subcuencas de los ríos Pilcomayo, Bermejo, Paraná, Paraguay, Iguazú, Uruguay, y otras subcuencas que se extienden en los territorios de Bolivia, Brasil, Paraguay y Uruguay. Otros recursos se extienden en la zona norte, central y sur del territorio continental.



Además, la Argentina comparte recursos con países limítrofes, como es el caso del río Paraná, donde se encuentra la represa binacional de Yacyretá o el caso del río Uruguay con la represa binacional Salto Grande.

Actualmente, el país aprovecha solo una quinta parte de los recursos hídricos para la generación eléctrica, es decir que el potencial para el desarrollo de nuevas represas hidroeléctricas todavía es enorme.

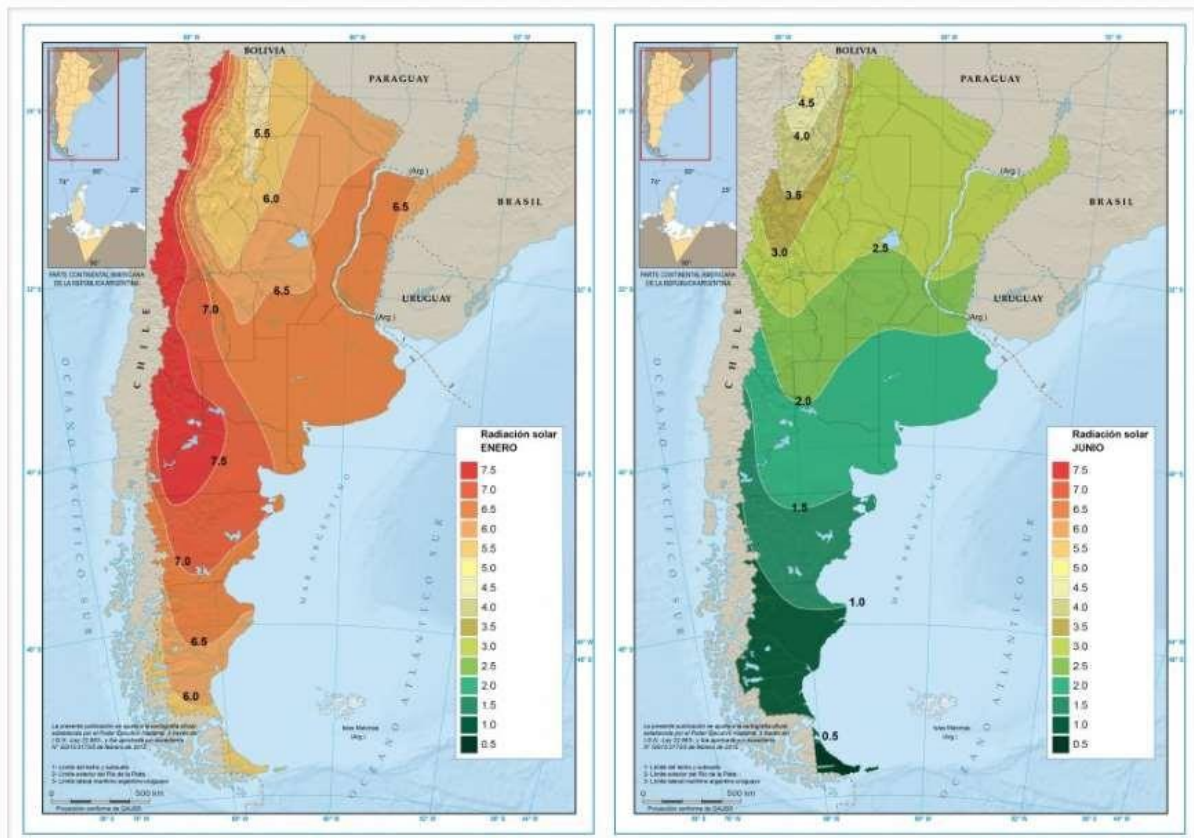


Recurso Solar

La Argentina tiene un gran potencial para el desarrollo de la energía solar. Las regiones andinas y subandinas, desde Jujuy hasta Neuquén, poseen un gran potencial para el desarrollo de esta fuente de energía.

La región cuyana, la Puna y la Quebrada de Humahuaca presentan niveles significativos de radiación.

Dadas las fuertes diferencias estacionales existen regiones que el aprovechamiento es efectivo durante el verano y no así durante el invierno como se observa en la siguiente figura.



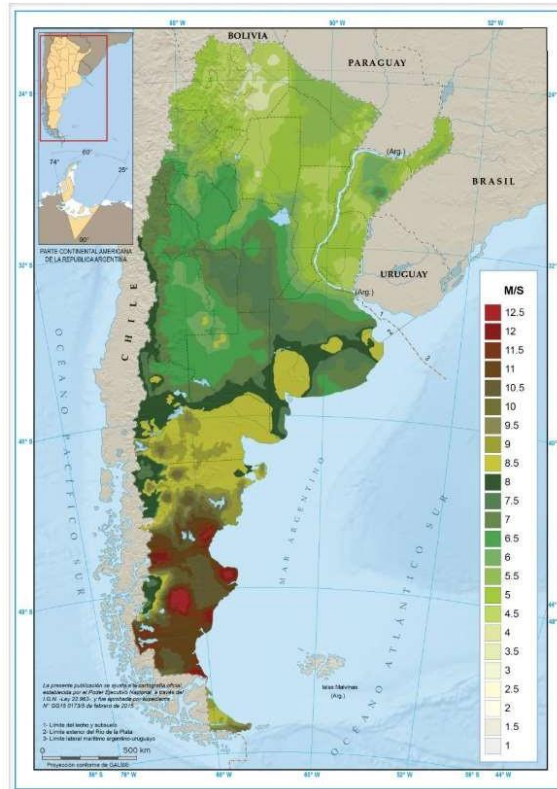


Recurso Eólico

En la actualidad, el potencial más significativo del recurso es para la generación de electricidad mediante grandes aerogeneradores, que se agrupan en parques eólicos. Para ubicar estos parques se requiere conocer el régimen de vientos de cada región del país.

La Argentina es uno de los países con mayor potencial eólico del planeta. En la región patagónica los vientos soplan de manera intensa y frecuente, a una velocidad que supera el doble del mínimo necesario para generar electricidad.

Además de la Patagonia, la costa atlántica y las serranías de la provincia de Buenos Aires poseen vientos de gran intensidad, y la región andina, sobre todo la provincia de La Rioja, también se destaca como una zona con gran potencial.



Recurso Geotérmico

La energía geotérmica es producto del calor proveniente del interior de la corteza terrestre.

En el país existen más de trescientos puntos de interés geotérmico, pero solo cuatro tienen potencial para la generación eléctrica. Copahue, ubicado al oeste de la provincia de Neuquén, es el proyecto más avanzado del país. Allí se encuentra una central geotérmica piloto, emplazada en 1988. En la misma provincia, se ubica el campo geotérmico Domuyo, en donde el calor emana en forma de fumarolas, fuentes termales y gases. Las otras dos áreas, que se encuentran en proceso de estudio para determinar su potencialidad, son Tuzgle, en Salta y Jujuy, y el Valle del Cura, en San Juan.

Se estima que la Argentina posee un potencial geotérmico para la generación eléctrica de más de 2000 MW.





Recurso Nuclear

La Argentina posee importantes reservas comprobadas de uranio, que totalizan 30 mil toneladas, distribuidas en yacimientos ubicados en las provincias de Salta, Mendoza, Chubut, La Rioja, San Luis y Córdoba.

El yacimiento más importante es el de Sierra Pintada, en Mendoza, con un potencial de alrededor de 20 mil toneladas.

Para transformarse en la materia prima básica de los combustibles nucleares, el uranio debe ser sometido a un proceso de refinación, purificación y conversión en dióxido de uranio. Actualmente, ese proceso se desarrolla a escala industrial en el complejo Dioxitek, en la provincia de Córdoba.

Sin embargo, a partir del año 2000, se decidió abandonar la explotación de este mineral en el país debido a sus altos costos. Actualmente se importan alrededor de 100 toneladas por año.



Recurso Biomasa

Según el CADER (Comité de Biomasa de la Cámara Argentina de Energías Renovables), nuestro país posee entre 60 y 80 plantas de biomasa, de las cuales 20 son grandes instalaciones. Estas plantas son básicamente de tratamiento de residuos sólidos urbanos o componentes orgánicos, así como también mini-biodigestores o mini lagunas cubiertas para consumo domiciliario.

Según últimos relevamientos, estas iniciativas se sitúan mayoritariamente al norte de la provincia de Buenos Aires y en la región del Litoral. En el resto del país, Jujuy tiene en marcha dos plantas de gasificación de madera y una de pirólisis de biomasa seca; Salta incentiva la construcción participativa de biodigestores familiares; en Misiones se aprovechan desechos forestales y de frigoríficos; San Juan busca hacer lo propio con residuos de la actividad vitivinícola; en Mendoza hay un proyecto para generar biogas y energía solar-térmica en mercados agrícolas de concentración; Chubut apuesta por la cogeneración energética a partir de biomasa residual de la leña; Tierra del Fuego está construyendo una planta para reciclar y reutilizar residuos industriales; y Tucumán se ilusiona con la transformación de derivados de la producción azucarera.

Uno de los casos de biomasa más emblemáticos se encuentra en la provincia de Córdoba, donde se puso en marcha en 2017 una planta de generación de energía eléctrica a base de cáscara de maní. Se trata de una instalación que acopia y vende 140 mil toneladas anuales de maní y ocupa a 450 personas de forma directa.

La usina cuenta con una turbina de vapor de 10 megavatios (MW) de potencia, con capacidad para generar 78.840 MW/hora. La empresa usa el 10% de la energía para su funcionamiento; el 25%, para el proceso de industrialización del maní y el 65% restante se incorpora a la red nacional de electricidad. Esa cantidad permite abastecer a unos 8000 hogares al año.



Anexo 2. Equipamiento de Generación

1. Turbovapores

Unidades Turbovapor (TVs), que consumen fuel oil y/o carbón, transportado por embarcaciones desde los yacimientos hasta las centrales ubicadas por lo tanto en cercanías de ríos (históricamente las primeras unidades en orden cronológico) y luego con la posibilidad de quemar gas natural al llegar gasoductos también desde los yacimientos hasta la central, con lo que ya no era necesario que la misma se encuentre cercana a un puerto de descarga.

Para el uso de combustible líquido, estas centrales requieren tanques de almacenamiento.

En Argentina, las principales TVs, se encuentran cercanas a los ríos o a vías navegables, por ejemplo, la Centrales Térmicas Costanera y Puerto Nuevo / Nuevo Puerto sobre el Río de la Plata en Ciudad de Buenos Aires, la Central Térmica Piedrabuena, en Bahía Blanca sobre la Ría que la vincula con el Atlántico, la Central Térmica Sorrento sobre el Paraná en Rosario, etc.

El rendimiento teórico de la turbina supera el 90%, pero la eficiencia termodinámica de la generación con vapor es significativamente inferior (30/40%), debido a la pérdida de energía implícita en el proceso de condensación del vapor que sale de la turbina.

Principales características:

- *POTENCIA: HASTA 1100 MW*
- *INVERSIÓN: 800 A 1100 US\$/Kw*
- *Horas de Utilización: 80% fu*
- *COMBUSTIBLE: GAS; FUEL OIL; CARBÓN*
- *COSTO VARIABLE OPERACIÓN: 17 A 30 US\$/ MWh*
- *FLEXIBILIDAD OPERATIVA: BAJA*
- *TIEMPO DE CONSTRUCCIÓN: 30 A 36 MESES*
- *LOCALIZACIÓN: se debe prever:*
 - provisión de agua de refrigeración (bombeo)
 - provisión de combustible (gasoducto o Puerto descarga) (Inquemados)
 - cuerpo receptor de efluentes líquidos (bombeo, tratamiento)
 - espacio para disposición final de cenizas (carbón) fuerza mecánica para acumulación
 - acceso a red AT
- *ASPECTOS AMBIENTALES:*
 - emisión de contaminantes gaseosos (CO₂, NO_x, SO₂, partículas)
 - consumo de agua
 - riesgo de explosión e incendio (fuel oil y carbón)

Las siguientes tablas muestran las principales unidades TV en Argentina, tanto las TVs independientes como las que forman parte de Ciclos Combinados.



Tabla 40. Principales Unidades TV independientes

CENTRAL	REGION	TECNOLOGIA	POTENCIA INSTALADA [MW]
CENTRAL PIEDRABUENA S.A.	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbovapor	620.0
PAMPA ENERGIA SA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbovapor	13.2
C.T. COSTANERA SA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbovapor	1,131.0
C.TERMICA GUEMES S.A.	Noa	Turbovapor	261.0
C. TERMICAS MENDOZA SA	Cuyo	Turbovapor	120.0
C.COSTA ATLANTICA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbovapor	56.0
C.COSTA ATLANTICA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbovapor	204.0
CENTRAL PUERTO SA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbovapor	390.0
CENTRAL PUERTO SA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbovapor	589.0
C.TERMICA SAN NICOLAS	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbovapor	650.0
C.TERMICA SORRENTO	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbovapor	217.0
Total TV			4,251.2

Tabla 41. Principales Unidades TV de CC

CENTRAL	REGION	TECNOLOGIA	POTENCIA INSTALADA [MW]
C.T. AES PARANA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Ciclos Combinados	319.3
C.TERMICA ALTO VALLE	Comahue	Ciclos Combinados	30.0
ENDESA COSTANERA SA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Ciclos Combinados	103.1
CAPEX S.A. AUTOGENERADOR	Comahue	Ciclos Combinados	301.0
ENDESA COSTANERA SA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Ciclos Combinados	322.2
CENTRAL DOCK SUD	Gba - Litoral - Buenos Aires	Ciclos Combinados	284.6
ELECTROPATAGONIA-C.RIV-C.COMB.	Patagonia	Ciclos Combinados	21.0
TERMOELECTRICA M.BELGRANO S.A.	Gba - Litoral - Buenos Aires	Ciclos Combinados	275.2
GENELBA - PETROBRAS	Gba - Litoral - Buenos Aires	Ciclos Combinados	236.2
C. TERMICAS MENDOZA PLUS	Cuyo	Ciclos Combinados	94.4
C.T. LOMA DE LA LATA S.A.	Comahue	Ciclos Combinados	180.0
CENTRAL PUERTO SA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Ciclos Combinados	282.0
ENERGIA DEL SUR S.A.	Patagonia	Ciclos Combinados	48.7
CT PILAR - EPEC	Centro	Ciclos Combinados	136.0
CT ROCA SA	Comahue	Ciclos Combinados	60.0
YPF ENERGÍA ELECTR.ex PLUSPETG	Noa	Ciclos Combinados	151.3
C.T. SALTA (TERMOANDES)	Noa	Ciclos Combinados	226.7
TERMOELE. JOSE SAN MARTIN S.A	Gba - Litoral - Buenos Aires	Ciclos Combinados	280.3
YPF ENERGÍA ELECTR.ex PLUSPETG	Noa	Ciclos Combinados	158.6
CT VUELTA DE OBLIGADO	Gba - Litoral - Buenos Aires	Ciclos Combinados	280.0
ALUAR SA - GENERADOR	Patagonia	Ciclos Combinados	37.0
Total TV que pertenecen a Ciclos combinados			3,827.6

1.2. Antigüedad del parque TV

El parque turbo vapor instalado en nuestro país presenta más de 2.000 MW con una edad superior a los 40 años desde su instalación (ver gráfico siguiente), y **más del 75% ha superado su vida útil.**



Gráfico 30. Evolución histórica de la incorporación de TVs.



Fuente: Elaboración propia.

Esto significa que normalmente los valores de inversiones para operación y mantenimiento de estas unidades suelen exceder los ingresos.

Muchas de estas unidades térmicas se encuentran, hoy en día con un nivel de obsolescencia elevado que definitivamente hace poco económica su operación. Sin embargo, **dada la flexibilidad en sus capacidades de consumo (gas, carbón y fuel oil, que ante restricciones de alguno de ellos se mantiene operativa con otros), el disponerse en lugares cercanos a la demanda, incertidumbres en la disponibilidad de recursos hidráulicos y/o renovables, falta de ingresos de generación efectiva, etc., aún se las conserva en el sistema.**

2. Máquinas del tipo Turbogás (TG)

- Unidades Turbogás (TGs), que aparecen en el sistema un tiempo más tarde, dado que se desarrollan con posterioridad a las TVs. Se trata de unidades que requieren menor tiempo de instalación y menor infraestructura (no requieren de caldera para calentar agua como las TVs). Se encuentran diseminadas por todo el país y cercanas a gasoductos, dado que es el principal energético que utilizan (también utilizan Gas Oil, y en ese caso requieren playa de descarga del combustible y almacenamiento).
- El rendimiento teórico de la turbina supera el 50%, pero la eficiencia termodinámica es significativamente inferior (32/34%) debido a la pérdida de energía implícita en los gases de escape.

Principales características de la tecnología:

- **POTENCIA:** 15 A 350 MW (Heavy Duty) / 15 A 60 MW (Aeroderivadas)
- **INVERSIÓN:** 1000 (TG) US\$/Kw
- **Horas de Utilización:** puede ser alto, pero define su vida útil
- **COMBUSTIBLE:** GAS; GAS OIL; CARBÓN (IGCC)
- **EFICIENCIA:** 32% (TG)
- **COSTO VARIABLE OPERACIÓN:** 9 A 15 US\$/ MWh (CC)
- **FLEXIBILIDAD OPERATIVA:** ALTA (PUNTA Y BASE)
- **TIEMPO DE CONSTRUCCIÓN:** 22 A 24 MESES
- **LOCALIZACIÓN:** se debe prever:
 - provisión de agua de refrigeración
 - acceso a combustible (gasoducto)



- acceso a cuerpo receptor de efluentes líquidos
- acceso a red AT
- **ASPECTOS AMBIENTALES:**
 - emisión de gases contaminantes (CO₂, NOx)
 - consumo de agua
 - riesgo de explosión e incendio (gas oil y carbón)

Las siguientes tablas muestran las principales unidades TG en Argentina, tanto las TG independientes como las que forman parte de Ciclos Combinados.

Tabla 42. Principales Unidades TG independientes y de CC

TGs independientes				TGs que conforman Ciclos combinados			
AGENTE DESCRIPCION	REGION	TECNOLOGIA	POTENCIA INSTALADA [MW]	AGENTE DESCRIPCION	REGION	TECNOLOGIA	POTENCIA INSTALADA [MW]
C.T. AES PARANA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	243	C.T. AGUA DEL CAJON	Comahue	Ciclos Combinados	184,4
SIDERCA SA (EX ARGENER-GEN.PAR)	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	163,3	C.T. AES PARANA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Ciclos Combinados	526,0
CT LAS ARMAS II - EMGASUD	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	23,4	C.TERMICA ALTO VALLE	Comahue	Ciclos Combinados	50,0
CT LAS ARMAS - EMGASUD	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	10,4	ENDESA COSTANERA SA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Ciclos Combinados	218,5
C.TERMICA ALTO VALLE	Comahue	Turbina a gas	16,0	CAPEX S.A. AUTOGENERADOR	Comahue	Ciclos Combinados	176,1
CT BRIGADIER LOPEZ	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	280,0	ENDESA COSTANERA SA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Ciclos Combinados	528,8
CT BRAGADO - EMGASUD	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	49,8	CENTRAL DOCK SUD	Gba - Litoral - Buenos Aires	Ciclos Combinados	512,9
TERMOELECTRICA GUILLERMO BROWN	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	582,6	ELECTROPATAGONIA-C.RIV-C.COMB.	Patagonia	Ciclos Combinados	42,0
C.TERMICAS MENDOZA SA	Cuyo	Turbina a gas	14,0	TERMOELECTRICA M.BELGRANO S.A.	Gba - Litoral - Buenos Aires	Ciclos Combinados	593,0
C.T. PATAGONICAS SA	Patagonia	Turbina a gas	73,0	GENELBA - PETROBRAS	Gba - Litoral - Buenos Aires	Ciclos Combinados	437,4
CT CONC.DEL URUGUAY II-EMGASUD	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	21,1	C. TERMICAS MENDOZA SA	Cuyo	Ciclos Combinados	27,0
CT CONC.DEL URUGUAY - EMGASUD	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	20,7	C. TERMICAS MENDOZA PLUS	Cuyo	Ciclos Combinados	195,8
EPEC GENERACION	Centro	Turbina a gas	32,0	LUJAN DE CUYO COGENERAC.PUERTO	Cuyo	Ciclos Combinados	95,3
CENTRAL DIQUE S.A.	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	55,0	C.T. LOMA DE LA LATA S.A.	Comahue	Ciclos Combinados	375,0
CENTRAL DOCK SUD	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	72,0	GENERACION MEDITERRANEA	Centro	Ciclos Combinados	68,0
CT BARRAGAN - ENARSA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	567,0	CENTRAL PUERTO SA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Ciclos Combinados	516,0
LA PLATA COGENERACION SA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	128,0	ENERGIA DEL SUR S.A.	Patagonia	Ciclos Combinados	76,4
C.T. FILO MORADO	Comahue	Turbina a gas	62,9	CT PILAR - EPEC	Centro	Ciclos Combinados	320,0
GENERACION FRIAS S.A.	Noa	Turbina a gas	60,0	CT ROCA SA	Comahue	Ciclos Combinados	130,0
PAMPA ENERGIA SA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	182,1	YPF ENERGIA ELECTR.ex PLUSPETG	Noa	Ciclos Combinados	230,7
GENELBA - RES.287	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	187,6	C.T. SALTA (TERMOANDES)	Noa	Ciclos Combinados	416,0
PAMPA ENERGIA SA	Noa	Turbina a gas	100,0	TERMOELE. JOSE SAN MARTIN S.A	Gba - Litoral - Buenos Aires	Ciclos Combinados	584,8
GENERACION INDEPENDENCIA S.A.	Noa	Turbina a gas	120,0	YPF ENERGIA ELECTR.ex PLUSPETG	Noa	Ciclos Combinados	288,4
GENERACION LA BANDA S.A.	Noa	Turbina a gas	26,0	CT VUELTA DE OBLIGADO	Gba - Litoral - Buenos Aires	Ciclos Combinados	566,6
C.T.MENDOZA COGENERADOR	Cuyo	Turbina a gas	42,8	ALUAR SA - GENERADOR	Patagonia	Ciclos Combinados	76,0
C.T. LOMA DE LA LATA S.A.	Comahue	Turbina a gas	105,0	CT RENOVA - ALBANESI ENERGIA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Ciclos Combinados	172,0
CT LOMA DE LA LATA (INDEQUEUN)	Comahue	Turbina a gas	105,0	Total TG que pertenecen a Ciclos combinados			7,417,1
EPEC GENERACION	Centro	Turbina a gas	46,0				
GENERACION RIOJANA SA	Noa	Turbina a gas	88,0				
CT MATHEU - EMGASUD	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	40,0				
C.COSTA ATLANTICA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	30,0				
C.COSTA ATLANTICA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	120,9				
GEN.MEDITERRANEA (CONT.PLUS)	Centro	Turbina a gas	120,0				
GEN.MEDITERRANEA GRUPO 3	Centro	Turbina a gas	60,0				
GENERACION MEDITERRANEA 220	Centro	Turbina a gas	95,0				
EMSA GENERACION	Noa	Turbina a gas	12,0				
CT OLAVARRIA - EMGASUD	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	38,8				
CT PARANA - EMGASUD	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	40,0				
C.T. PATAGONICAS SA	Patagonia	Turbina a gas	42,0				
GENERADORA ELEC.TUCUMAN SA	Noa	Turbina a gas	232,0				
C.T. PATAGONICAS SA	Patagonia	Turbina a gas	45,0				
GENERADORA CORDOBA S.A.	Centro	Turbina a gas	26,0				
HIDROTERMICA SAN JUAN	Cuyo	Turbina a gas	30,0				
EPEC GENERACION	Centro	Turbina a gas	39,0				
C.TERMICA SAN NICOLAS	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	25,0				
EPEC GENERACION	Centro	Turbina a gas	100,0				
C.COSTA ATLANTICA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	45,0				
CT VILLA GESELL-CATLANT.	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	80,0				
EPEC GENERACION	Centro	Turbina a gas	48,0				
CT RIO CHICO - SPSE	Patagonia	Turbina a gas	35,0				
CT BRAGADO 2 - GENNEIA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	58,5				
CT 9 de JULIO C Cost ATLANTICA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	94,7				
CT RIO TERCERO II - soENERGY	Centro	Turbina a gas	60,0				
CT GENERAL ROJO	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	151,0				
CT GENERAL ROJO CIERRE CC	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	50,6				
CT BRAGADO 3 - GENNEIA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	61,2				
CT SALTO 2 - soENERGY	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	63,0				
CT ZAPPALORTO - APR ENERGY	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	109,0				
CT INDEPEND. ETAPA1 G MEDITERR	Noa	Turbina a gas	49,6				
CT MATHEU II - APR ENERGY	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	229,0				
CT EZEIZA ETAPA2 G MEDITERRANE	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	50,0				
CT EZEIZA ETAPA1 G MEDITERRANE	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	102,1				
CT LOMA CAMPANA 1 - YPF	Comahue	Turbina a gas	105,0				
CT LOMA CAMPANA 2 - Y-GEN ELECT	Comahue	Turbina a gas	107,0				
ALUAR SA - GENERADOR	Patagonia	Turbina a gas	76,0				
CT SAN PEDRO - SPI ENERGY SA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	108,0				
CT SAN PEDRO - CIERRE CC	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	50,5				
CT LUJAN II - ARAUCARIA ENERGY	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	127,3				
CT LAS PALMAS 2 - ARAUCARIA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	212,2				
CT BARKER	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	142,0				
CT BARKER CIERRE CC	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	50,9				
CT MATHEU III - ARAUCARIA ENER	Gba - Litoral - Buenos Aires	Turbina a gas	254,0				
CT BRACHO - Y-GEN ELECTRICA II	Noa	Turbina a gas	274,0				
CT INDEPEND. ETAPA2 G MEDITERR	Noa	Turbina a gas	49,0				
CT VILLA MARIA	Centro	Turbina a gas	150,1				
CT VILLA MARIA CIERRE CC-UENSA	Centro	Turbina a gas	49,5				
Total TG			7,395,7				

3. Máquinas del tipo Ciclo combinado

- Unidades de Ciclo combinado (CCs), siguiendo en orden cronológico aparecen en el sistema un tiempo más tarde al desarrollarse la tecnología, son unidades con mucho mejor rendimiento ya que aprovechan el calor residual de los gases de escape de las TGs para calentar agua y proveer de vapor a una turbina constituyendo una TV asociada y producir energía eléctrica con



ambas unidades utilizando la misma cantidad de combustible. En Argentina los CCs se encuentran distribuidos por el país cercanos a los centros de consumo y a gasoductos.

Principales características de la tecnología:

- **POTENCIA:** desde 100 MW a 1000MW (ante distintas combinaciones de TGs y TVs puede obtenerse gran variedad de módulos de potencia)
- **INVERSIÓN:** 750 (CC) US\$/Kw
- **COMBUSTIBLE:** GAS; GAS OIL; CARBÓN (IGCC)
- **EFICIENCIA:** 56 %
- **COSTO VARIABLE OPERACIÓN:** 9 A 15 US\$/ MWh (CC)
- **FLEXIBILIDAD OPERATIVA:** ALTA (PUNTA Y BASE)
- **TIEMPO DE CONSTRUCCIÓN:** 22 A 24 MESES
- **LOCALIZACIÓN:** *se debe prever:*
 - provisión de agua de refrigeración
 - acceso a combustible (gasoducto)
 - acceso a cuerpo receptor de efluentes líquidos
 - acceso a red AT
- **ASPECTOS AMBIENTALES:**
 - emisión de gases contaminantes (CO₂, NO_x)
 - consumo de agua
 - riesgo de explosión e incendio (gas oil y carbón)

Las siguientes tablas muestran las principales unidades CC en Argentina.

Tabla 43. Principales Unidades de CC

AGENTE DESCRIPCION	REGION	CATEGORIA REGION	TIPO	POTENCIA INSTALADA [MW]
C.T. AGUA DEL CAJON	COMAHUE	Comahue	TG	184.4
C.T. AES PARANA	BUENOS AIRES	Gba - Litoral - Buenos Aires	TG	526.0
			TV	319.3
C.TERMICA ALTO VALLE	COMAHUE	Comahue	TG	50.0
			TV	30.0
COSTANERA SA	GRAN BS.AS.	Gba - Litoral - Buenos Aires	TG	218.5
			TV	103.1
CAPEX S.A. AUTOGENERADOR	COMAHUE	Comahue	TG	176.1
			TV	301.0
ENDESA COSTANERA SA	GRAN BS.AS.	Gba - Litoral - Buenos Aires	TG	528.8
			TV	322.2
CENTRAL DOCK SUD	GRAN BS.AS.	Gba - Litoral - Buenos Aires	TG	512.9
			TV	284.6
ELECTROPATAGONIA-C.RIV-C.COMB.	PATAGONICA	Patagonia	TG	42.0
			TV	21.0
TERMoeLECTRICA M.BELGRANO S.A.	BUENOS AIRES	Gba - Litoral - Buenos Aires	TG	593.0
			TV	275.2
GENELBA - PETROBRAS	GRAN BS.AS.	Gba - Litoral - Buenos Aires	TG	437.4
			TV	236.2
C. TERMICAS MENDOZA SA	CUYO	Cuyo	TG	27.0
			TV	195.8
LUJAN DE CUYO COGENERAC.PUERTO	CUYO	Cuyo	TV	94.4
C.T. LOMA DE LA LATA S.A.	COMAHUE	Comahue	TG	95.3
			TV	375.0
GENERACION MEDITERRANEA	CENTRO	Centro	TG	180.0
CENTRAL PUERTO SA	GRAN BS.AS.	Gba - Litoral - Buenos Aires	TG	68.0
			TV	516.0
ENERGIA DEL SUR S.A.	PATAGONICA	Patagonia	TG	282.0
			TV	76.4
CT PILAR - EPEC	CENTRO	Centro	TG	48.7
			TV	330.0
CT ROCA SA	COMAHUE	Comahue	TG	136.0
			TV	130.0
YPF ENERGÍA ELECTR.ex PLUSPETG	NOROESTE	Noa	TG	60.0
			TV	230.7
C.T. SALTA (TERMOANDES)	NOROESTE	Noa	TG	151.3
			TV	416.0
TERMOELE. JOSE SAN MARTIN S.A	LITORAL	Gba - Litoral - Buenos Aires	TG	226.7
			TV	584.8
YPF ENERGÍA ELECTR.ex PLUSPETG	NOROESTE	Noa	TG	280.3
			TV	288.4
CT VUELTA DE OBLIGADO	LITORAL	Gba - Litoral - Buenos Aires	TG	158.6
			TV	566.6
ALUAR SA - GENERADOR	PATAGONICA	Patagonia	TG	280.0
			TV	76.0
CT RENOVA - ALBANESI ENERGIA	LITORAL	Gba - Litoral - Buenos Aires	TG	37.0
Total Ciclo Combinado				11,244.7



4. Máquinas del tipo Nucleares

En Argentina existen tres centrales nucleares Atucha I, Atucha II y Embalse.

El esquema simplificado es similar al de la TV, solamente que el agua es calentada por la temperatura de la fisión nuclear en un reactor.

Principales características de la tecnología:

- *POTENCIA: 600 A 1100 MW*
- *INVERSIÓN: 2000 A 2500 US\$/kw*
- *COMBUSTIBLE: URANIO NATURAL; URANIO ENRIQUECIDO*
- *EFICIENCIA: 32 A 36%*
- *COSTO VARIABLE OPERACIÓN: 3 A 9 US\$/ MWh*
- *FLEXIBILIDAD OPERATIVA: BAJA (BASE)*
- *TIEMPO DE CONSTRUCCIÓN: más de 36 MESES*
- *LOCALIZACIÓN:*
 - *provisión de combustible y fluido moderador*
 - *provisión de agua de refrigeración*
 - *distancia a centros poblados*
 - *lugar de disposición de combustibles quemados*
 - *acceso a cuerpo receptor de efluentes líquidos*
 - *acceso a red AT*
- *ASPECTOS AMBIENTALES:*
 - *disposición final del combustible quemado⁴⁹*
 - *riesgo radiológico (accidente nuclear)*
 - *consumo de agua de refrigeración*

Las unidades nucleares en Argentina, son tres, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 44. Centrales Nucleares argentinas

Información Técnica	Central Nuclear Embalse	Atucha I	Atucha II
Tipo de reactor	Tubos de presión (CANDU)	Recipiente de presión SIEMENS.	Recipiente de presión
Potencia térmica	2.109 MWt	1.179 MWt	2.175 MWt
Potencia eléctrica bruta	648 MWe	362 MWe	745 MWe
Moderador y refrigerante	Agua pesada (D20)	Agua pesada (D20)	Agua pesada (D20)
Combustible	Uranio natural	Uranio levemente enriquecido (0.85%)	Uranio natural

Fuente: Nucleoeléctrica Argentina S.A.

5. Motores de Combustión interna

- Unidades de Motogeneradoras, dado el poco tiempo que requieren para su instalación han sido utilizadas para demorar inversiones en infraestructura como transmisión y/o distribución, instalándolas en zonas con pobre calidad de servicio (mayormente punta de líneas).

⁴⁹ La Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), dentro del Programa Nacional de Gestión de Residuos Radiactivos (PNGRR), gestiona los residuos radiactivos en todo el territorio nacional como también los de combustibles provenientes de las actividades nucleares en cualquiera de sus aplicaciones.



En los últimos años, se han instalado unidades de generación de este tipo, por su rápida instalación. Básicamente se han dispuesto en sitios de baja calidad de servicio.

Principales características de la tecnología:

- **POTENCIA:** 0.1 A 5 MW
- **Horas de Utilización:** 4500, ó 50% fu
- **INVERSIÓN:** 1000 A 1500 US\$/Kw
- **COMBUSTIBLE:** GAS, Gas Oil, Fuel Oil, Biodiesel
- **EFICIENCIA:** 32 A 36%
- **COSTO VARIABLE OPERACIÓN:** 3 A 9 US\$/ MWh
- **FLEXIBILIDAD OPERATIVA:** ALTA
- **TIEMPO DE CONSTRUCCIÓN:** más de 12 MESES
- **LOCALIZACIÓN:**
 - provisión de combustible
 - distancia a centros poblados
 - acceso a red AT o MT
- **ASPECTOS AMBIENTALES:**
 - emisión de gases contaminantes (CO2, NOx)
 - consumo de agua
 - ruido ambiente elevado
 - riesgo de explosión e incendio

La siguiente tabla muestra los motogeneradores en Argentina

Tabla 45. Principales Unidades de motogeneradores (MW)

AGENTE DESCRIPCION	CATEGORIA REGION	POTENCIA INSTALADA [MW]
C.T. ALMIRANTE BROWN	Gba - Litoral - Buenos Aires	25.0
CT ALEM - AGGREKO	Nea	15.0
CT ANATUYA II - SULLAIR	Noa	11.5
CT ANATUYA - SULLAIR	Noa	19.2
CT ARISTOBU.DEL VALLE-SOENERGY	Nea	15.0
CT ARRECIFES-AGGREKO	Gba - Litoral - Buenos Aires	20.0
CT BARILOCHE	Comahue	20.0
CT BELL VILLE - SULLAIR	Centro	15.6
CT CASTELLI - AGGREKO	Nea	15.0
EDECAT GENERACION	Noa	1.6
CT CATAMARCA - SECCO	Noa	19.2
CT CERES - SECCO	Gba - Litoral - Buenos Aires	18.0
CT CHARATA - SULLAIR	Nea	19.8
CT CHILECITO - SECCO	Noa	10.0
CT CIPOLLETTI - AGGREKO	Comahue	5.0
CT COLON BS.AS - SULLAIR	Gba - Litoral - Buenos Aires	15.3
CT CORRIENTES - AGGREKO	Nea	20.0
CT CAPITAN SARMIENTO - SECCO	Gba - Litoral - Buenos Aires	5.0
CT FORMOSA - APR ENERGY	Nea	30.0
CT GOYA - SECCO	Nea	13.0
CT INTA CATAMARCA - SECCO	Noa	7.0
CT ISLA VERDE - AGGREKO	Centro	24.5
CT ITATI - TURBODISEL	Nea	7.2
CT ING JUAREZ - SECCO	Nea	4.0
CT JUNIN	Gba - Litoral - Buenos Aires	22.0
CT LAGUNA BLANCA - SECCO	Nea	7.0
CT LIBERTADOR GSM - SULLAIR	Noa	15.3
CT LINCOLN	Gba - Litoral - Buenos Aires	15.0
CT LOBOS BS.AS - SULLAIR	Gba - Litoral - Buenos Aires	19.7
CT LAS PALMAS -TURBODISEL	Nea	7.2
CT LA PAZ Entre Rios - ENARSA	Gba - Litoral - Buenos Aires	10.8
CT LA PLATA - SULLAIR	Gba - Litoral - Buenos Aires	40.4
CT LA RIOJA - SECCO	Noa	19.2
CT LA RIOJA SUR- SECCO	Noa	10.0
CT MAGDALENA - APR ENERGY	Gba - Litoral - Buenos Aires	25.0
CT MIRAMAR I - ENERGYST	Gba - Litoral - Buenos Aires	20.0
EPEC GENERACION	Centro	5.1
EMP.DIS.S.ESTERO GENERACION	Noa	6.1
CT ORAN - SECCO	Noa	15.0
CT PARQUE INDUSTR.CATAM-SECCO	Noa	15.0
CENTRAL TERMICA PIQUIRENDIA	Noa	30.4
CT PIRANE - SULLAIR	Nea	16.3
CT PASO LA PATRIA-TURBODISEL	Nea	7.2

AGENTE DESCRIPCION	CATEGORIA REGION	POTENCIA INSTALADA [MW]
CT RAFAELA - SECCO	Gba - Litoral - Buenos Aires	19.2
CT REALICO - SECCO	Comahue	24.0
C.MEDANITOS-RINCON SAUCES	Comahue	32.0
CT RUFINO Sta Fe - ENARSA	Gba - Litoral - Buenos Aires	31.9
EDECAT GENERACION	Noa	3.2
CT SAENZ PEÑA II- AGGREKO	Nea	15.0
CT SAENZ PEÑA - APR ENERGY	Nea	20.0
CT SANTA ROSA -TURBODISEL	Nea	7.2
CT SAN VICENTE BsAs - ENARSA	Gba - Litoral - Buenos Aires	27.6
CT TEREVINTOS - SECCO	Noa	8.0
CT TINOGASTA - SULLAIR	Noa	15.0
CT VILLA ANGELA - AGGREKO	Nea	15.0
CT GRAL. VILLEGAS - AGGREKO	Gba - Litoral - Buenos Aires	23.5
CT VIALE - AGGREKO	Gba - Litoral - Buenos Aires	10.0
CT VENADO TUERTO - SECCO	Gba - Litoral - Buenos Aires	19.2
CT NUEVA POMPEYA - ENARSA	Nea	4.0
EMSA GENERACION	Nea	2.0
CT PALMAR LARGO - ENARSA	Nea	3.0
CT SAN SALVADOR E.Rios -ENARSA	Gba - Litoral - Buenos Aires	10.8
EMSA GENERACION	Nea	2.1
CT PRESIDENCIA ROCA	Nea	6.0
CT BANDERA SgoEstero - ENARSA	Noa	32.5
CT SAN MARTIN Chaco	Nea	15.0
MOTOGENERADORES COSTANERA	Gba - Litoral - Buenos Aires	35.6
CT BARRANQUERAS Chaco	Nea	21.7
EDELAR GENERACION	Noa	0.9
EDELAR GENERACION	Noa	4.0
EDELAR GENERACION	Noa	4.4
EDELAR GENERACION	Noa	5.8
CT CAIMANCITO -SULLAIR	Noa	91.0
CT VILLA OCAMPO - SECCO	Gba - Litoral - Buenos Aires	50.4
CT PEREZ - SECCO	Gba - Litoral - Buenos Aires	81.1
CT CAÑADA DE GOMEZ - SECCO	Gba - Litoral - Buenos Aires	67.2
CT PILAR BS AS- PAMPA ENERGIA	Gba - Litoral - Buenos Aires	100.4
CT ANCHORIS - METHAX	Cuyo	40.0
CT PIEDRABUENA MG(LLATA)	Gba - Litoral - Buenos Aires	100.0
EDEN GENERACION	Gba - Litoral - Buenos Aires	2.8
EDELAR GENERACION	Noa	14.0
COOP. MNO. MORENO BS. AS.GENER	Gba - Litoral - Buenos Aires	4.2
EDELAR GENERACION	Noa	3.7
EDELAR GENERACION	Noa	0.9
EMSA GENERACION	Nea	16.8

6. Cogeneración



En Argentina las unidades más importantes en el sistema de cogeneración del Mercado Mayorista son Argener: Se compone de una unidad TG marca GE de 163.3 MW, modelo MS9001EC, consumo específico medio bruto = 1220 kcal/kWh, consume gas natural.

Cms Ensenada: Consta de una unidad TG marca GE, modelo MS9001, ubicada en Refinería La Plata, potencia efectiva 128 MW, consumo específico medio bruto = 1309 kcal/kWh, consumo de auxiliares = 1.5%, consume gas natural y gas oil. Es una unidad CC, no puede operar a ciclo abierto aunque puede soportar esa operación en situaciones de emergencia durante algunos minutos.

Central Térmica Mendoza: Consta de dos unidades TG de 48 MW, consumo específico medio bruto = 1530 Kcal/KWh, consumen gas natural y gas oil.

Central térmica Timbues: Se compone de una unidad TG marca Siemens de 172 MW, modelo SGT5-2000E, consumo específico medio neto = 1850 kcal/kWh como cogeneración (2500 Kcal/kwh en ciclo abierto) que consume gas natural y gas oil.

7. Centrales hidroeléctricas.

La energía hidroeléctrica constituye la principal fuente de generación de energía renovable en Argentina y es responsable de la generación de aproximadamente el 30 % de la electricidad.

Si bien el recurso es importante, la aleatoriedad de su disponibilidad lleva a generar cierta incertidumbre en el abastecimiento energético, necesitando realizar análisis previos para la optimización operativa y por lo tanto a disponer de reservas en generación para reducir riesgos de desabastecimiento (así como aportar al riego o consumo humano), esto lleva a generar sobrecostos en la operación. Vale mencionarse que el cambio climático ha impactado negativamente en algunas cuencas hidrográficas como las dependientes del régimen nival de la Cordillera de los Andes.

En Argentina por ejemplo con recursos de origen pluvionival se encuentran las Centrales hidráulicas El Chocón, Piedra del Águila, Planicie Banderita, etc. que adicionalmente poseen embalse y por lo tanto es factible almacenar el recurso, y de origen Pluvial en el noreste argentino, las centrales Hidráulicas Yacretá (binacional con Paraguay) y Salto Grande (binacional con Uruguay), estas no poseen embalse por lo que generan energía cuando existe el recurso.

Principales características de la tecnología:

INVERSIÓN: 800 A 2500 US\$/Kw

RÉGIMEN: PASADA Y EMBALSE

FLEXIBILIDAD OPERATIVA: ALTA (BASE Y SEMIBASE)

RIESGO HIDROLÓGICO

TIEMPO DE CONSTRUCCIÓN: 36 A 48 MESES (riesgo geológico)

LOCALIZACIÓN: debe verificar

- salto de agua aprovechable
- extensión de terrenos a inundar
- cercanía a yacimientos de áridos
- provisión de cemento
- infraestructura
- acceso a red AT

ASPECTOS AMBIENTALES:

- inundación de grandes extensiones
- impactos climáticos
- impactos sobre fauna ictícola
- relocalización de poblaciones



La siguiente tabla muestra las centrales hidráulicas en Argentina

Tabla 46. Principales centrales hidroeléctricas (MW)

AGENTE DESCRIPCION	REGION	TECNOLOGIA	POTENCIA INSTALADA [MW]
H. DIAMANTE SA	Cuyo	Hidráulica	150.0
AES ALICURA.	Comahue	Hidráulica	1,050.0
HIDROELECTRICA EL CHOCON SA	Comahue	Hidráulica	127.8
CONSORCIO POTRERILLOS	Cuyo	Hidráulica	120.0
C.H.LOS CARACOLES - EPSE	Cuyo	Hidráulica	121.4
AES JURAMENTO	Noa	Hidráulica	100.5
HIDROELECTRICA EL CHOCON SA	Comahue	Hidráulica	1,290.0
CONSORCIO POTRERILLOS	Cuyo	Hidráulica	54.4
CENTRAL CASA DE PIEDRA	Comahue	Hidráulica	60.0
HIDROELECTRICA FUTALEUFU SA	Patagonia	Hidráulica	538.0
EPEC GENERACION	Centro	Hidráulica	52.0
HIDROELECTRICA LOS NIHUILES SA	Cuyo	Hidráulica	72.0
HIDROELECTRICA LOS NIHUILES SA	Cuyo	Hidráulica	110.0
HIDROELECTRICA LOS NIHUILES SA	Cuyo	Hidráulica	42.0
HIDR. PIEDRA DEL AGUILA S.A.	Comahue	Hidráulica	1,440.0
HIDR. CERROS COLORADOS S.A.	Comahue	Hidráulica	472.0
PICHI PICUN LEUFU	Comahue	Hidráulica	285.0
CTM SALTO GRANDE	Gba - Litoral - Buenos Aires	Hidráulica	945.0
E.B. YACYRETA	Nea	Hidráulica	2,745.0
C.H.PUNTA NEGRA - EPSE	Cuyo	Hidráulica	63.3
Total Hidráulica			9,838.4

8. Centrales Solares

Aunque está todavía en sus estadios iniciales, la energía solar tiene un gran potencial en diversas regiones. En 2017, se encontraban en operación, con contrato de abastecimiento, los parques solares fotovoltaicos Cañada Honda I y II y La Chimbera I (San Juan), con una capacidad actual de 7 MW y la generación eléctrica de 15,1 GWh/año.

Principales características de la tecnología:

INVERSIÓN: 2000 A 3800 US\$/Kw

RÉGIMEN: ANTE PRESENCIA DEL RECURSO (en ARG cercano al 27% en Cuyo y NOA)

FACTOR DE CARGA: entre 25% y 30%

FLEXIBILIDAD OPERATIVA: BAJA

RIESGO CLIMÁTICO

TIEMPO DE CONSTRUCCIÓN: 12 A 24 MESES

LOCALIZACIÓN: debe verificar (requiere varios años de mediciones)

- Existencia De recurso solar
- extensión de terrenos a cubrir
- acceso a red AT y/o MT (dependiendo módulos)

ASPECTOS AMBIENTALES:

- cobertura de grandes extensiones de terreno

Una central solar es aquella instalación en la que se aprovecha la radiación solar para producir energía eléctrica.

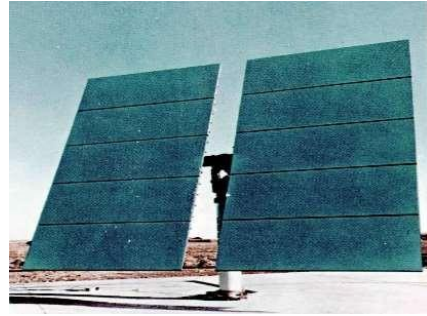


Este proceso puede realizarse mediante dos vías:

Fotovoltaica: Hacen incidir las radiaciones solares sobre una superficie de un cristal semiconductor, llamada célula solar, y producir en forma directa una corriente eléctrica por efecto fotovoltaico.

En Argentina, todas las centrales solares que han ingresado o ingresarán mediante las licitaciones de generación renovable son de este tipo.

Panel Fovoltaico



Fototérmico: En las centrales solares que emplean el proceso fototérmico, el calor de la radiación solar calienta un fluido y produce vapor que se dirige hacia la turbina produciendo luego energía eléctrica.

El proceso de captación y concentración de la radiación solar se efectúa en unos dispositivos llamados heliostatos, que actúan automáticamente para seguir la variación de la orientación del Sol respecto a la Tierra. Existen diversos tipos de centrales solares de tipo térmico, pero las más comunes son las de tipo torre, con un número grande de heliostatos. Para una central de solo 10 MW, la superficie ocupada por los heliostatos es de unas 20 Ha.

Torre de heliostatos



La siguiente tabla muestra las centrales solares en Argentina.



Tabla 47. Principales centrales fotovoltaicas (MW)

AGENTE DESCRIPCION	REGION	TECNOLOGIA	POTENCIA INSTALADA [MW]
C.FOTOV. CHIMBERAS 1	Cuyo	Solar	2.0
C.FOTOV. CAÑADA HONDA I-ENARSA	Cuyo	Solar	2.0
C.FOTOV. CAÑADA HONDA 2-ENARSA	Cuyo	Solar	3.0
PTA FOTOVOLTAICA S.JUAN I-EPSE	Cuyo	Solar	1.2
C.FOTOV.CALDENES DEL OESTE	Centro	Solar	24.8
PTA FOTOVOLTAICA S.JUAN I-EPSE	Cuyo	Solar	0.5
PQUE FOTOVOLTAICO LAS LOMITAS	Cuyo	Solar	1.7
PQUE FOTOVOLTAICO LA CUMBRE	Centro	Solar	22.0
PARQUE SOLAR CHEPES	Noa	Solar	2.0
PQUE SOLAR ULLUM 2	Cuyo	Solar	25.0
PQUE FOTOVOLTAICO NONOGASTA	Noa	Solar	35.0
PQUE SOLAR ULLUM 1	Cuyo	Solar	25.0
PQUE SOLAR ULLUM 3	Cuyo	Solar	32.0
PQUE SOLAR SAUJIL	Noa	Solar	22.5
PQUE FOTOV.LA CUMBRE 2 MATER	Centro	Solar	4.0
PQUE SOLAR PQUE DE LOS LLANOS	Noa	Solar	12.0
PQUE FOTOV. CORDILLERA SOLAR	Cuyo	Solar	80.0
PQUE SOLAR TINOGASTA II	Noa	Solar	7.0
PQUE SOLAR TINOGASTA I	Noa	Solar	15.0
C.FOTOV. ULLUM IV SOLARGEN	Cuyo	Solar	13.5
PARQUE FOTOV. CAFAYATE	Noa	Solar	80.0
C.FOTOV. ULLUM SOLARGEN2 MATER	Cuyo	Solar	6.5
PQUE SOLAR FTV PASIP PALMIRA	Cuyo	Solar	1.2
PQUE FOTOV.CERROS DEL SOL	Centro	Solar	5.0
PQUE SOLAR FIAMBALA	Noa	Solar	11.0
AGRITUR SAN LUIS S.A.	Centro	Solar	0.5
PQUE SOLAR FTV DE LA PUNTA	Centro	Solar	5.0
Total solar			439.2

9. Centrales eólicas

La producción de energía eólica es todavía incipiente en Argentina, pero posee un importante potencial para su desarrollo. Según el Ministerio de Energía de la Nación, la Patagonia (particularmente Santa Cruz, Río Negro y Chubut) y, en menor medida, la provincia de Buenos Aires, concentran el mayor potencial de desarrollo para este tipo de energía. Algunos de los parques eólicos más importantes del país son: Arauco I (La Rioja) (25,2 MW), Diadema (Chubut) (6,3 MW), El Tordillo (Chubut) (3 MW), Eos Necochea (Buenos Aires) (0,25 MW), Loma Blanca IV (Chubut) (51 MW) y Rawson I y II (Chubut) (Rawson I – 50 MW Rawson II – 30 MW). En Rawson se encuentra el parque eólico más grande del país, con 77 Megavatios (MW) instalados, que suministra electricidad para 100.000 hogares.

Principales características de la tecnología:

INVERSIÓN:

- Para Eolico tipo 1 (Marítimo) entre 5300 y 6,230 US\$/Kw
- PCR Eolico tipo 2 (Terrestre A) entre 1,697 y 1,808 US\$/Kw
- PCR Eolico tipo 3 (Terrestre B) entre 1844 y 2,213 US\$/Kw

RÉGIMEN: ANTE PRESENCIA DEL RECURSO (en ARG cercano al 40% en Patagonia)

FACTOR DE CARGA: entre 30% y 42%

FLEXIBILIDAD OPERATIVA: BAJA

RIESGO CLIMÁTICO

TIEMPO DE CONSTRUCCIÓN: 12 A 36 MESES

LOCALIZACIÓN: debe verificar

- Existencia De recurso eólico (requiere varios años de mediciones)
- extensión de terrenos a cubrir
- acceso a red AT y/o MT (dependiendo módulos)



ASPECTOS AMBIENTALES:

- Impacto visual, terrenos ocupados, impacto sobre aves, etc.

Una central eólica es una instalación en donde la energía cinética del viento se puede transformar en energía mecánica de rotación. Para ello se instala una torre en cuya parte superior existe un rotor con múltiples palas, orientadas en la dirección del viento. Las palas o hélices giran alrededor de un eje horizontal que actúa sobre un generador de electricidad, Aerogeneradores.

En Argentina, se han presentado gran número de proyectos de generación renovable.



La siguiente tabla muestra las centrales eólicas en Argentina.

Tabla 48. Principales centrales eólicas (MW)

AGENTE DESCRIPCION	REGION	TECNOLOGIA	POTENCIA INSTALADA [MW]
PARQUE EOLICO ARAUCO II SAPEM	Noa	Eólica	25.2
PARQUE EOLICO ARAUCO SAPEM	Noa	Eólica	25.2
HYCHICO P. EOLICO DIADEMA	Patagonia	Eólica	6.3
C.EOLICA LOMA BLANCA IV-ENARSA	Patagonia	Eólica	50.0
SEA ENERGY PARQUE EOLICO	Gba - Litoral - Buenos Aires	Eólica	0.3
P.EOLICO RAWSON I	Patagonia	Eólica	52.5
P.EOLICO RAWSON II	Patagonia	Eólica	31.2
CE EL TORDILLO-VIENTO PATAGON	Patagonia	Eólica	3.0
C.EOLICA EL JUME Sgo del Ester	Noa	Eólica	8.0
P.EOLICO RAWSON III - GENNEIA	Patagonia	Eólica	25.1
P.EOLICO CORTI	Gba - Litoral - Buenos Aires	Eólica	100.0
P.EOLICO MANANTIALES BEHR	Patagonia	Eólica	99.0
P.EOLICO LA CASTELLANA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Eólica	100.8
P.EOLICO ACHIRAS	Centro	Eólica	48.0
P.EOLICO MADRYN 1 GENNEIA	Patagonia	Eólica	71.1
P.EOLICO GARAYALDE	Patagonia	Eólica	24.2
P.EOLICO VILLALONGA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Eólica	51.8
P.EOLICO CHUBUT NOR 1 GENNEIA	Patagonia	Eólica	28.8
GENNEIA S.A.EOLICOS	Gba - Litoral - Buenos Aires	Eólica	3.5
P.EOLICO ALUAR I MATER	Patagonia	Eólica	61.2
P.EOLICO BICENTENARIO 1	Patagonia	Eólica	100.8
P.EOLICO BICENTENARIO 2	Patagonia	Eólica	25.2
P.EOLICO LA BANDERITA	Comahue	Eólica	39.6
P.EOLICO PAMPA ENERGIA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Eólica	50.4
P.EOLICO DE LA BAHIA	Gba - Litoral - Buenos Aires	Eólica	50.4
P.EOLICO MADRYN 2 GENNEIA	Patagonia	Eólica	151.2
P.EOLICO LA CASTELLANA 2	Gba - Litoral - Buenos Aires	Eólica	14.4
P.EOLICO POMONA 1 - RENOVAR	Comahue	Eólica	101.4
GENNEIA S.A.EOLICOS	Comahue	Eólica	11.7
P.EOLICO DIADEMA 2	Patagonia	Eólica	27.6
P.EOLICO LA GENOVEVA II MATER	Gba - Litoral - Buenos Aires	Eólica	41.8
P.EOLICO LA ENERGETICA MATER	Gba - Litoral - Buenos Aires	Eólica	20.0
ALUAR SA AUTOGENERADOR REN.	Patagonia	Eólica	50.4
P.EOLICO MANQUE MATER	Centro	Eólica	38.0
P.EOLICO GARCIA DEL RIO	Gba - Litoral - Buenos Aires	Eólica	10.0
P.EOLICO MATACO 3 PICOS	Gba - Litoral - Buenos Aires	Eólica	60.8
Total Eólico			1,608.6



Anexo 3. Máquina térmica

Una máquina térmica es un conjunto de elementos mecánicos que permite intercambiar energía, generalmente a través de un eje, mediante la variación de energía de un fluido que varía sus condiciones al atravesar la máquina. En principio se podría definir a una máquina térmica como un dispositivo, equipo o una instalación destinada a la producción de trabajo en virtud de un aporte calórico.

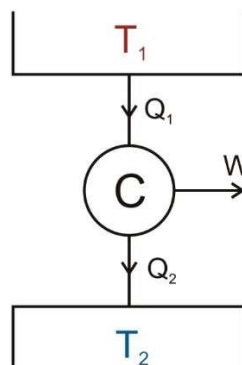
En el caso de generadores de energía eléctrica el aporte calórico genera vapor que impulsa una turbina (energía rotórica) que impulsa un generador rotativo. Las máquinas térmicas se pueden clasificar como “máquina térmica motora” y “motor térmico”.

Un motor térmico es un conjunto de elementos mecánicos que permite obtener energía mecánica a partir de la energía térmica obtenida mediante una reacción de combustión o una reacción nuclear, mientras que una máquina térmica motora necesita energía térmica para funcionar, mediante un fluido que dispone de más energía a la entrada que a la salida.

También se las puede clasificar como “Máquinas térmicas motoras”, en las cuales la energía del fluido disminuye al atravesar la máquina, obteniéndose energía mecánica en el eje o Máquinas térmicas generadoras, en las cuales la energía del fluido aumenta al atravesar la máquina, precisándose energía mecánica en el eje.

Motoras	Volumétricas	Alternativas	Máquina de vapor
		Rotativas	Motor Wankel
	Turbomáquinas		Turbina
Generadoras	Volumétricas	Alternativas	Compresor de émbolo
		Rotativas	Compresor rotativo
	Turbomáquinas		Turbocompresor

Esquemáticamente una máquina térmica puede ser representada por la siguiente figura



En la misma se muestran dos fuentes de calor a distinta temperatura (T_1 y T_2) lo que genera un flujo de energía térmica (Q_1 que sale de la fuente más caliente y Q_2 el que llega a la fuente más fría), el cual es aprovechado para producir un trabajo W .

Rendimiento térmico

El rendimiento térmico o eficiencia de una máquina térmica es un coeficiente calculado como el **cociente de la energía producida (en un ciclo de funcionamiento) y la energía suministrada a la máquina (para que logre completar el ciclo termodinámico)**. Según la figura anterior la máquina térmica recibe un calor Q_1 , de un foco o fuente caliente, efectúa un trabajo, W , y debe ceder calor, Q_2 , a un foco frío.

Para que la energía se conserve debe cumplirse que $Q_2 = Q_1 - W$.



El rendimiento, por lo tanto, es:

$$Rend = \frac{W}{Q_1} = \frac{Q_1 - Q_2}{Q_1} = 1 - \frac{Q_2}{Q_1}$$

Donde se cumple que $0 < Rend < 1$.

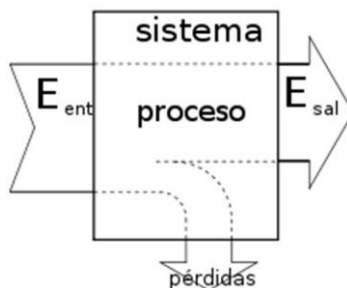
Eficacia energética

La eficacia energética es un indicador de la **energía necesaria para producir una energía aprovechable**. La eficacia o eficiencia energética se define como

$$Eficiencia = \frac{Salida}{Entrada}$$

Donde salida es la energía útil aprovechada y entrada, es la cantidad de energía que se requiere para efectuar el proceso.

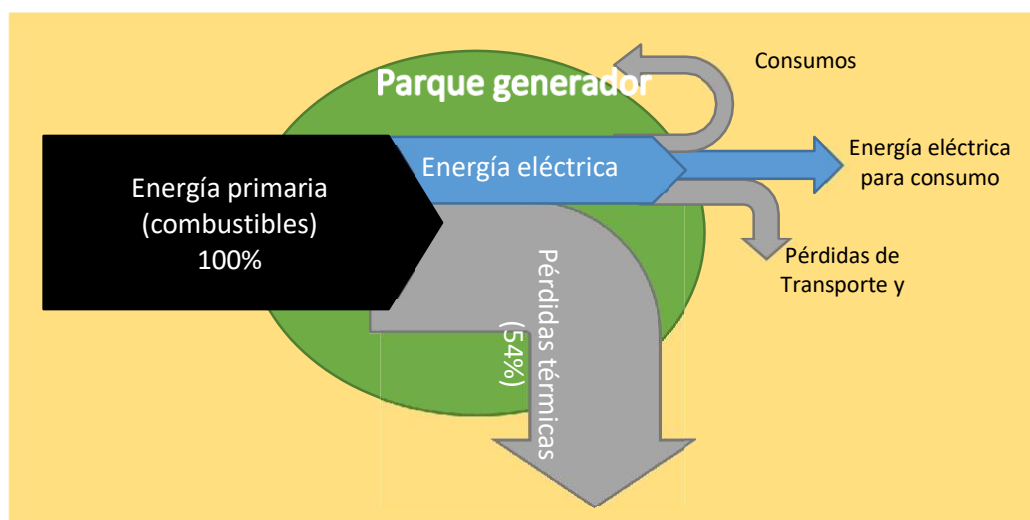
Esquemáticamente puede simplificarse según:



La energía producida o energía salida del sistema (E_{sal}) es siempre menor que la energía suministrada o energía entrada al sistema (E_{ent}).

Un buen ejemplo representa el sistema de abastecimiento eléctrico que parte de la potencialidad de los combustibles hasta el uso final de la energía eléctrica.

Eficacia energética de generación de energía eléctrica.



Nota: Valores medios en el Sistema Eléctrico Argentino, teniendo en cuenta la generación de origen térmico.



Anexo 4. Aspectos ambientales del sector eléctrico

Emisiones en generación.

La regulación y el control de las obligaciones ambientales de los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) es realizada por las autoridades ambientales nacionales y de carácter local, según corresponda. El ENRE lleva adelante procesos destinados a contribuir con el cuidado del ambiente en ejercicio. Responsabilidad de interpretar y vigilar el cumplimiento de la legislación, por lo que está facultado para aplicar sanciones por incumplimiento de la normativa vigente. En este sentido el art. 77 de la Ley 24.065, establece los tipos de penalidades aplicables a los terceros no concesionados, como por ejemplo los generadores de energía eléctrica, y el art. 78, las que corresponderían aplicar a los transportistas y distribuidores. Diferentes normas establecen que los agentes que integran el MEM están obligados a implantar, certificar y mantener vigente un Sistema de Gestión Ambiental (SGA) y deben elaborar una planificación ambiental que incluya todas las actividades comprometidas para el logro de la mejora continua. Deben hacer informes que detallan las acciones desarrolladas en relación a la gestión de residuos, mediciones de parámetros ambientales, gestión de permisos y habilitaciones, entre otros aspectos.

Según el Anuario 2017 del ENRE, la obligación de realizar monitoreos continuos de emisiones gaseosas involucró a catorce chimeneas asociadas a unidades TV que representaron el 83% de la potencia instalada para esta tipología de unidades. A este conjunto de unidades, se incorporó la chimenea del Ciclo Combinado Buenos Aires (320 MW), el que está obligado al control de sus emisiones gaseosas en continuo al haberse adherido al procedimiento excepcional y transitorio establecido por la Resolución SE N° 225/2008, a pesar de no estar incluido dentro de los supuestos establecidos en la Resolución SEyM N° 108/2001.⁵⁰

Los valores de emisión de los combustibles se presentan en la tabla siguiente ilustran sobre los valores de los factores de emisión de cada combustible.

Tabla 49. Factores de emisión.

Combustible	Factores de Emisión por unidad de peso/volumen		Poder Calorífico Inferior		Factores de Emisión por unidad de energía	
Gas Natural (GN)	1,936	tCO ₂ /dam ³	8300	kcal/m ³	0,233	gCO ₂ /kcal
Fuel Oil (FO)	3,127	tCO ₂ /t	9800	kcal/kg	0,319	
Gas Oil (GO)	3,771	tCO ₂ /t	10200	kcal/kg	0,370	
Carbón Mineral (CMI) Nacional	2,441	tCO ₂ /t	5900	kcal/kg	0,414	
Carbón Mineral (CMI) Importado	2,441	tCO ₂ /t	7200	kcal/kg	0,339	

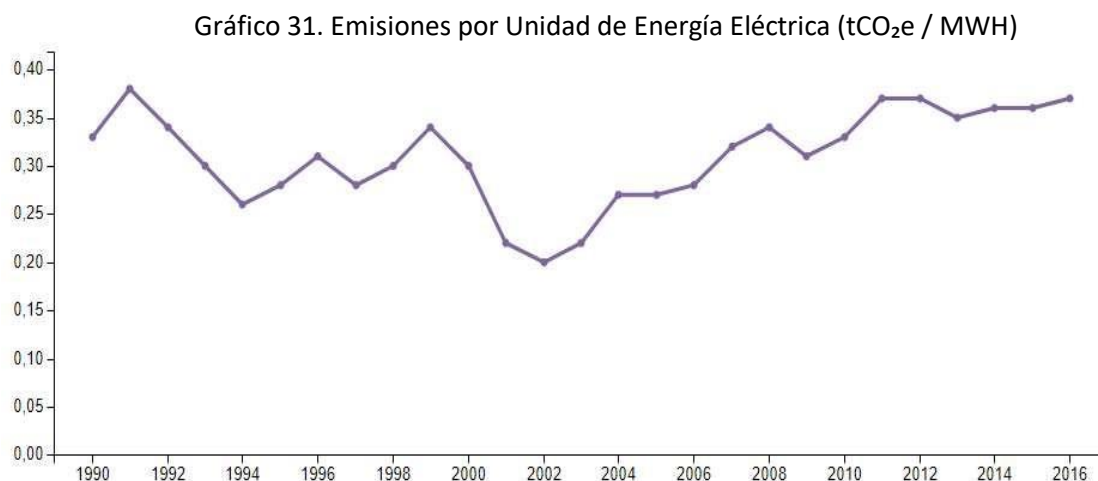
Fuente: SAyDS.

La generación eléctrica representa aproximadamente el 13% de las emisiones totales que ascienden aproximadamente a 360000 Gg CO₂ e. Las emisiones por GWh generado.

⁵⁰ A partir de la entrada en vigencia de la Resolución ENRE N° 13/2012, también se estableció la obligatoriedad de realizar los ensayos de performance al equipamiento de medición en continuo instalado o por instalar en aquellas chimeneas de unidades turbovapor, donde la suma de las potencias nominales de las máquinas que aportan a ellas resulte mayor o igual a 75 MW. Estos ensayos son efectuados por los generadores y son auditados por el ENRE a través del Departamento Ambiental y la División Química Atmosférica de la Comisión Nacional de Energía Atómica (DQA-CNEA), quienes verifican, controlan y evalúan las técnicas de medición, los procedimientos, el equipamiento utilizado, así como el contenido y los resultados de los ensayos.



En el gráfico siguiente se observa que la generación hidráulica y creciente participación del gas natural en detrimento de otros hidrocarburos ha permitido, por su composición, generar menos emisiones/MWh hasta el 2002. Luego a partir de la creciente generación térmica, la escasez de gas natural, con la consiguiente utilización de combustibles líquidos, las emisiones específicas totales aumentaron hasta alcanzar los valores de la década de los 90', con aproximadamente 0,37 tCO₂e / MWh.



Fuente: <https://inventariogei.ambiente.gob.ar/resultados#>

La implementación de medidas de eficiencia y de optimización de procesos en este tipo de centrales, permitiría lograr disminuciones relevantes de las emisiones de GEI. Obviamente la incorporación de generación con energías renovables permitiría reducirlas, aún más.

La aprobación de los estudios de impacto ambiental (EsIA) asociados a los proyectos de ampliación de los sistemas de transporte y distribución de energía eléctrica, como así también a la instalación de nuevas centrales de generación o la ampliación de centrales existentes, es potestad de las autoridades ambientales jurisdiccionales. Los estudios de impacto ambiental también son evaluados por el Ministerio de Energía de la Nación cuando corresponden a proyectos de instalación de nuevas centrales de generación que se integran al Sistema Argentino de Interconexión. El ENRE interviene en cada caso analizando el cumplimiento de la normativa específica de su competencia.

La tabla siguiente presenta un listado de medidas de mitigación y adaptación a nivel nacional (Contribución Nacional) a febrero de 2019. Esas medidas provienen de los Planes de Acción Sectoriales de CC que se encuentran en permanente actualización y mejoras.

Si bien se observa que las principales medidas por el lado de la oferta eléctrica se orientan a la incorporación de energías renovables, también existen por el lado de las centrales térmicas posibilidades de reducciones relevantes.



Tabla 50. Listado de medidas de mitigación a nivel nacional (Contribución Nacional) a febrero de 2019.

Mitigación				
ID	Sector	Organismo	Eje - Medida	Descripción
M_E_Of1	Energía	SE	Eje Oferta - Generación hidroeléctrica	Generación de electricidad a partir de recursos hídricos de gran escala (> 50 MW) conectada a la red.
M_E_Of2	Energía	SE	Eje Oferta - Generación nuclear	Instalación de centrales de generación nuclear conectada a la red.
M_E_Of3	Energía	SE	Eje Oferta - Generación eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales conectadas a la red	Instalación de centrales de generación a partir de fuentes renovables. Incluye centrales eólicas, solares, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (< 50 MW), generación con biomasa y otras fuentes renovables, según la Ley 27.191.
M_E_Of6	Energía	SE	Eje Oferta - Generación eléctrica distribuida	Generación de electricidad a nivel residencial y comercial/industrial pequeño, conectada a la red, empleando fuentes renovables de energía. Esta medida propone que una parte de la generación se realice directamente en los puntos de consumo, disminuyendo la carga sobre los sistemas de transporte y distribución de energía.
M_E_Of7	Energía	SE	Eje Oferta - Generación eléctrica aislada de la red	Generación eléctrica renovable (eólica, solar y PAH) en viviendas e instalaciones públicas aisladas de la red. El Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER) tiene como objetivo facilitar el acceso a la energía de poblaciones rurales dispersas, alejadas de las redes de distribución.
M_E_Of17	Energía	SE	Eje Oferta - Mejora en la eficiencia de centrales térmicas	Aumento de la eficiencia en la generación. Incluye actividades como el reemplazo de turbinas de gas a ciclo abierto por sistemas de ciclo combinado para generación eléctrica conectada a la red, entre otros. La adecuación tecnológica de los cierres de ciclo incluye la instalación de calderas recuperadoras de calor y de turbinas de vapor.

Planes de Acción Nacionales Sectoriales de Cambio Climático:

<https://www.argentina.gob.ar/ambiente/sustentabilidad/planes-sectoriales>

Plan de Acción Nacional de Bosques y Cambio Climático:

<https://www.argentina.gob.ar/ambiente/sustentabilidad/planes-sectoriales/bosques>

Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático

<https://www.argentina.gob.ar/ambiente/sustentabilidad/planes-sectoriales/energia>

Plan de Acción Nacional de Transporte y Cambio Climático

<https://www.argentina.gob.ar/ambiente/sustentabilidad/planes-sectoriales/transporte>

Fuente: SGAYDS. 2019a. Tercer Informe Bienal de Actualización de Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC). Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/que-es-el-cambio-climatico/tercer-informe-bienal-de-actualizacion>

CAPÍTULO 3: ACCIONES Y POLÍTICAS DE MITIGACIÓN Y SUS EFECTOS IBA 3 192 CAPÍTULO 3: ACCIONES Y POLÍTICAS DE MITIGACIÓN Y SUS EFECTOS. Pag 192

Según indica la SAyDS⁵¹ por un lado el sector eléctrico genera impactos sobre el ambiente, y por otro lado se ha demostrado que a su vez el cambio climático tendrá efectos sobre la oferta de energía principalmente como consecuencia de cambios en los sistemas hidrometeorológicos, como por ejemplo, olas de calor más frecuentes. En el caso de variaciones en los regímenes de precipitaciones, se afecta principalmente la generación hidroeléctrica. La generación hidráulica depende de los caudales y de los saltos hidráulicos de las presas que son función del volumen de agua generado por las precipitaciones. La variabilidad climática influye en la hidraulicidad, de modo que el porcentaje de

⁵¹ SAYDS. 2018. Plan de acción nacional de industria y cambio climático.



la generación hidráulica ha variado en los últimos años entre 29 % y 35 % de la generación eléctrica total, siendo esta la segunda fuente en importancia dentro de la matriz de generación de energía eléctrica. Las proyecciones de la precipitación sobre los Andes de Cuyo, Comahue y Patagonia, que es de donde se alimentan los ríos de esas regiones, son ligeramente negativas para el futuro cercano, aunque dentro de su rango de incerteza. A partir de estas proyecciones no se puede descartar una afectación negativa del cambio climático sobre la generación hidroeléctrica en estas regiones, que actualmente representan el 35 % a 40 % de la generación hídrica nacional. El cambio climático también afectará el transporte y distribución de energía principalmente como consecuencia de tormentas más intensas. La mayor frecuencia de precipitaciones intensas agravará los perjuicios que éstas ya causan en el sistema de distribución eléctrica. Las principales afectadas serían las redes subterráneas, en especial los centros de transformación que puedan sufrir el ingreso de agua a los recintos si no tienen un equipamiento adecuado. Los daños en las redes aéreas también se incrementarían por las más frecuentes descargas eléctricas y por la circulación de grandes caudales de agua que pueden llegar a dañar las bases de las redes aéreas. Como las precipitaciones intensas están asociadas en muchos casos a vientos intensos, estos también serían más frecuentes, perjudicando principalmente a las redes aéreas mediante los contactos con ramas de árboles que generan puestas a tierra transitorias o el corte de fases por producto de caídas de árboles y ramas. Los más frecuentes vientos huracanados podrían agravar la caída de torres y postes de redes aéreas, sacando de servicio líneas de media tensión, de baja tensión y puestos de transformación, etc.

Tabla 51. Listado de medidas de adaptación a nivel nacional (Contribución Nacional) a febrero de 2019

A_E_2	Energía	SE	Reducción de la vulnerabilidad del sistema eléctrico frente a olas de calor mediante la implementación de un Sistema de Gestión de la demanda eléctrica.
A_E_3	Energía	SE	Adaptación de la infraestructura hidroeléctrica a cambios futuros en los patrones de lluvias.
A_E_4	Energía	SE	Adaptación y monitoreo de la infraestructura de generación, transporte y distribución de energía a los eventos climáticos extremos.

Fuente: SGAyDS. 2019a. Tercer Informe Bienal de Actualización de Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC). Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/que-es-el-cambio-climatico/tercer-informe-bienal-de-actualizacion>



Tabla 51. Síntesis de riesgos identificados en el relevamiento preliminar del Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático

Recurso	Riesgo sobre el recurso
Hidroeléctrica	<p>Cambios en los patrones de lluvia:</p> <p>Modificación de los flujos de los ríos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Menor generación hidroeléctrica - y en el caso contrario impactan en la infraestructura, <p>Disminución de la capacidad para amortiguar sequías</p> <ul style="list-style-type: none"> - Menor generación hidroeléctrica <p>Derretimiento de glaciares</p> <ul style="list-style-type: none"> - Impacto en los caudales de los ríos.
Térmica	<p>Olas de calor:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Disminución de la capacidad de refrigeración, - Reducción de la eficiencia de las máquinas térmicas. <p>Disminución de precipitaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Reducción de la disponibilidad de agua para procesos de enfriamiento. <p>Inundaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Potenciales daños a la infraestructura.
Solar	<p>Alta nubosidad y olas de calor:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Reducción de la eficiencia de la generación de energía fotovoltaica. <p>Vientos fuertes, lluvias y episodios de granizos intensos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Potenciales daños a las instalaciones de los paneles, <p>Olas de calor:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Disminución del rendimiento de los paneles,
Eólica	<p>Cambios repentinos en la dirección, velocidad promedio y temporalidad de los vientos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Puede afectar negativamente a la desempeño de turbinas y por ende a la generación, <p>Vientos extremos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Pueden afectar los factores de carga, - Potenciales daños a los equipos, - Cambios en los requerimientos de diseño.
Nuclear	<p>Olas de calor y sequía:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Incremento de la temperatura del agua reduciendo la eficiencia térmica. - Menor disponibilidad de agua podría dificultar los procesos de refrigeración.
Transmisión eléctrica	<p>Olas de calor:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Reducción en la capacidad de transmisión eléctrica por la sobrecarga en los transformadores y líneas de transmisión. <p>Vientos extremos e incremento de la precipitación media anual :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Puede ocasionar daños a la infraestructura.
Distribución eléctrica	<p>Olas de calor:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sobrecarga de los transformadores dejándolos fuera de servicio. <p>Sequía extrema:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Efectos sobre los aisladores de líneas y estaciones transformadoras, aumentando la probabilidad de contorneo y falla. <p>Inundaciones y vientos fuertes:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Potenciales daños a los centros de transformación y pueden generar cortes de fases por caída de árboles, ramas y postes eléctricos.

Fuente: Plan de Acción de Energía y Cambio Climático (Anexo Revisión 2019) – Secretaría de Gobierno de Energía y Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable.



Anexo 5. Innovación hacia el futuro -mejoras en los rendimientos del transporte

Si bien este capítulo no está considerado en el ejercicio de Prospectiva oficial se presentan a continuación tecnologías futuras en transmisión y que tal vez corresponda tenerlas en cuenta de Hacia el futuro, tres campos se están desarrollando con mayor o menor velocidad que “apuntan” a mejorar el rendimiento de los sistemas:

- Utilización de FACS (Flexible AC transmission system)
Estos equipamientos aprovechan el desarrollo de la electrónica de alta potencia y uno de los principales objetivos es optimizar la circulación de potencias a través de las líneas. El uso de FACS atentan contra el paradigma que Los flujos de potencia se reparten de acuerdo a leyes físicas ya que con estos equipos los valores se pueden forzar a voluntad. Las aplicaciones básicas de los dispositivos FACTS son:
 - Control de flujo de potencia (minimizar pérdidas activas y reactivas)
 - Incremento de la capacidad de transmisión
 - Control de voltaje
 - Compensación de energía reactiva
 - Mejoras de estabilidad
 - Mejoras de calidad de potencia
 - Mejoras de calidad de suministro
 - Mitigación del efecto flicker
 - Interconexión de generación renovable y distribuida

La ingeniería, hoy en día está bien desarrollada, pero la evolución de la utilización depende de elevados costos que se entiende irán reduciéndose hacia el futuro.

- Utilización de Superconductores
La superconductividad se refiere al alcance de resistencia NULA en ciertos materiales cuando se alcanzan temperaturas extremadamente bajas. Hoy en día ya se están utilizando superconductores en redes eléctricas, básicamente para sortear “cuellos de botella” en la transmisión (límites en la servidumbre, problemas de diseño en subestaciones, etc. Las principales ventajas son
 - Transmisión sin pérdidas
 - Hasta 10 veces mayor capacidad de transporte que los convencionales
 - Su alta capacidad de transporte permite trabajar en niveles más bajos de tensión
 - Solución ideal para eliminar restricciones en zonas urbanas
 - Extiende la vida útil de corredores con alta exigencia
 - No produce emisión del campo electromagnético
 - No produce calentamientos
 - No produce pérdidas de fluidos contaminantes que impacten en el medioambiente

La principal barrera de la tecnología es el costo asociado a los cables superconductores y la adición de equipos refrigeradores.

Hoy día las aplicaciones en Sistemas de Potencia son:

- Cables Eléctricos (HTS) para transmisión de energía
- Compensadores sincrónicos (HTS)
- HTS Limitadores de corriente de falla (FCL)
- HTS Transformadores de Potencia
- Utilización de Sistemas de Almacenamiento (baterías)



Otro paradigma en los sistemas eléctricos es que la energía se genera a medida que se consume, con el desarrollo de las baterías o sistemas de almacenamiento masivos esta afirmación también se pone en duda.

Hoy día existen tecnologías bien avanzadas que permiten suministrar grandes volúmenes de energía en corto plazo, aunque están haciendo falta mejoras en las autonomías y en las respuestas temporales que deberán apuntar al reemplazo de unidades rotativas para sostener la regulación de frecuencia.

El objetivo del desarrollo actual ha sido:

- Absolver variaciones de producción de unidades renovables
- Minimizar tiempos de desabastecimiento en distribución

Es indudable que en el futuro cercano el desarrollo de estos equipos cumplirá con los requerimientos necesarios.

Las principales tecnologías son:

- Batería de Ión-Litio
- Batería de Plomo-Ácido
- Batería de Sodio-Sulfuro
- Batería de Redox de Vanadio
- Batería de Redox de Zinc-Bromo

La tabla siguiente, resume sus principales características:

Tabla 52. Principales características de los sistemas de las baterías

	Ión-Litio	Plomo - Ácido	Sodio - Sulfuro	Redox Vanadio	Redox Zn-Br
Densidad de Energía (MJ/m³)	10,8-14,4	60 – 180	540	54-65	72-108
Rango de Energía (MJ)	36·10 ³	144·10 ³	172,8·10 ³	36·10 ³	36·10 ³
Rango de Potencia (MW)	0,1 – 10	0,1 – 10	0,1 – 10	0,1 – 100	0,1 – 100
Tiempo Carga y Descarga	H - min	H - min	Horas	Horas	Horas
Ciclos de Carga/Descarga	4500	2500	4500	20.000	12.000
Rendimiento (%)	94 %	90 %	80 %	90 %	75 %
Mínimo Estado de Carga (%)	10 %	20 %	10 %	5 %	10 %
Coste de Instalación (€/kWh)	530	360	285	700	385
Coste Mantenimiento (€/kWh·año)	3	2	3	10	13

Fuente: Elaboración del Ing. Fabián Barone.

Vale destacar que salvo la batería de plomo ácido las demás se encuentran por ahora, en estado inicial. Si bien las de baterías de flujo tienen buenas características, las de ion litio por presentar electrolitos sólidos, serían las más atractivas, y las que mejor futuro presentan. Desde hace unos años algunos fabricantes de baterías ION Litio ofrecen containers de 1MW para distribución, con 5 horas de autonomía. En Australia se inauguró la estación de almacenamiento más grande con 160MW.

Otras novedades tecnológicas⁵²

⁵² <http://www.ces.es/documents/10180/4509980/Inf0417.pdf>



El proceso de digitalización, que afecta al conjunto de la actividad productiva, resulta en el caso del sector eléctrico esencial para lograr alcanzar un sistema energético sostenible¹⁰⁰. La digitalización del sector eléctrico permite establecer una gestión de manera más adecuada la generación renovable, introducir medidas de eficiencia energética, incorporar tecnologías innovadoras y, sobre todo, gestionar el consumo. No obstante, cabe señalar que el sistema eléctrico español constituye, en este ámbito, un referente tecnológico¹⁰¹. La digitalización resulta esencial para extraer todo su potencial a las redes inteligentes –conocidas como Smart grids– que permiten gestionar de manera bidireccional el sistema eléctrico gracias a que los flujos de energía se acompañan de flujos de información. Se conoce mejor el comportamiento del consumo, lo que permite gestionar el sistema de manera más eficiente y sostenible, así como reducir las incidencias en la red. Desde hace años la red de transporte de energía en alta tensión dispone de inteligencia asociada a sus dispositivos, sin embargo, ahora se trata de redes inteligentes de energía que permiten gestionar sistemas y elementos cada vez más complejos, como por ejemplo, la generación más atomizada procedente de la microgeneración, las minieólicas y/o las fotovoltaicas. Las redes inteligentes han propiciado la automatización, integración y coordinación de todos los agentes que se encuentran conectados a ellas, desarrollando sistemas de control en tiempo real, seguridad y fiabilidad del sistema eléctrico, sistemas de predicción y cobertura, gestión de la demanda, ciberseguridad e instalaciones singulares.

Estas redes se combinan, además, con la introducción de los contadores inteligentes cuya implantación está prevista que finalice en diciembre de 2018¹⁰². Estos contadores permitirán la discriminación horaria, es decir aplicar el coste de la energía según el momento en que es consumida, y la telemedida y/o telegestión, con lectura de contadores y tratamiento de la información de manera remota. La introducción de los contadores inteligentes permite aplicaciones de big data o smart data a la gestión de los usuarios y orientar la actividad de este sector hacia servicios minoristas, lo que, sin embargo, supone un reto para las compañías en términos de ciberseguridad. Además, esta mayor digitalización del sistema eléctrico permitiría avanzar en el desarrollo del autoconsumo y la autogeneración, aspectos contemplados, como ya se ha señalado, dentro del Paquete de Invierno de la Comisión Europea.



**EFICIENCIA
ENERGÉTICA**
EN ARGENTINA

eficienciaenergetica.net.ar

info@eficienciaenergetica.net.ar

Proyecto financiado por
la Unión Europea

