



# Estrategias del Mercado Eléctrico

Trabajos presentados en el curso de posgrado  
*Estrategias y Políticas del Mercado Eléctrico*

---

**JOSÉ STELLA**  
compilador

# **Estrategias del Mercado Eléctrico**

Trabajos presentados en el curso de posgrado  
*Estrategias y Políticas del Mercado Eléctrico*

**JOSÉ STELLA**  
compilador

Stella, José Alberto

Estrategias del Mercado Eléctrico / José Alberto Stella; compilación de José Alberto Stella... [et al.]. - 1a ed. - Santa Fe: José Alberto Stella, 2023.

Libro digital, PDF

Archivo Digital: descarga y online

ISBN 978-987-88-9673-1

1. Energía Eléctrica. 2. Planificación. I. Título.

CDD 537.02



Editado el 21 de junio de 2023 en la ciudad de Santa Fe (provincia de Santa Fe, Argentina), por José Alberto Stella. Extensión: 196 páginas.



Esta obra se distribuye bajo una Licencia Creative Commons BY Attribution 4.0 International.  
<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

Es Ingeniero Electricista de la Universidad Tecnológica Nacional (UTN), Regional Santa Fe (1990), Magister en Administración de Empresas (UCC) (2000) y Doctorando en Administración de Empresas en la Universidad Católica Argentina (UCA).

Es gestor energético en industrias, en municipios y comunas.

Es profesor ordinario asociado con dedicación exclusiva en la Universidad Tecnológica Nacional, dictando distintas cátedras de grado y posgrado en las Facultades Regionales de Santa Fe, Rosario y Buenos Aires.

Es investigador categorizado en UTN y en Universidades Nacionales, dirigiendo proyectos y participando con presentaciones de trabajos y expositor en distintos congresos nacionales e internacionales.

Autor de los libros:

- ✓ (2016) *Administración para Ingenieros*. ISBN 978-987-711-489-8 (impreso)
- ✓ (2018) *Administración para Ingenieros*. ISBN 978-987-761-550-0 (digital)
- ✓ (2019) *Eficiencia energética en la industria*. ISBN 978-987-761-550-0 (digital)
- ✓ (2019) *Tarifas eléctricas: comparación de tarifas de distribución de la energía eléctrica*. ISBN 978-987-86-3261-2 (digital)
- ✓ (2020), *La gestión en empresas distribuidoras de energía eléctrica*, ISBN 978-987-86-3856-0 (digital)
- ✓ (2020), *Política Energética para un Desarrollo Sostenible*, ISBN 978-987-86-3657-3 (digital)

Coautor de los libros:

- ✓ (2019), *Diseño y desarrollo curricular de tecnicararas superiores: una experiencia santafesina*. ISBN 978-987-87-0350-3 (impreso)
- ✓ (2019), *Diseño y desarrollo curricular de tecnicararas superiores: una experiencia santafesina*. ISBN 978-987-87-0332-9 (digital)

Reside en la ciudad de Santa Fe, Argentina.



---

**JOSÉ STELLA**

## ÍNDICE

<b>PRÓLOGOS</b> .....	6
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	8
<b>CAPITULO 1. EL BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL COMO HERRAMIENTA DE DIAGNÓSTICO</b> .....	9
EL BALANCE ENERGETICO NACIONAL (2017) Buchini, Pagliolico, Sonzogni .....	10
<b>CAPITULO 2. LA PLANIFICACIÓN EN EL TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> .....	24
SITUACIÓN ACTUAL Y FUTURA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN. (2018) Herrero, González .....	25
ESTADO DE LA RED ELÉCTRICA DE TRANSPORTE DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES Y OBRAS PREVISTAS PARA LOS PRÓXIMOS 6 AÑOS. (2018) Albanese, Di Clemente.....	58
ANÁLISIS ESTRATÉGICO PARA TOMA DE DECISIONES SEGÚN EL CRECIMIENTO Y LA OPERACIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN LA PROVINCIA DE SANTA FE. (2018) Nocino, Vallet .....	69
METODOLOGÍA PARA LA EXPANSIÓN PLANIFICADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN ENERSA. PLAN AL 2040 (2019) Lell, Lémole .....	86
<b>CAPÍTULO 3. LA PLANIFICACIÓN EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> .....	102
PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MEJORAS EN LA RED DISTRIBUCIÓN PARA EL PERÍODO 2013-2023 EN LA COOP. ELÉCTRICA DE ZÁRATE (2018). Pitter, Scavuzzo, Retrive.....	103
ANÁLISIS DE LA PLANIFICACION ESTRATÉGICA DE LA EMPRESA ENERGÍA DE ENTRE RÍOS, SOCIEDAD ANÓNIMA (ENERSA) Y NUEVOS APORTES (2019) Cellino, Sangoi .....	115
PLANIFICACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (2017) Previale, Reyes, Tkaczyk.....	140
<b>CAPÍTULO 4: CAMINO A LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA: LA EFICIENCIA ENERGÉTICA Y LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA</b> .....	147
PLAN DE EFICIENCIA ENERGÉTICA APLICADO A LA PROVINCIA DE SANTA FE (2020). Carreri, Díaz, Zunino .....	148
EFICIENCIA ENERGÉTICA Y ENERGÍAS RENOVABLES. DISEÑO DE UN PLAN PARA EL SECTOR INDUSTRIAL (2019) Cabas, Suligoy .....	167

## PRÓLOGOS

La Universidad Tecnológica Nacional (UTN) se constituye como una institución argentina formadora, principalmente, de ingenieros en sus diversas ramas. Se posiciona, actualmente, dentro de las universidades con mayor número de ingenieros egresados anuales en el país. Asimismo, incluye carreras de posgrado en todos sus niveles, mayormente destinadas a completar una oferta académica en torno a la actividad ingenieril. En este marco, y con la intención de continuar reforzando dicha oferta, en 2016 se reglamentó el posgrado *“Especialización en Energía Eléctrica”* (EEE), comenzando su dictado a partir de 2017 en una implementación cooperativa, con aportes de cinco Facultades Regionales, distribuidas en distintas locaciones del país, con sede principal en la ciudad de Santa Fe, capital de la provincia de Santa Fe. Posteriormente, la carrera registró otras implementaciones, con sedes en la ciudad de Rosario (en la misma provincia) y en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El alcance federal de la UTN, y la intención de abordar no sólo cuestiones técnicas específicas del área energética, en un contexto general, sino también orientadas a la gestión e infraestructura energética nacional, han resultado incentivadoras para que profesionales de diversas áreas de la ingeniería decidan participar en el dictado y, fundamentalmente, como estudiantes. Esta intención se pone de manifiesto en sus objetivos específicos, entre los cuales se indica *“reconocer las características de la matriz energética, el contexto económico de cada fuente de energía y la disponibilidad de recursos”*.

El “ciclo de fundamentación” de la EEE incluye cinco cursos con temáticas que funcionan como ejes transversales en la carrera y se dictan durante el primer año. Entre ellos, *“Estrategias y Políticas del Mercado Eléctrico”* se destaca por despertar el interés de los estudiantes en participar de debates sobre líneas de desarrollo energético y estratégico del país. La temática resulta particularmente atractiva, en virtud de la característica federal del grupo de participantes, dada su variada procedencia, conforme el alcance amplio nacional de la UTN. Muchos de ellos desarrollan sus actividades laborales en empresas e instituciones directamente vinculadas a la gestión de la energía eléctrica como recurso principal, tales como empresas transportistas, generadoras, distribuidoras, o cooperativas más pequeñas encargadas de la distribución eléctrica. El grupo se completa, principalmente, con profesionales que cuentan con un perfil más académico, como docentes en universidades nacionales. En consecuencia, se genera un ambiente propicio para el debate, que se enriquece con el aporte de ingenieros que pueden presentar enfoques diferentes, pero complementarios.

El Mg. Ing. José Alberto Stella, con amplia trayectoria en el rubro energético, especialmente en el estudio de políticas energéticas y de mercado apuntaladas al desarrollo sustentable, ha sido el docente a cargo en todas las ediciones del curso a la fecha y, por tanto, se ha ocupado de moderar los debates. Al margen de los contenidos específicos del curso, ha implementado un esquema de evaluación basado en el desarrollo de un trabajo final de divulgación, bajo el tratamiento de un tema de interés personal, seleccionado por cada equipo de trabajo. En general, los equipos se conforman por dos o tres estudiantes con afinidad temática, combinando sus aportes individuales, eventualmente desde miradas diferentes, en virtud de sus experiencias laborales; lo que resulta en última instancia beneficioso con el objetivo de un abordaje holístico. Se apela, en definitiva, a una actividad sinérgica que se refuerza con la presentación oral de los trabajos y la consiguiente instancia de discusión frente al resto del grupo.

Este libro es una compilación de los trabajos de divulgación más destacados desde 2017 a la fecha, desarrollados entre las distintas ediciones del curso *“Estrategias y Políticas del Mercado Eléctrico”*, en el contexto de la Especialización en Energía Eléctrica (UTN, Argentina), seleccionados por el Mg. Ing. José A. Stella. Son abordadas cuestiones de alcance nacional, tales como el análisis del balance energético del país, su histórico y evolución, o la expansión del sistema de transporte argentino en alta tensión. Se suman otros temas de interés regional, que constituyen preocupaciones para la gestión de empresas del rubro, industrias y provincias, tales como planes de eficiencia energética regionales, desarrollo de obras de transporte de alcance provincial, o la expansión de redes de distribución eléctrica. El objetivo último de esta compilación consiste en continuar la divulgación de trabajos que han sobresalido por su relevancia en líneas estratégicas, y que aportan asimismo una mirada crítica y reflexiva, sin perder el carácter técnico-ingenieril requerido.

*Dr. Ing. Ariel Sebastián Loyarte*  
*Director de la Especialización en Energía Eléctrica, UTN Facultad Regional Santa Fe (Argentina)*  
*Santa Fe, junio de 2023*

Para un profesional, la oportunidad de asistir a un curso de Posgrado puede tener varios motivos. Me atrevería a decir que, dentro de esta Especialización, la posibilidad de reforzar, aumentar, y actualizar los conocimientos de la Ingeniería Eléctrica es el objetivo más importante.

En ese marco, resultó muy ventajoso poder tener en el inicio del curso el dictado del módulo “Estrategias y Políticas del Mercado Eléctrico”, porque los participantes no sólo fuimos capaces de observar y analizar los funcionamientos, reglas, y políticas de los sectores energéticos actuales y sus nuevas tendencias, sino que alcanzamos a reflexionar sobre los hechos del pasado que tuvieron que ver con el desarrollo eléctrico argentino. Corresponde resaltar que las transformaciones que tuvo nuestro país en esa materia han sido complejas, transitando entre actores públicos y privados, con diferentes pautas que fueron organizando su funcionamiento.

Por ello, el planteo y la definición de los contenidos abordados por el docente fue fundamental para poder comprender esta temática, vista desde el análisis del estado actual, para luego proyectar las posibles transformaciones a futuro. Esto último puedo señalarlo como una de las partes más destacables de los conocimientos obtenidos en el curso, y que además impulsó las ideas y desarrollos de los trabajos presentados en esta compilación.

*Estanislao M. Vallet*  
*Ing. Electricista – U.T.N. F.R.Rosario*  
*Santa Fe, junio de 2023*

## INTRODUCCIÓN

El objetivo principal del curso “Estrategias y Políticas del Mercado Eléctrico” es conocer, analizar, diseñar e implementar políticas energéticas para el desarrollo sostenible del mercado eléctrico.

También persigue varios objetivos secundarios, como ser, analizar la evolución de los mercados energéticos en la Argentina, analizar la información energética global y local, conocer el funcionamiento, marco regulatorio y legal del mercado eléctrico, identificar la interacción entre distintos actores del mercado, identificar herramientas para el diseño de políticas de desarrollo del mercado eléctrico e identificar las tendencias tecnológicas y los nuevos modelos de negocios energéticos.

Estos objetivos se van logrando con una mirada integral, no sólo desde el punto de vista de la cadena de valor eléctrica ya que se la incluye dentro del sector energético en general y este, a su vez, formando parte de un sistema económico social y ambiental.

Analizar la cadena de valor de la energía eléctrica desde la integralidad y observando los impactos en el planeta tierra y en toda la sociedad nos hace repensar las actuales estrategias y políticas del mercado eléctrico, máxime teniendo en cuenta que el sector energético a nivel mundial ha iniciado un proceso de transición, el cual plantea cambios estructurales que modificarán sustancialmente la forma en la cual se produce, transporta, distribuye y consume la energía en el mediano y largo plazo. Este proceso global busca lograr un crecimiento sostenible y, al mismo tiempo, contribuir al logro de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda 2030 y del Acuerdo de París frente al cambio climático.

El cambio climático, además de ser una amenaza global, es esencialmente un problema de desigualdad social. Se trata de una crisis impulsada por el proceso de desarrollo económico de las naciones de mayores ingresos, pero cuyos costos recaen mayoritariamente sobre los países más pobres, obstaculizando sus tardíos procesos de desarrollo. A su vez, este mecanismo se replica al interior de cada país dado que los mayores impactos medioambientales afectan a los sectores históricamente más vulnerables. En este marco, la transición energética es una de las tareas a abordar para dar respuesta a la problemática medioambiental de nuestra casa común. En todos estos procesos, la política pública debe tener un rol central en la administración de los costos y beneficios que implicarán los desafíos impuestos por la crisis climática.

Como lo plantea el Dr. Ariel Loyarte en su prólogo, este libro es una compilación de los trabajos más relevantes realizados por los estudiantes del curso desde el año 2017 al año 2020 y fueron ordenados en cuatro capítulos. El primero, como una especie de diagnóstico *incompleto* del sistema energético integral, aborda el balance energético nacional; el capítulo dos y tres, compila los trabajos sobre planificación en el sistema de transporte de la energía eléctrica y en la distribución de la electricidad; el cuarto capítulo, plantea temas alrededor de la eficiencia energética y energías renovables.

La Resolución 1036 (2021) de la Secretaría de Energía de la República Argentina aprobó los “Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030” manifestando que *el proceso de transición energética implica un cambio estructural en los sistemas de abastecimiento y utilización de la energía, lo cual tiene consecuencias inciertas en los modos de organización social. A diferencia de las transiciones del pasado, que surgieron endógenamente como resultado de innovaciones tecnológicas y/o descubrimientos de recursos, la actual es una transición consciente para evolucionar del paradigma fósil, que fue tanto facilitador de la expansión de las economías centrales en los últimos dos siglos como causante del deterioro ambiental del planeta.* Los trabajos aquí expuestos apuntan fundamentalmente a la mitigación del cambio climático como parte de nuevas estrategias y políticas en el mercado eléctrico, todo ello para una transición energética justa en Argentina.

José Stella  
MBA, Ingeniero Electricista



# Capítulo 1

---

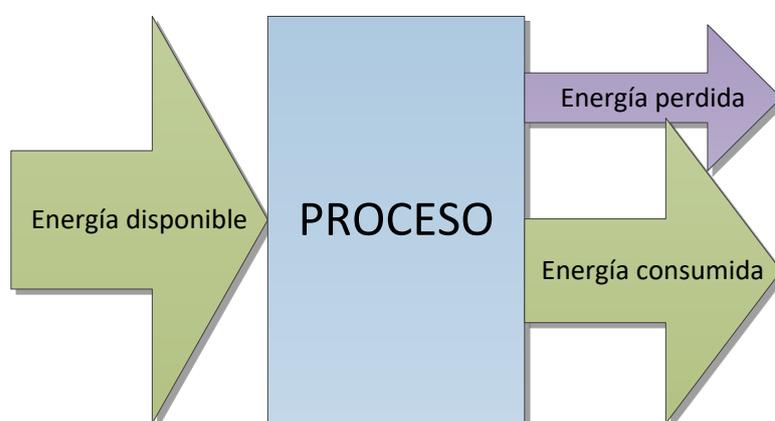
**El balance energético nacional como  
herramienta de diagnóstico**

## 1. Introducción

Para todas las actividades, como encender una lámpara o conducir un auto, se necesita energía, pero su uso es además indispensable para el desarrollo de la industria y de los sistemas de transporte. Esta energía está disponible en la naturaleza pero no se puede usar directamente por lo que es necesario procesarla para poder aprovecharla. Durante los procesos de transformación la energía cambia de tipo y, además, parte de ella se pierde transfiriéndose a medios desde los cuales es inviable la recuperación. Es decir, toda la energía disponible se transforma, en algunos casos en formas utilizables y en otros casos en formas inutilizables, pero al final, la suma de todas las energía sigue siendo la misma cantidad que la energía disponible.

Se denomina balance energético al análisis de las energías disponibles en todos sus tipos, los estadios intermedios de esta energía y las formas finales (o consumos), y dicho balance se puede hacer extensible a una célula, una casa, una ciudad, un país e inclusive al mundo.

El balance es una herramienta que facilita la planificación energética y permite visualizar cómo se produce, se exporta, se importa, se transforma o se consume la energía por los distintos sectores económicos, permitiendo además el cálculo de relaciones de eficiencia para realizar diagnósticos de situación.



**Figura 1:** Esquema simplificado del balance energético.

Por otro lado, es a través de su relación con otras variables socioeconómicas que el balance se convierte en un instrumento de planificación. En este sentido, la existencia del balance energético es una condición necesaria, aunque no suficiente, para el planeamiento energético.

## 2. Objetivos

### *Objetivo principal*

---

- ✓ Investigar acerca del balance de energía de la Argentina de los últimos cuarenta años y describir su evolución.

### *Objetivos específicos*

---

- ✓ Importancia del Balance Energético Nacional dentro de la política energética nacional.
- ✓ Describir la metodología del balance de energía de la República Argentina.
- ✓ Procesar la información y analizarla.
- ✓ Analizar los procesos de las energías dentro del balance energético.
- ✓ Extraer conclusiones acerca del análisis realizado.

### 3. Marco administrativo.

En 2016 se conforma la “Dirección Nacional de Información Energética” dependiente de la “Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos” que tiene como fin el desarrollo del proyecto “Sistema Integrado de Información Energética” que tiene como objetivo principal mejorar la calidad y la disponibilidad de los datos referidos a las estadísticas energéticas del país.

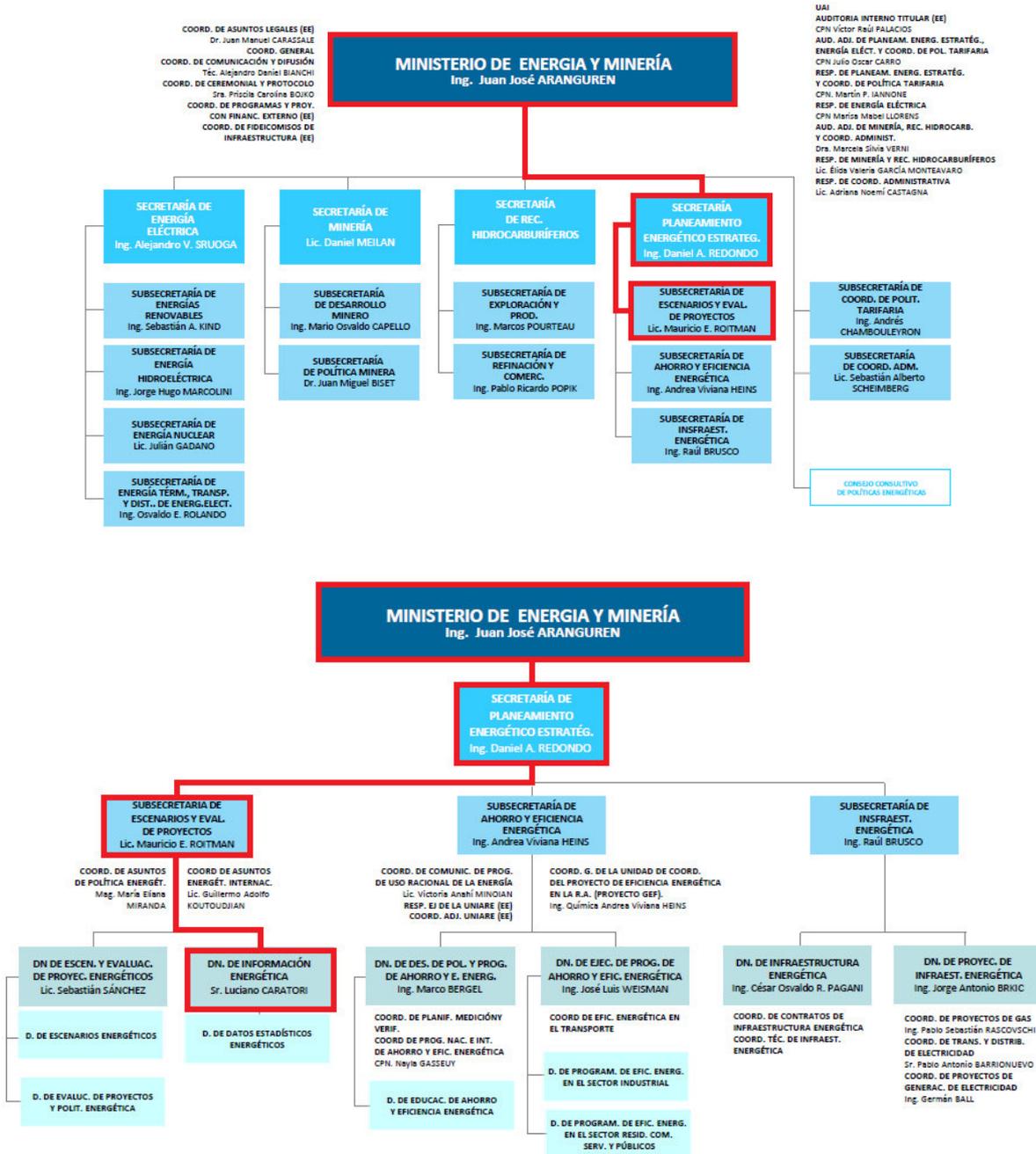


Figura 2: Estructura de organigrama del Ministerio de Energía y Minería.

Fuente: Ministerio de Modernización Argentina

#### 4. Consideraciones generales del balance energético nacional.

##### Dificultades de actualización.

Este proyecto se vio dificultado, sobretodo, por la recopilación de datos energéticos históricos debido a la falta de calidad y disponibilidad de información y por otros factores propios de los análisis estadísticos históricos:

**Falta de acceso y confiabilidad:** La información sobre recursos, procesos y consumos energéticos es muy útil pero al mismo tiempo crítica por lo que gobiernos anteriores y entidades dedicadas a la recopilación de información se mantienen conservadoras y no brindan los datos. Además, por cuestiones tecnológicas, los datos pasados no son precisos o enfocados por lo que tienen una baja confiabilidad. El primer balance energético fue realizado por la secretaria de estado en 1961 y tuvo que ser adaptado para poder incluirse en la evolución del balance energético.

**Cambio de denominaciones y nuevos productos:** Durante los aproximadamente 40 años que abarca la evolución del balance energético nacional fueron apareciendo nuevas denominaciones, nuevos recursos y nuevos procesos de transformación. Una disociación muy fina de los procesos provoca un balance muy engorroso mientras que una disociación grosera tiene la dificultad de ser poco informativa. Además la nomenclatura de diferentes productos fueron cambiando con el tiempo con lo que hubo que adaptar los datos a las nuevas nomenclaturas.

**Ejemplo:** *Nafta súper y común, luego Naftas con y sin plomo, luego nafta súper y ultra, luego nafta grado 1, grado 2 y grado 3. O las fuentes de energía como el petróleo, y ahora el petróleo no convencional.*

**Falta de información sobre ajustes metodológicos:** Los datos deben ser ajustados para que puedan ser comparados con datos internacionales, para unificar unidades de medida y para poder realizar proyecciones. Estos ajustes fueron realizados en los datos históricos pero faltan registros de qué tipo de ajustes se realizaron por lo que aumenta la falta de certeza.

##### Fuentes de información.

Las principales fuentes de información que se utilizan para la confección del balance energético son:

- SESCO (Sistema Estadístico de la Subsecretaría de Combustible)

Según el decreto 319/93 que reglamenta a la resolución 2057/05 de la Secretaría de Energía, todos los concesionarios explotadores de hidrocarburos en el país deberán presentar información detallada sobre las extracciones en carácter de declaración jurada. Mediante la recopilación de los datos de todos los productores de hidrocarburos, el Ministerio de Energía y Minería, mediante la subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos, dependiente de la Secretaría de Planificación Energética Estratégica, genera un sistema estadístico que presenta información sobre la producción de hidrocarburos en el país.

- ENARGAS (Ente Nacional Regulador del Gas)

Mediante los informes anuales de balance y gestión de Enargas, se tiene información detallada sobre el transporte y la distribución de gas natural en el país, ya sea a nivel doméstico como a nivel industrial.

- CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista)
- NASA (Nucleoeléctrica Argentina Sociedad Anónima)
- CNEA (Comisión Nacional de Energía Atómica)

Tanto CAMMESA, como NASA, como la CNEA, presentan informes periódicos referidos al mercado eléctrico. Dado que la energía eléctrica es una de las formas de energía más difundida, el balance energético nacional se nutre de estos informes para realizar los análisis estadísticos. CAMMESA, por ser administradora del mercado eléctrico mayorista, recopila datos de todos los niveles sobre la energía eléctrica en el país y sobre los recursos utilizados para conseguirla.

- YCRT (Yacimientos Carboníferos Río Turbio)

La Subsecretaría de Desarrollo Minero, dependiente de la Secretaría de Minería, de Ministerios de Energía y Minería de la Nación, presenta periódicamente un informe de coyuntura sobre los diferentes recursos mineros del país, entre ellos, el carbón mineral utilizado como fuente de energía y proveniente principalmente de los Yacimientos Carboníferos Fiscales de Río Turbio.

- Informe Estadístico del Sector Eléctrico de la ex Secretaría de Energía y sus series históricas.
- Sistema de estadísticas de gas licuado de petróleo del Ministerios de Energía y Minería.
- Centro azucarero argentino.
- Ministerio de ambiente y desarrollo sustentable.
- Ministerio de agroindustria.
- Administración nacional de aduanas.

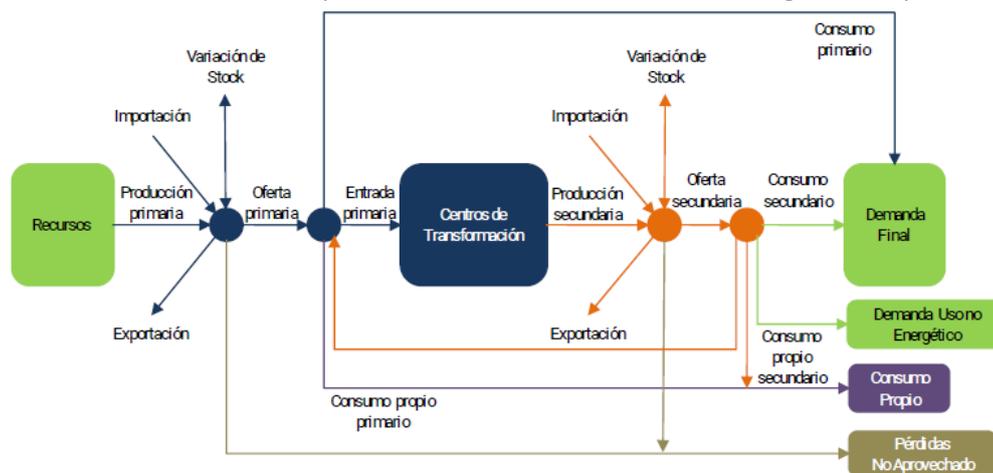
## 5. Estructura del Balance Energético Nacional

El balance energético es un conjunto de relaciones de equilibrio que contabilizan los flujos de energía a través de distintos eventos desde su producción hasta su consumo final. Dicha contabilización se lleva a cabo para el territorio nacional para un año determinado.

Para obtener coherencia en las comparaciones entre los flujos de diferentes fuentes, es necesario que todas las medidas se encuentren en una unidad común. Por este motivo, se convierten los flujos físicos a flujos calóricos, utilizando como factores de conversión los poderes caloríficos de las distintas fuentes combustibles.

El balance es una herramienta que facilita la planificación global energética permitiéndonos visualizar cómo se produce la energía, se exporta o importa, se transforma o se consume por los distintos sectores económicos, permitiendo además el cálculo de relaciones de eficiencia y diagnósticos de situación.

Él mismo es desarrollado en lo que denominamos balance descendente, cuya forma general es una estructura compuesta por la Oferta, la Transformación y el Consumo, tal como se muestra en el siguiente esquema.



**Figura 3:** Representación estructura del balance energético.

Fuente: Dirección Nacional de Información Energética – “Balance Energético Nacional 2015”

Para que el Balance se convierta en un instrumento de planificación hay que vincularlo con variables de índole socioeconómica, conllevándolo al mismo a ser condición necesaria para el planeamiento estratégico.

Históricamente se presentó en columnas los procesos que conforman la oferta, las transformaciones y el consumo final de la energía, y en sus filas o renglones los distintos recursos energéticos primarios y secundarios.

A partir del Balance Energético 2015, también se presentan los resultados en nuevos formatos, el denominado vertical, donde los energéticos corresponden a las columnas y el denominado reducido de uso común en la Agencia Internacional de Energía.

### Fuentes de energía

#### Energía primaria

Son las fuentes de energía en estado propio que se extraen de los recursos naturales de manera directa, mediante un proceso de prospección, exploración y explotación, o bien mediante recolección. En algunos casos, la energía primaria puede ser consumida directamente, sin mediar un proceso de transformación.

#### Energía secundaria

Son las diferentes fuentes de energía producidas a partir de energías primarias o secundarias en los distintos centros de transformación para poder ser consumidas de acuerdo con las tecnologías empleadas en los sectores de consumo.

## Oferta de energía

---

### Oferta interna de energía primaria

Es la sumatoria de la producción local, importación y variación de inventario menos la exportación y la energía no aprovechada, sumando el ajuste o diferencia estadística.

### Oferta interna de energía secundaria

Es la sumatoria de la producción local, importación y variación de inventario menos la exportación, las pérdidas y energía no aprovechada, sumando el ajuste o diferencia estadística.

### Oferta interna de energía

Representa el total efectivamente disponible para sus tres destinos posibles: ser transformada, ser consumida en el propio sector energético, o ser consumida por los usuarios finales dentro del país. Existe una tercera utilización de este concepto, que denominamos **Oferta Interna de Energía Total**, también denominada como “primary consumption”, que consiste en la oferta interna de energía primaria más el balance de comercio exterior de las energías secundarias.

## Centros de transformación

---

Son las instalaciones donde la energía que ingresa se modifica mediante procesos físicos y/o químicos, entregando una o más fuentes de energía diferentes a la o las de entrada. En estos procesos de transformación aparecen necesariamente consumos propios, que generan una diferencia entre producción bruta y neta y pérdidas en la transformación, debido a la natural ineficiencia de los procesos. Los centros de transformación del Balance Energético Nacional son centrales eléctricas (servicio público y autoproducción), plantas de tratamiento de gas, refinerías, aceiteras y destilerías, coquerías, carboneras y altos hornos.

## No aprovechados, pérdidas y ajuste

---

### No aprovechado

Es la cantidad de energía que, por razones técnicas y/o económicas o falta de valorización del recurso, no está siendo utilizada.

**Pérdidas de transporte, almacenamiento y distribución:** Es la energía perdida en las actividades de transporte, distribución y almacenamiento de los distintos productos energéticos, tanto primarios como secundarios.

**Ajuste o diferencia estadística:** Es la diferencia entre el destino y el origen de la oferta interna de una fuente energética como consecuencia de errores estadísticos.

### Consumo de energía

**Consumo propio en el circuito primario:** Consiste en el consumo que se produce durante la extracción del recurso. El consumo propio en el circuito secundario consiste en aquellos recursos energéticos que se consumen dentro del centro de transformación que los produce. Por ejemplo, el consumo de electricidad en una central generadora de electricidad.

*Ejemplo: En el caso particular de Central Brigadier López tiene un consumo interno de energía dependiendo de si está generando o no, en el primer caso depende del combustible con el cual lo hace, si él mismo es Gas Oil dicho consumo podemos aproximarlo a 1.7 [MW] y si es Gas Natural ronda 0.7 [MW], estando fuera de servicio el consumo es de 0.4 [MW] para una turbina de 280[MW].*

**Consumo no energético:** Es el uso de recursos con fines distintos a la utilización como combustible.

**Consumo energético:** Comprende el consumo de productos primarios y secundarios utilizados por todos los sectores de consumo final para la satisfacción de sus necesidades energéticas. Los sectores de consumo son clasificados de la siguiente manera:

- ✓ **Sector residencial:** el consumo final de este sector es el correspondiente a los hogares urbanos y rurales del país.
- ✓ **Sector Comercial y Público:** incluye el consumo de todas las actividades comerciales y de servicio de carácter privado, los consumos energéticos del gobierno a todo nivel (nacional, provincial y municipal), instituciones y empresas de servicio público como defensa, educación, salud, entre otras.
- ✓ **Sector transporte:** incluye los consumos de energía de todos los servicios de transporte dentro del territorio nacional, sean públicos o privados, para los distintos medios y modos de transporte de pasajeros y carga (carretera, ferrocarril, aéreo y fluvial-marítimo).

- ✓ Sector agropecuario: comprende los consumos de combustibles relacionados con toda la actividad agropecuaria, silvicultura y la pesca.
- ✓ Sector industrial: comprende los consumos energéticos de toda la actividad industrial, ya sea extractiva o manufacturera (pequeña, mediana y gran industria), y para todos los usos, excepto el transporte de mercaderías, que queda incluido en el sector transporte.

En relación a los sectores de consumo, también corresponde realizar las siguientes consideraciones:

El consumo de las naves aéreas y marítimas que se abastecen de combustible en nuestro país pero que utilizan el mismo en el exterior (búnker), se tratan como si fuesen exportaciones indirectas y se consignan en la columna de exportación. Y los consumos del sector petroquímico se encuentran principalmente incorporados en el sector no energético o incorporados en las refinerías (centros de transformación) o las industrias en los casos de consumos energéticos.

### Estructura matricial del Balance Energético Nacional

Nos encontramos con treinta fuentes de energía, de las cuales doce son primarias y las restantes dieciocho son secundarias, ocho centros de transformación y seis sectores en los cuales es desagregado el consumo final.

#### **Las fuentes primarias son:**

1. ENERGÍA HIDRÁULICA
2. ENERGÍA NUCLEAR
3. GAS NATURAL DE POZO
4. PETRÓLEO
5. CARBÓN MINERAL
6. LEÑA
7. BAGAZO
8. ACEITE VEGETAL
9. ALCOHOLES VEGETALES
10. EÓLICO
11. SOLAR
12. OTROS PRIMARIOS.

#### **Las fuentes secundarias son:**

1. ELECTRICIDAD
2. GAS DISTRIBUIDO POR REDES
3. GAS LICUADO
4. GASOLINA NATURAL
5. GAS DE REFINERÍA
6. MOTONAFAS
7. OTRAS NAFTAS
8. KEROSENE y AEROKEROSENE
9. DIESEL y GAS OIL
10. FUEL OIL
11. CARBÓN RESIDUAL
12. NO ENERGÉTICO
13. GAS DE COQUERÍA
14. GAS DE ALTO HORNO
15. COQUE
16. CARBÓN DE LEÑA
17. BIODIESEL y BIOETANOL.

#### **Los centros de transformación que se indican en el balance son:**

1. CENTRALES DE SERVICIO PÚBLICO
2. CENTRALES AUTOPRODUCCIÓN
3. PLANTAS DE TRATAMIENTO DE GAS
4. REFINERÍAS
5. ACEITERAS y DESTILERÍAS
6. COQUERÍAS

## 7. CARBONERAS y ALTOS HORNOS.

### *Cadenas Energéticas*

La cadena energética, también denominada flujo energético, es la serie de etapas, procesos y eventos por los que una fuente energética debe pasar desde su origen hasta su aprovechamiento, como producción, transporte, transformación, almacenamiento, consumo, etc.

Podemos identificar principalmente las cadenas del petróleo o del gas que contienen una cantidad importante de productos y son transversales a casi todos los sectores de la economía.

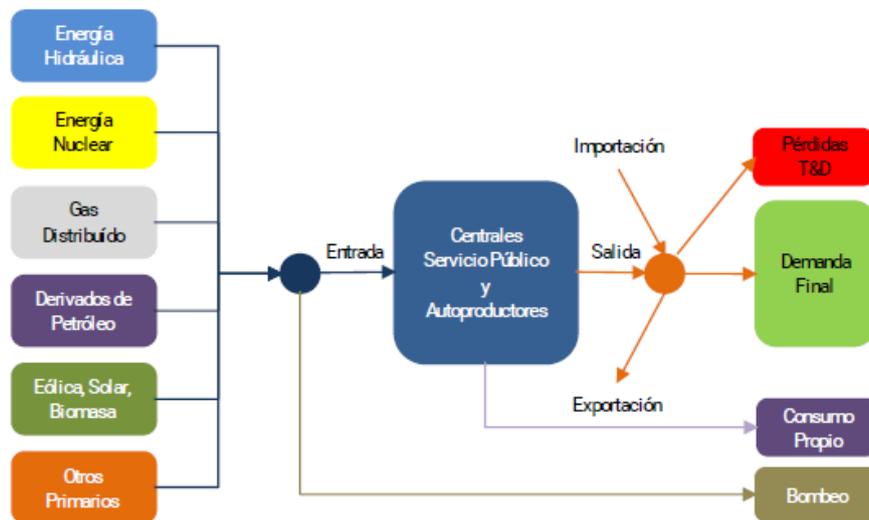
La cadena del carbón mineral es una cadena que como su nombre lo indica comprende solo un tipo de recurso, pero afecta a varios centros de transformación. La cadena eléctrica solo comprende la electricidad, pero se puede considerar una de las más importantes del Balance Energético.

A continuación se desarrolla un esquema del Balance Energético Nacional donde se visualizan las distintas Cadenas Energéticas existentes. Las marcas llenas indican los puntos de ingreso de información y el resto de las marcas indican que la información correspondiente a ese ítem es dependiente o se calcula a partir de las demás.

### *Electricidad*

La electricidad es una energía secundaria que puede ser obtenida directamente en las centrales hidráulicas, eólicas o solares que utilizan la fuerza del agua, viento o sol, respectivamente, en centrales que utilizan combustibles en las calderas o en los motores de combustión como el gas, gasoil, fueloil o carbón. Estas centrales suelen ser de servicio público.

En el caso de los autoprodutores o autogeneradores, se trata de empresas que poseen su propia central, generalmente de menor potencia, producen su energía eléctrica y ocasionalmente venden el sobrante al mercado. Estos actores utilizan los mismos combustibles que las centrales de servicio público, como ser la Central Mario Seveso perteneciente al grupo ARCOR y situada en Arroyito, Córdoba, la cual es un Ciclo Combinado de 30.8 (MW) compuesto por una TG de 25.08(MW) y una TV de 5.72 (MW); pero también puede encontrarse la utilización de residuos vegetales, gases de proceso, leña o bagazo, como ser la Central Alto Paraná localizada en Puerto Piray, Misiones, generando 38(MW) con Biomasa como combustible.



**Figura 4:** Representación estructura del balance de energía eléctrica.

Fuente: Dirección Nacional de Información Energética – “Balance Energético Nacional 2015”

## Hidrocarburos. Gas Natural y Petróleo

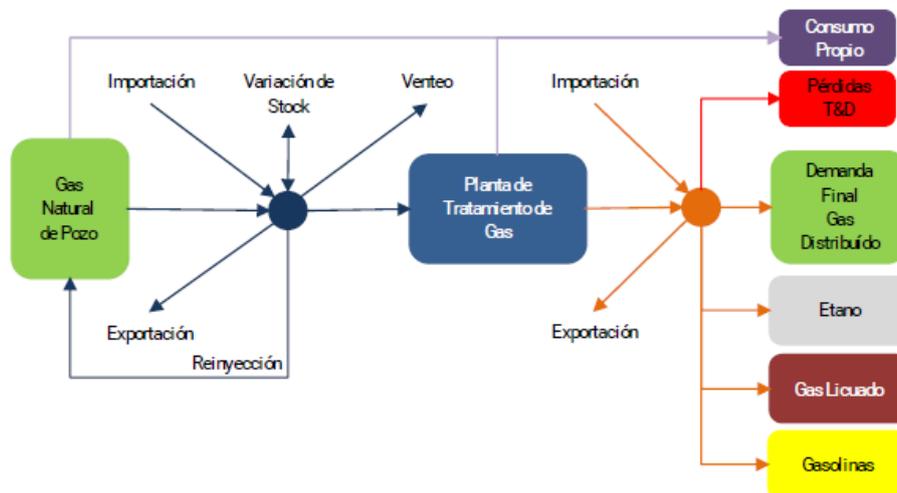
Se denomina hidrocarburos al grupo de compuestos orgánicos que contienen principalmente carbono e hidrógeno. Los hidrocarburos más simples son gaseosos a temperatura ambiente; a medida que aumenta su peso molecular, se encuentran en estado líquido y finalmente sólido. Estos tres estados físicos están representados en este contexto por el gas natural, el petróleo crudo y el asfalto.

De acuerdo a las definiciones de la Agencia Internacional de Energía, el gas natural consta de varios gases, pero en su mayor parte de metano (CH<sub>4</sub>). El gas natural producido en asociación con el petróleo se llama gas asociado, mientras que el producido en un yacimiento gasífero no asociado al petróleo se denomina gas no asociado. El gas asociado generalmente es gas húmedo (contiene una cantidad apreciable de butano e hidrocarburos más pesados) mientras que el gas no asociado es gas seco (relativamente pequeñas cantidades de etano, propano y otros gases).

Independientemente de los contenidos de compuestos superiores al metano, el término gas natural se aplica al recurso primario extraído de los yacimientos o importado, el cual es acondicionado en las plantas de tratamiento de gas para constituir el recurso secundario denominado gas distribuido por redes.

Una vez que el gas es extraído del pozo, sufre un tratamiento inicial donde se separan algunos líquidos, principalmente gasolina y condensados.

En la práctica, las plantas de tratamiento no realizan un proceso de transformación en el gas, sino que actúan como separadoras. Por lo tanto, en el Balance se considera que la planta de tratamiento de gas no tiene pérdidas en el proceso.



**Figura 5:** Representación estructura del balance de gas natural de pozo.

Fuente: Dirección Nacional de Información Energética – “Balance Energético Nacional 2015”

El petróleo tiene como único destino el ingreso a las refinерías. En las refinерías básicamente se separa el petróleo crudo en sus diferentes componentes. Normalmente se tratará al conjunto de la refinерía como si fueran una sola unidad de procesamiento. Aunque esta representación no permite describir completamente el proceso de la refinación ni analiza la flexibilidad interna de cada refinерía. Existen diferentes tipos de refinерías con diferentes tipos de procesos, en los que no siempre se obtienen los mismos productos ni se procesa el mismo tipo de crudo. El principal insumo a refinерías es el petróleo crudo, aunque puede existir carga también de líquidos de gas natural, crudos sintéticos o gases. Estos insumos se cargan directamente a la unidad de destilación primaria de las refinерías; de allí salen corrientes intermedias que son procesadas en otras unidades de conversión como por ejemplo las siguientes:

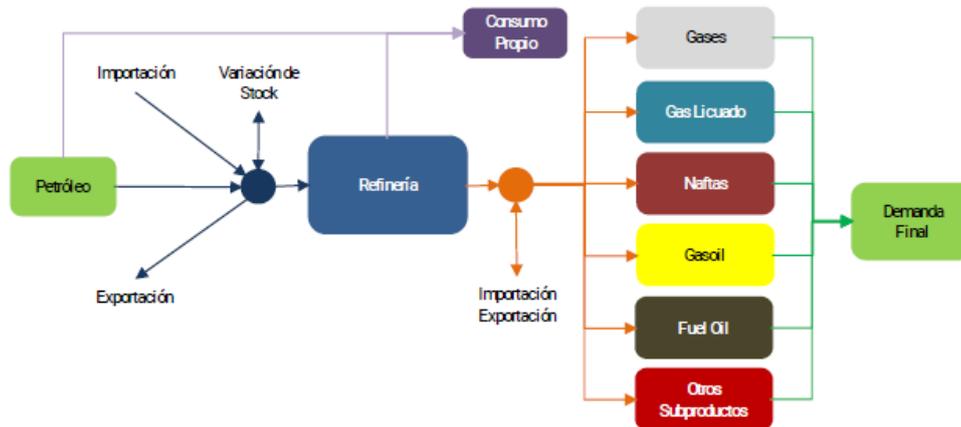
- ✓ **Reformación:** incrementa el octanaje de las gasolinas.
- ✓ **Craqueo:** aumenta a la vez el octanaje y rendimiento de las gasolinas.
- ✓ **Hidrocraqueo:** aumenta el rendimiento de diesel y mejora su índice de cetano.
- ✓ **Vacío:** es una destilación a presión muy baja para separar en dos fracciones el crudo reducido de destilación primaria.
- ✓ **Reductor de viscosidad:** mejora la viscosidad del fuel oil.
- ✓ **Coqueo:** incrementa la cantidad de gasolina más allá de lo que hace el craqueo, pero como el octanaje es muy bajo requiere reformación.
- ✓ **Flexicoqueo:** incrementa aún más el rendimiento de gasolina y gas licuado.

- ✓ **Isomerización/polimerización:** aumenta el octanaje de las gasolinas más allá de la reformación y el craqueo, especialmente para la aviación.

Los principales productos obtenidos de una refinería son:

- ✓ **Gases:** gas de refinería (C1-C2) y gas licuado de petróleo (C3-C4).
- ✓ **Livianos:** gasolina, gasolina de aviación, naftas para petroquímica y solventes.
- ✓ **Medios:** kerosene, jet fuel, gas oil y diesel oil.
- ✓ **Pesados:** fuel oil, asfaltos, lubricantes, grasas, coque.

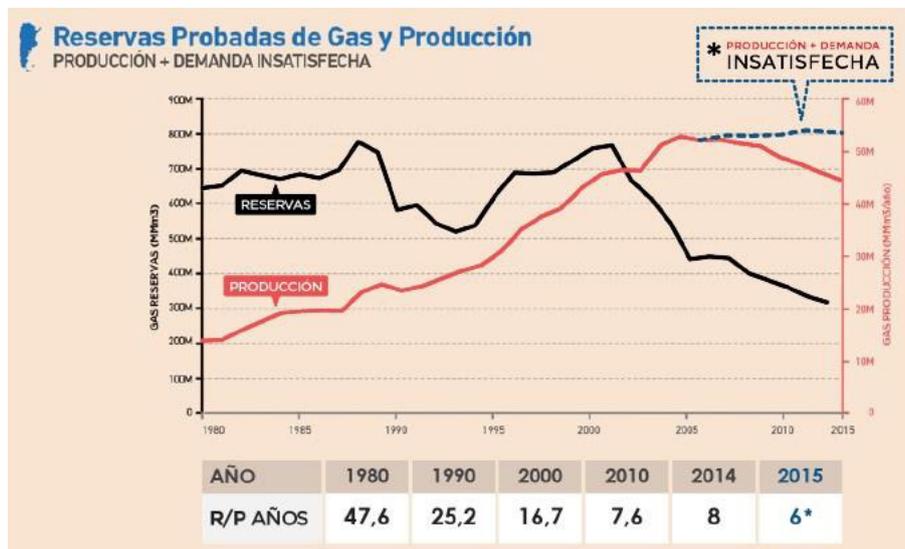
Tanto en el proceso del petróleo como en el del gas se debe considerar que existen consumos propios en los yacimientos para generar la energía necesaria para la explotación o consumos en las propias plantas de tratamiento.



**Figura 6:** Representación estructura del balance de petróleo.

Fuente: Dirección Nacional de Información Energética – “Balance Energético Nacional 2015”

Según los análisis del CACME (Cómite Argentino del Consejo Mundial de Energía) se puede observar la comparación, en un mismo gráfico, de las reservas y la producción de Gas Natural. Se puede ver como a pesar de la disminución de las reservas y el aumento de la producción, la demanda se encuentra insatisfecha.



**Figura 7:** Evolución Reservas/Producción + Demanda insatisfecha de Gas y Petróleo.

Fuente: Programa de Formación de Líderes Energéticos

En el gráfico de la figura N° 8 se visualiza el camino a seguir para que el Balance del año 2030 no muestre importación con respecto a Gas Natural. Se observa la incidencia de un factor socioeconómico, como es el PBI, como así también la influencia del Shale Oil para cubrir la demanda.



transformación de la energía, entendiéndolo cómo se va perdiendo energía al trabajar en sistema reales (con pérdidas).

### Energía primaria

Se puede observar en la fila de las energías primarias que en el año 2014 se obtuvo 1280 miles de TEP a través de la importación. En la obtención de esa energía no se consideran pérdidas ni energía no aprovechable ya que es un elemento importado que estaría listo para utilizarse en la producción de energía eléctrica.

Siguiendo por la fila hasta la columna de Centros de Transformación, se observa que toda la cantidad de energía se utiliza en centrales eléctricas.

Sabemos que en Argentina no se consume uranio en ningún sitio más que en las centrales de energía eléctrica, por lo tanto en la columna del consumo no aparece ningún consumidor de esa energía primaria.

Ministerio de Energía y Minería		PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	VARIACIÓN DE STOCK	EXPORTACIÓN Y	APROVECHADO	PÉRDIDAS	AJUSTES	FERTA INTERNA	SERVICIO PÚBLICO	AUTOPRODUCCIÓN
BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL											
AÑO 2014											
REVISIÓN 2											
UNIDADES: miles de TEP											
FORMAS DE ENERGÍA											
	Energía Hidráulica	3.568	-	-	-	-	-	36	3.567	3.558	-4
	Energía Nuclear	-	1.280	-	-	-	-	-	1.280	-1.280	-
	Gas Natural de Pozo	36.567	4.897	-7,1	-77	-824	-235	-	40.321	-	-4.311
	Petróleo	27.484	488	176	-1.898	-	66	-	26.316	-	-6
	Carbón Mineral	33	1.464	66	-17	-180	-	-542	1.366	-542	216
	Leña	869	-	-	-	-	-	-	869	-	769
	TOTAL I	72.744	8.128	242	-1.922	-77	-860	-349	77.998	-5.425	-707

Figura 10: Energía primaria Nuclear.  
Fuente: Ministerio de Energía y Minería

### Energía secundaria

En la fila de energía secundaria y columna de oferta, vemos que tenemos de energía eléctrica unos 11.915 kTEP.

¿Qué se puede decir de esto respecto a la energía nuclear que se tenía “disponible”?

Que dentro de esa cantidad se encuentra la energía nuclear transformada en energía eléctrica. Se utilizó el uranio para liberar calor, producir vapor, turbinarlo y obtener energía eléctrica de un generador. Este último proceso, como dijimos, tiene un rendimiento aproximado de un 30%. Si lo vemos de otra manera, de los 1280 kTEP obtendríamos aproximadamente 384 kTEP. Estos sí constituyen parte de los 11.915 kTEP de la energía eléctrica producida. A esto hay que sumarle 862 kTEP de energía eléctrica importada, restarle 14 kTEP de exportación, y restarle 1531 a las pérdidas consideradas en lo que respecta transmisión y distribución. Nos queda un total de oferta interna de energía eléctrica de 11.232 kTEP.

En la columna de centros de transformación vemos cómo se repartieron esa transformación de energía entre servicios públicos y autoprodutores. Pero en esta columna se expone el consumo interno, en este caso de las centrales para esa conversión. El mismo fue de 375 kTEP. Por lo tanto de 11.232 kTEP nos están quedando unos 10.857 kTEP netos para los distintos consumidores.

	Energía Hidráulica	3.568	-	-	-	-36	-	3.567	-3.558	-4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Energía Nuclear	-	1.280	-	-	-	-	1.280	-1.280	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Gas Natural de Pozo	36.567	4.897	-7,1	-77	-824	-235	40.321	-	-38.010	-	-	-	-	-	-	-	-	-4.311	
	Petróleo	27.484	488	176	-1.898	-	66	26.316	-	-26.218	-	-	-	-	-	-	-	-	-99	
	Carbón Mineral	33	1.464	66	-17	-180	-	1.366	-542	-12	-	-	-	-	-	-	-	-	216	
	Leña	869	-	-	-	-	-	869	-	-108	-	-	-	-	-	-	-	-	769	
	Bagazo	869	-	-	-	-	-	869	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Aceites Vegetales	2.387	-	-	-	-	-	2.387	-	-	-2.387	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Alcoholes Vegetales	350	-	-	-	-	-	350	-	-	-360	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Energía Eólica	182	-	-	-	-	-	182	-53	-0,03	-	-	-	-	-	-	-	-	129	
	Energía Solar	1	-	-	-	-	-	1	-1	-0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Otros Primarios	405	-	-	-	-	-	405	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	TOTAL I	72.744	8.128	242	-1.922	-77	-860	77.998	-5.425	-707	-36.010	-26.218	-2.737	-807	-475	-	-	-	-4.410	1.110
	Energía Eléctrica	11.915	862	-14	-	-1.531	-	11.232	10.898	1.222	-	-	-	-	-	-	-	-	-375	10.857
	Gas de Refinería	1.140	-	-	-	-58	-	1.091	-	-57	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-1.038

Figura 11: Energía Secundaria Eléctrica.  
Fuente: Ministerio de Energía y Minería.

De los consumidores finales se observa que 3.773 KTEP se consumieron en el sector residencial, 2.524 KTEP en el comercial, 51 KTEP en transporte, 90 KTEP en el agropecuario y 4.419 en el industrial.

### Diagrama Sankey.

---

El balance energético también puede verse de manera de diagrama Sankey. En el anexo N°2 se presenta el diagrama del año 2014 donde se observa los flujos de energía en donde el ancho de las flechas son proporcionales a los KTEP (Fuente: International Energy Agency - <http://www.iea.org/>).

## 7. Conclusiones

- ✓ El balance energético es una herramienta relevante dentro de las políticas energéticas de nuestro país.
- ✓ Debe ser enmarcado dentro de un contexto socio económico para transformarse en una herramienta útil para la planificación.
- ✓ La accesibilidad y fiabilidad del balance energético actual hacen que sea más clara y comprensible la situación energética actual.
- ✓ El balance energético permite transmitir de manera concreta la información de todos los parámetros que componen el proceso fuente – consumo.

## 8. Bibliografía

### Libros

---

- ✓ Programa de Formación de Líderes Energéticos – Comité Argentino del Consejo Mundial de Energía (CACME)

### Publicaciones periódicas

---

- ✓ Dirección Nacional de Información Energética (1960 a 2015) – “Balance Energético Nacional 2015”
- ✓ Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (2014) – “Informe Anual 2014”

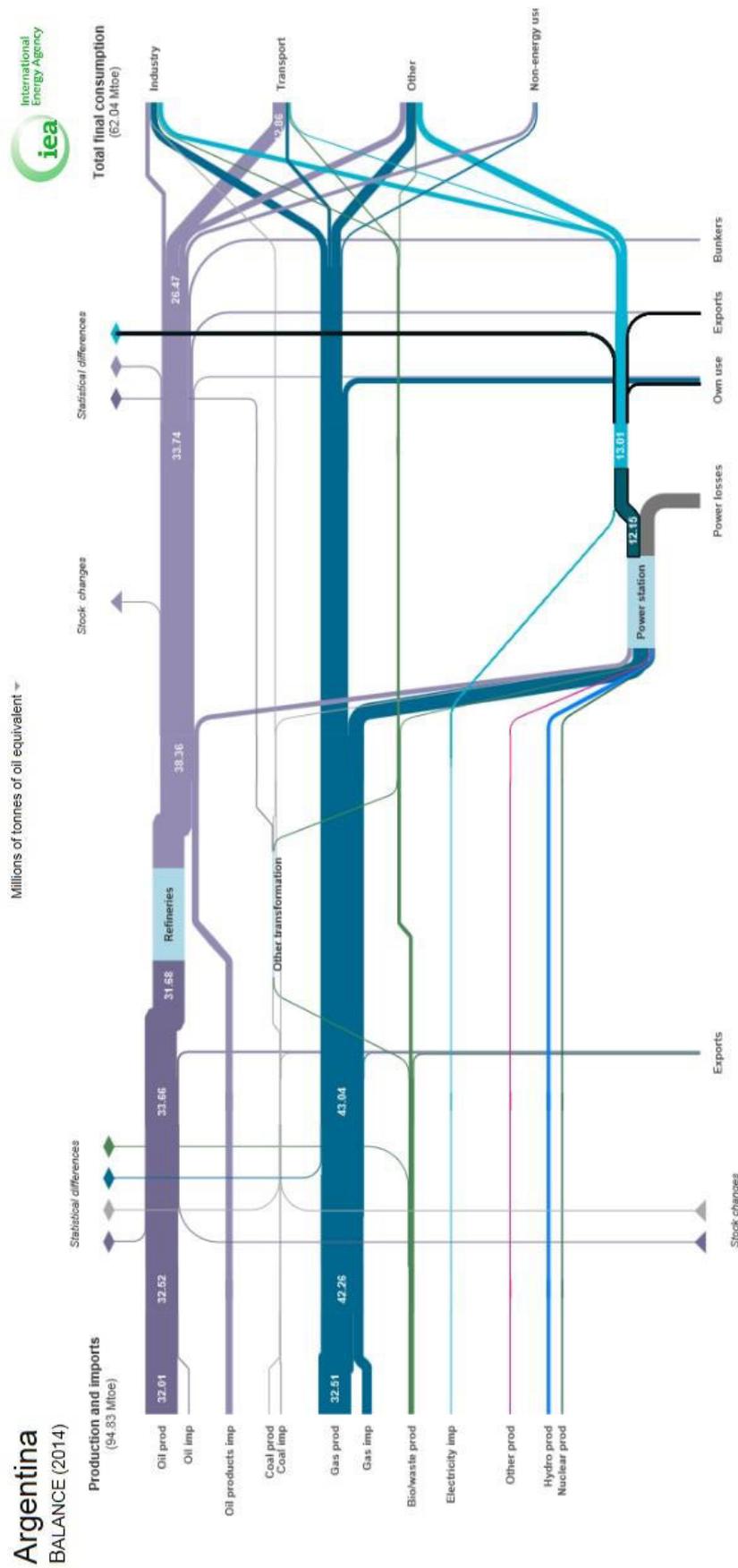
### Páginas web

---

- ✓ Ministerio de Energía y Minería Argentina – <https://www.minem.gob.ar/index.html>
- ✓ Comisión Nacional de Energía Atómica - <http://www.cnea.gov.ar/>
- ✓ Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista - <http://portalweb.cammesa.com/>
- ✓ International Energy Agency - <http://www.iea.org/>
- ✓ Ente Nacional Regulador del Gas - <http://www.enargas.gov.ar>
- ✓ Ministerio de Modernización Argentina - <http://mapadeleestado.modernizacion.gob.ar/estructura.php>



Anexo N°2: Diagrama Sankey 2014





# Capítulo 2

---

**La planificación en el transporte de energía eléctrica**

# SITUACIÓN ACTUAL Y FUTURA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN. (2018) Herrero, González

## 1. Introducción

A continuación, presentaremos el trabajo final encomendado por el curso de Estrategias y Políticas del Mercado Eléctrico, perteneciente al posgrado de Especialización en Energía Eléctrica dictado por la Facultad Regional Rosario de la Universidad Tecnológica Nacional en el mes de marzo del 2018, cuya temática a abordar es el estado del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión de la República Argentina.

En el presente análisis exponemos la situación actual del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, así como también las perspectivas futuras en la ampliación del mismo, para cumplir con las necesidades del sistema interconectado nacional, debido al ingreso de las nuevas centrales de generación térmica, hidráulica y renovable.

Además, realizamos una breve descripción de la normativa de referencia y estudiamos los aspectos regulatorios fundamentales y las características esenciales, que posee la transmisión de energía eléctrica y la actividad de la transportista de energía eléctrica en alta tensión (Transener) en el Mercado Eléctrico.

Por último, presentamos un análisis de las fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas que derivan de nuestro estudio, y las conclusiones finales del mismo.

## 2. Objetivos

El desarrollo de este trabajo en equipo tiene como finalidad alcanzar un objetivo principal y un conjunto de objetivos secundarios.

### *Objetivo Principal*

---

- ✓ *Evaluar el estado del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, analizando la tendencia del Mercado Eléctrico nacional.*

### *Objetivos Secundarios*

---

- ✓ *Introducir al lector en el Marco Legal del Sector Eléctrico de la Argentina.*
- ✓ *Estudiar los Aspectos Regulatorios de la actividad del Transporte de Energía Eléctrica.*
- ✓ *Explicar y exponer la composición de los Ingresos y las Sanciones aplicadas a la Transportista.*
- ✓ *Describir la Metodología utilizada para la Distribución de los Costos del Transporte de Energía Eléctrica, para cada agente del mercado.*
- ✓ *Analizar la influencia del Transporte en el Precio Monómico Medio de la energía eléctrica y en la tarifa a usuarios finales.*
- ✓ *Exponer los Proyectos de Ampliación y Vinculación de las redes de alta tensión para satisfacer las necesidades de la incorporación de las nuevas centrales de generación.*
- ✓ *Elaborar un Diagrama de Análisis FODA.*
- ✓ *Extraer Conclusiones acerca del estudio realizado.*

## 3. El Transporte de la Energía Eléctrica

Previo a describir las características que posee el sistema de transporte de energía eléctrica, realizamos una introducción a la estructura del sector eléctrico de nuestro país y su legislación.

### *Estructura del Sector Eléctrico*

---

Mediante la Ley N° 24.065, promulgada en el año 1992, que modifica y complementa la Ley N° 15.336 de 1960, se constituye el marco legal de la transformación y privatización del Sector Eléctrico en la Argentina.

La ley establece una reorganización de las actividades del sistema eléctrico, que hasta el momento se encontraban unificados bajo el ala del Estado, produciéndose lo que se denomina "Segmentación Vertical", dividiendo las actividades en:

- Generación
- Transporte
- Distribución
- Demanda
- Comercialización

La vinculación Oferta y Demanda se materializa en el Sistema de Transmisión y cada una de las actividades mencionadas queda reglada bajo un Marco Normativo específico.

El Estado pasa a asumir el rol de coordinador y controlador en todas las etapas y se introduce la regulación de los monopolios naturales.

Además, la ley establece para la política nacional en materia de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, los siguientes objetivos:

- Proteger los derechos de los usuarios.
- Garantizar el libre acceso a las instalaciones de transporte y distribución.
- Promover la competitividad donde sea posible para asegurar el suministro a largo plazo, alentando inversiones privadas.
- Crear una separación clara de los segmentos de la actividad según sean monopólicos o sujetos a las leyes del mercado.
- Regular las actividades del transporte y distribución de la energía asegurando que las tarifas sean justas y razonables e incentivar el abastecimiento, transporte y distribución y uso eficiente de la energía eléctrica fijando metodologías tarifarias apropiadas.

### ***El Transporte de la Energía Eléctrica***

---

El Transporte de Energía Eléctrica se encuentra a cargo de las empresas Transportistas.

Según el Art. 7 de la Ley, se considera transportista a quien, siendo titular de una concesión de transporte de energía eléctrica otorgada bajo el régimen de la presente ley, es responsable de la transmisión y transformación a ésta vinculada, desde el punto de entrega de dicha energía por el generador, hasta el punto de recepción por el distribuidor o gran usuario, según sea el caso.

### ***Características del Transporte de Energía Eléctrica:***

---

A diferencia de la Generación de la Energía Eléctrica, que es una actividad de Interés General, la ley establece al Transporte de la Energía Eléctrica como un Servicio Público. Esta condición da ciertos beneficios a la hora de evaluar la viabilidad de un proyecto, y, como contracara establece obligaciones en cuanto a la calidad y continuidad del servicio.

Sobre el Transporte rige el sistema de "Open Access" o de libre acceso el cual le permite a cualquier privado transformarse en un Agente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y acceder a la red siempre y cuando el proyecto sea aprobado técnicamente.

Se les prohíbe a los Transportistas ejercer cualquier otra actividad relacionada al comercio de la energía eléctrica, garantizando la transparencia del Mercado Eléctrico.

Según la topología y regiones del Sistema, el Transporte fue dividido en dos niveles:

- TRANSPORTE EN ALTA TENSION. Instalaciones de muy alta tensión (500 kV y 220 kV) – Transportista en Alta Tensión (Transener) y Transportistas Independientes.
- TRANSPORTE POR DISTRIBUCION TROCAL. Instalaciones de transmisión de energía en los ámbitos regionales (tensiones menores a 400 kV) – Distribuidoras Troncales.

### ***Características de las Transportistas***

---

Las Transportistas operan y mantienen las instalaciones de Transporte de Energía Eléctrica concesionadas, dentro del área que se les ha definido.

Las concesiones otorgadas tienen por objeto la prestación del servicio de transmisión, incluyendo la supervisión de las instalaciones de Transportistas Independientes.

El Transporte de Energía Eléctrica es un Monopolio Natural, que opera en un Mercado cautivo. Este sector requiere:

- Una Regulación que fije derechos y obligaciones.
- Una Autoridad Regulatoria de control y fijación de tarifas.

La actividad de las Transportistas está regulada por la Ley 24.065, y el Contrato de Concesión incluye:

- Reglamento de Conexión y Uso
- Reglamento de Acceso y Ampliación
- Reglamento de Diseño y Calidad
- Régimen Remuneratorio
- Régimen de Calidad de Servicio y Sanciones
- Los Procedimientos emitidos por la Secretaría de Energía Eléctrica
- Resoluciones del ENRE
- Procedimientos Técnicos de CAMMESA

#### 4. La Transportista Transener

Se define a la transportista como encargada de supervisar la operación y de mantener las instalaciones que componen el sistema de transmisión en extra alta tensión (500 kV). La misma operatoria la podrán realizar empresas independientes, denominadas como Transportistas Independientes, pero siempre bajo la supervisión de la Transportista.

La transportista tiene, dentro de sus obligaciones, supervisar las obras que corresponden a la ampliación del Sistema de Transporte, también es quien recibe por parte de privados los nuevos proyectos de ampliación y luego de emitir un informe al respecto eleva al ENRE la petición para que luego se evalúe su realización.

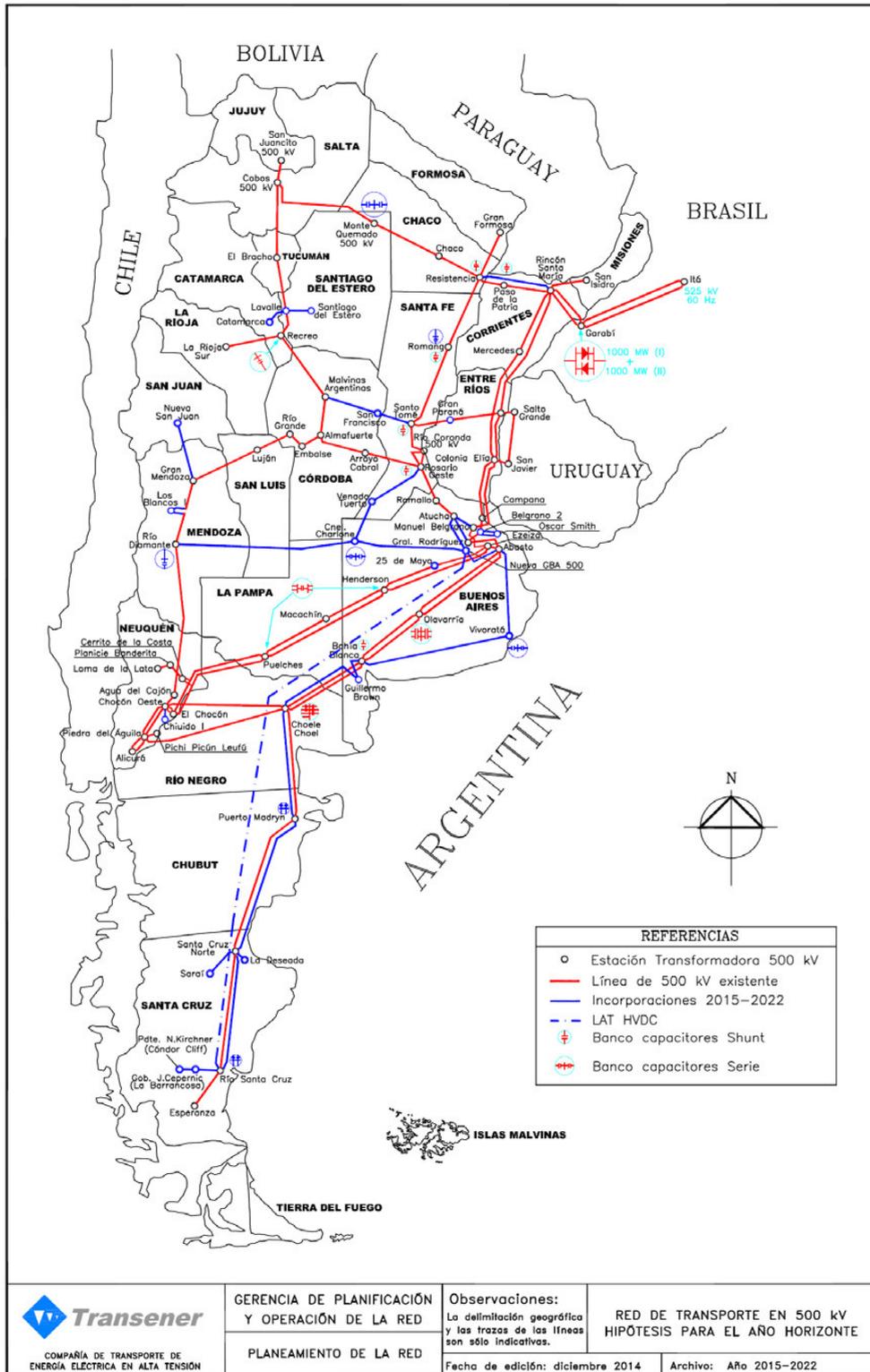
El Contrato de Concesión fue otorgado en el año 1992 y por un lapso de 95 años a la empresa privada TRANSENER. Se le concedió a dicha empresa la operación y supervisión de las redes de 500 kV que originalmente eran del estado bajo la empresa de Agua y Energía en el norte del y de Hidronor en el sur del país.

La Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A. (TRANSENER) es la empresa líder en el servicio público de transporte de energía eléctrica en extra alta tensión en la República Argentina.

Transener es operadora de la red nacional de transporte de energía eléctrica en extra alta tensión. La compañía opera y mantiene en forma directa el 85% de la red de 500 kV, el restante 15% es operado y mantenido por Transportistas Independientes bajo la supervisión de esta.

**Tabla 1: Instalaciones de Transener**

	Instalaciones Propias	Instalaciones Supervisadas (TTII)
Líneas 500 KV [Km]	10169	2106
Líneas 220 KV [Km]	568	0
Estaciones Transformadoras	50	7
Capacidad de Transformación [MVA]	16750	3900
Equipos de Potencia Reactiva [MVar]	14257	1960
Puntos de Conexión 500 KV	42	12
Puntos de Conexión 220 KV	8	0
Puntos de Conexión 132 KV	112	35
Sistemas DAG/DAD	7	0



**Figura 1:** Mapa de la Red de Transporte en 500 KV de Transener  
 Fuente: Guía de Referencia del Sistema de Transporte en Alta Tensión 2015-2022

### 5. Aspectos Regulatorios del Transporte

Las características generales de la Regulación del Transporte son:

- El Transporte de Energía Eléctrica está identificado como Servicio Público.
- Las empresas Transportistas no pueden comprar ni vender energía eléctrica.

- Los Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios no pueden ser controlantes de Compañías de Transporte.
- Existe Libre Acceso a las instalaciones de Transporte.
- Las Expansiones de las redes de transporte a cargo de los usuarios.
- Cumple un Régimen Remuneratorio regulado y pagado en función del uso de las instalaciones de Transporte.
- Posee un Régimen de Sanciones establecido en función de las indisponibilidades del equipamiento.

### Régimen Remuneratorio

Las tarifas reguladas deben posibilitar una razonable tasa de rentabilidad y guardar relación con la eficiencia operativa de la Empresa.

Composición de la Tarifa Regulada:

- + Costos de Operación y Mantenimiento
- + Inversiones - CAPEX
- + Impuestos
- + Remuneración del Capital Invertido

---

= Ingresos Anuales del Transportista

No se incluyen ingresos para la Ampliación de la Capacidad de Transporte. Las Inversiones sirven para renovar equipamientos ante la finalización de su vida útil, actualizar tecnológicamente equipos obsoletos del Sistema, minimizar riesgos de seguridad y medio ambiente y disponer de un lote de repuestos.

### Ingresos

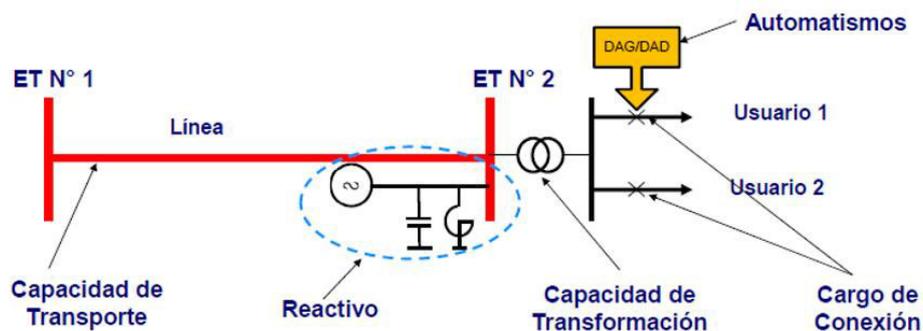
Los ingresos de TRANSENER se componen de los siguientes conceptos:

- Capacidad de Transporte (\$/100 km-h)
- Capacidad de Transformación (\$/MVAh)
- Cargos por Reactivo (\$/MVAh)
- Cargos por Conexión (\$/h)
- Cargos por Automatismos (\$/mes)

En el siguiente gráfico circular (figura 2) se muestran la porción que representa cada concepto en los ingresos totales de la transportista.



**Figura 2:** Composición de los Ingresos Regulados de Transener  
Fuente: Carpeta Institucional Transener S.A.



**Figura 3: Conceptos de Ingresos de Transener**  
Fuente: Carpeta Institucional Transener S.A.

La remuneración por equipos de compensación de potencia reactiva y por los automatismos se incorporó en el año 2016. Anteriormente los únicos equipos de compensación reactiva que remuneraban eran los compensadores síncronos que se encuentran instalados en la ET Ezeiza.

La remuneración de estos dos nuevos conceptos busca fomentar en la red inversiones no solo para un incremento de la capacidad del transporte del sistema, sino también, una mejora de la calidad de éste incorporándole recursos para el manejo de los perfiles de tensión e inteligencia, mediante la incorporación de sistemas Automáticos de Desconexión de Generación (DAG) o de sistemas Automáticos de Desconexión de Demanda (DAD), o como el sistema de Automatismo de Reactores (ADR).

Este último sistema se incorporó en el corredor Patagónico, debido a su gran inestabilidad, por tratarse de un corredor radial de grandes dimensiones y pocos recursos de generación instalados hasta el momento.

**Tabla 2: Cuadro Tarifario de Transener**

Cuadro Tarifario Res. ENRE N° 516/2017 (TRANSENER)	
Capacidad de Transporte 500 KV	1.433,773 \$/100 Km-h
Capacidad de Transporte 500 KV	1.194,809 \$/100 Km-h
Capacidad de Transformación	4,806 \$/MVA-h
Capacidad de Reactivo	4,806 \$/MVA <sub>r</sub> -h
Conexión 500 KV	750,785 \$/h
Conexión 220KV	675,67 \$/h
Conexión 132 KV	600,661 \$/h

Cuadro Tarifario Res. ENRE N° 516/2017 Automatismos (TRANSENER)	
SSAA Cerrito de la Costa	38.315 \$/mes
DAT Ezeiza – Rodríguez	105.971 \$/mes
DAG NEA	1.026.088 \$/mes
DAG NOA	1.590.184 \$/mes
DAG GMZ	1.165.663 \$/mes
DAG COM	655.194 \$/mes
SMO	234.019 \$/mes

\$ 3.534 Millones Anuales (Actualización Semestral)

Fuente: Carpeta Institucional Transener S.A.

### Régimen de Sanciones y Premios

La falta de disponibilidad del equipamiento de transporte es penalizada en función de:

- La remuneración asociada al equipo.
- La duración de la indisponibilidad.
- Los efectos sobre el sistema:
  - Sobrecostos producidos por energía no suministrada.
  - Si hay o no energía no suministrada (ENS).
  - Si es forzada, programada u operativa.

Las penalidades aplicadas a Transener son percibidas por los Usuarios afectados.

La calidad de servicio prestada por Transener es premiada en función de la Disponibilidad e Índice de Fallas de la totalidad del equipamiento que conforma el Sistema de Transporte.

### Disponibilidad

- La calidad del Servicio del Sistema de Transporte se mide en base a la disponibilidad de su equipamiento.
- Los ingresos del Transportista se perciben en base a la disponibilidad de su equipamiento (\$/MVA-h; \$/km-h).
- Se sanciona toda indisponibilidad del equipamiento del Sistema de Transporte.
- Un equipamiento está indisponible cuando está fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado a su protección o maniobra.
- Las sanciones a los TI son aplicadas a la TRANSPORTISTA y este las deriva al TI pero a su vez es pasible de sanción por su carácter de supervisor:

$$Sanción = 10 \times \frac{Sanción\ mes}{Remuneración\ mes} \times cargo\ supervisión$$

### Indisponibilidad

Cálculo de la sanción:

$$Sanción = coeficiente \times remuneracion\ equipo$$

- *Coefficiente de Sanción:* para la determinación del mismo se toma en consideración los efectos de la indisponibilidad sobre el sistema y el tipo de salida.
- *Remuneración del Equipo:* es la remuneración que el equipo hubiese tenido durante el tiempo que duró la indisponibilidad (Pérdida de Remuneración).

**Tabla 3: Coeficientes de Sanción por Indisponibilidad de Transener**

Categoría de la Línea	Líneas de Transmisión		
	Forzada		Programada
	t ≤ 5 hs	t > 5 hs	
A	200	20	2
B	60	6	0,6
C	20	2	0,2

Coeficiente	Capacidad de Transformación		
	Forzada		Programada
	Con ENS	Sin ENS	
	200	20	2

Conexión	Conexión y Equipamiento Reactivo	
	Forzada	Programada
	Conexión 500 KV	200
Conexión 220 KV	100	10
Conexión 132 KV	40	4
Reactivo	20	2

Fuente: Carpeta Institucional Transener S.A.

O sea, que cuando un equipo se encuentra fuera de servicio, no sólo deja de generar ingresos para la transportista, sino que además, se la penaliza con un monto igual a ese ingreso no obtenido afectado por un

coeficiente de sanción, que depende básicamente de si la fuera de servicio se debe a causa de un mantenimiento (programada) o de una falla (no programada), y además, si la indisponibilidad del equipo origina energía no suministrada a algunos de los distribuidores.

La Sanción:

- *Es aplicada por el ENRE a la Transportista.*
- *Es percibida por los Usuarios.*
- *Es el único resarcimiento por la indisponibilidad del equipamiento de transmisión.*

### Garantías

- El Poder Concedente podrá ejecutar las garantías otorgadas si:
- Una línea de interconexión queda fuera de servicio por más de 30 días.
- Un equipo de conexión queda fuera de servicio por más de 30 días
- Un transformador queda fuera de servicio por más de 60 días para el caso de TRANSENER, y por más de 45 días en el caso de TRANSBA.
- El índice de salidas de servicio forzadas sea superior a 2,50 fallas/100km-año para TRANSENER y superior a 7 para TRANSBA (en TRANSBA se duplican las penalidades si el índice es superior a 4).
- En 12 meses corridos el valor acumulado de las sanciones supera el 15% del ingreso en el mismo período.

### Régimen Especial

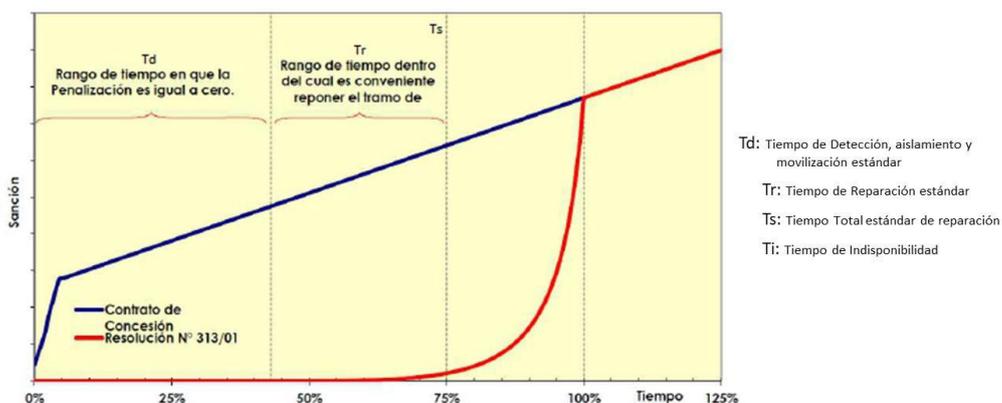
Además, existe un Régimen Especial de sanciones para eventos de fuerza mayor (Resolución ENRE N° 313/01):

- Colapsos de torres por Atentados en LEAT.
- Colapsos de torres por Tornados en LEAT.
- Afectación de equipos por Tornados en EETT.
- Rotura de Conductores por Tormentas de Nieve.
- Rotura de cadena de aisladores por Vandalismo.

Los Incendios de Campos están tratados por las Resoluciones ENRE N° 683/01, 908/06 y 552/16. Se descuenta la hora adicional de la penalidad y la falla de la Tasa de Falla.

Como se ve en la Figura 5.2, se establece un tiempo estándar para la localización y presencia de personal en el lugar de la falla de acuerdo a la longitud de la línea y la accesibilidad a la misma, y por otro lado se determina un tiempo estándar de reparación según el daño encontrado.

Para los casos encuadrados bajo la Res. N° 313 se contempla una penalización nula hasta cumplido los tiempos estándares de detección y reparación. Pero como este análisis se realiza a posterioridad de reparada la falla, la Transportista, fuere cual fuere la causa de la misma, deberá atender el problema de forma inmediata.



**Figura 4:** Aplicación de la Resolución ENRE N° 313/01  
Fuente: Carpeta Institucional Transener S.A.

**Consideraciones**

- Ante la indisponibilidad de algún equipamiento de un TI se aplica a la Transportista una sanción igual a la que se aplica sobre sus propias instalaciones.
- Estas sanciones luego son trasladadas por la Transportista a los TI.
- Asimismo, da lugar a la aplicación de una sanción a la Transportista por su responsabilidad en la supervisión de la operación y el mantenimiento del equipamiento del TI:

$$Sanción = 10 \times \frac{Sanción\ mes}{Remuneración\ mes} \times cargo\ supervisión$$

- Las indisponibilidades de las instalaciones y/o equipamiento solicitadas por terceros, No serán consideradas indisponibilidades, y por ende no serán pasibles de sanción.
- Tampoco serán consideradas indisponibilidades aquellas originadas en fallas en instalaciones y/o equipamiento propiedad de terceros que causen la salida de servicio de instalaciones y/o equipamiento en los puntos de frontera.

**Ampliaciones de la Red**

Las ampliaciones del Sistema de Transporte deben ser encaradas y abonadas por los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

El Agente del MEM que requiera materializar o mejorar su conexión al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, debe presentar ante Transener, una Solicitud de Acceso y Ampliación en base a lo establecido en el Reglamento de Conexión y Uso y al Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte.

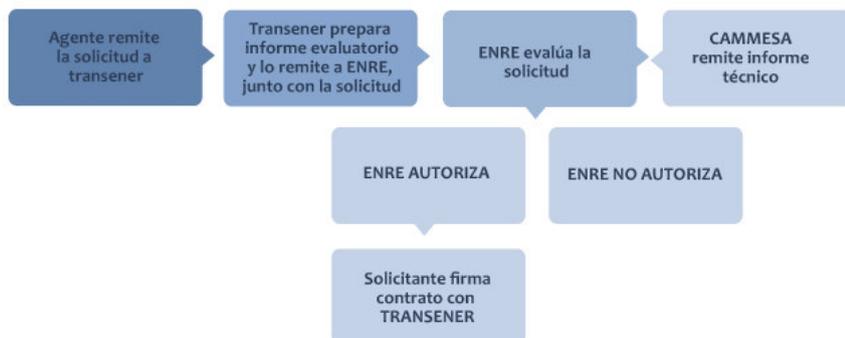
Estos reglamentos pueden encontrarse en el Anexo 16 de los “Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” publicados por CAMMESA. La construcción de la ampliación solicitada deberá encararse en base a alguna de las posibilidades establecidas en Los Procedimientos:

a) Acuerdo entre Partes



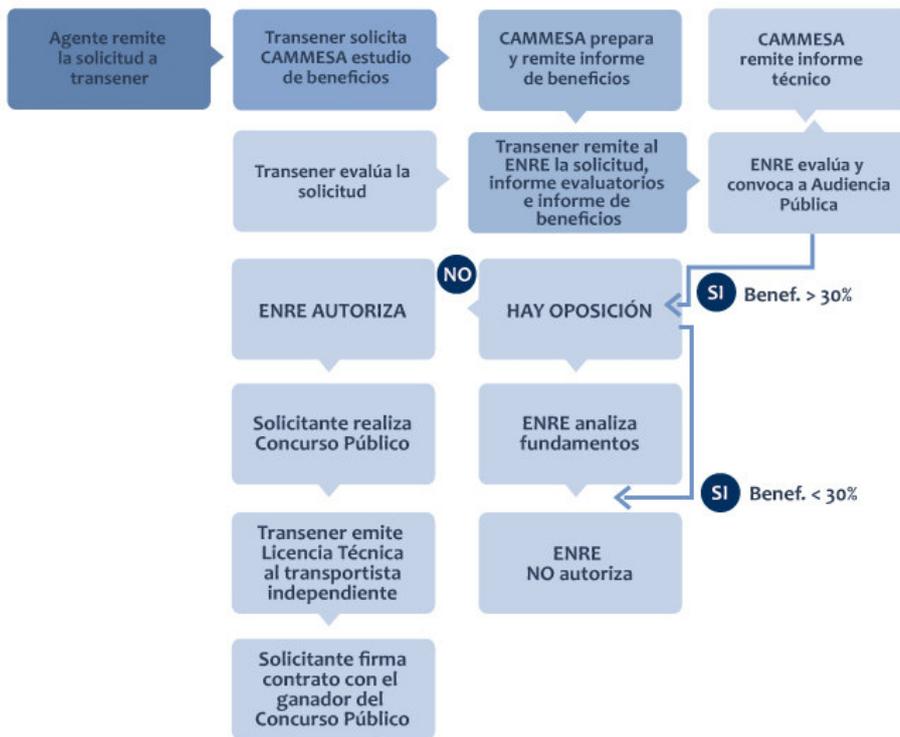
**Figura 4:** Esquema del acuerdo entre partes para ampliaciones de la red de transmisión

b) Ampliaciones menores



**Figura 5:** Esquema para ampliaciones menores de la red de transmisión

c) Concurso Público:



**Figura 6:** Esquema del concurso público para ampliaciones de la red de transmisión

d) Plan Federal de Transporte de Energía Eléctrica en 500 kV (Convocatorio Abierta)

El Plan Federal consiste en un conjunto de obras de transporte de energía eléctrica que son financiadas con recursos del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (FNEE).

Dichas obras poseen las siguientes características:

- Benefician al Sistema Eléctrico por mejoras en calidad y/o seguridad y/o menores costos de despacho.
- No es previsible que sean realizadas exclusivamente por privados, por razones de escala.

Entre estas obras se incluyen grandes interconexiones en 500 kV, como ser la Interconexión NEA - NOA y la Interconexión Comahue -Cuyo, ambas actualmente en ejecución.

e) Obras de Resolución SE N° 1/2003

Son obras que revisten el carácter de imprescindibles para atender la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica. Son financiadas por el Fideicomiso de Administración de Obras de Transporte para el Abastecimiento Eléctrico.

Dentro del sistema de transporte, se han realizado diversas obras bajo esta modalidad, como la instalación de reactores de barra de 150 MVAR en las EETT El Chocón y Bahía Blanca, el transformador de reserva de 150 MVA en ET Alicurá y los capacitores shunt en la ET Paso de la Patria.

### **Actividades No Reguladas (ANR)**

El ENRE permite el desarrollo de Actividades No Reguladas. Son actividades que no están sujetas a normas regulatorias de la actividad eléctrica. Su precio y calidad se determinan en condiciones de mercado. Las ANR se clasifican en:

- Operación y Mantenimiento de Instalaciones de Transporte (Líneas, Transformadores, Equipos, EETT, etc.)
- Obras y Servicios de Consultoría

- Alquiler de Infraestructura para Comunicaciones
- Actividades en el Exterior

## 6. Distribución del Costo del Transporte

La Resolución de la Secretaría de Energía Eléctrica N° 1085/17 indica la metodología utilizada para la determinación del precio a pagar en concepto de remuneración por el servicio público de transporte de energía eléctrica en alta tensión y por distribución troncal en el mercado eléctrico mayorista.

### **Criterios Generales**

- Los costos de la remuneración de Transporte se distribuirán en función de la demanda (Distribuidores, Grandes Usuarios) y/o aporte (Generadores, Autogeneradores) de cada Agente del MEM, según sea el caso, que se encuentren vinculados en forma directa o indirecta a los Sistemas de Transporte.
- Los Agentes Generadores pagarán el correspondiente cargo de transporte, cuyo valor será representativo de los costos de operación y mantenimiento del equipamiento de conexión y transformación dedicado a su vinculación al Sistema, considerando nivel de tensión y sus características.
- Los costos del Sistema de Transporte en EAT (descontando a los Generadores el cargo de transporte pagado) se distribuirán de manera uniforme entre la sumatoria de las demandas de energía del MEM, asignándolas entre todos los Agentes demandantes en proporción a su demanda.
- Los costos del Sistema de Transporte por Distribución Troncal –Distros– (descontando a los Generadores el cargo de transporte pagado) se distribuirán de manera uniforme entre la sumatoria de las demandas de energía y los aportes de generación relacionada con esa Distrito.
- Los valores serán determinados por la Secretaría de Energía Eléctrica a través de una evaluación de costos estándar y serán comunicados a CAMMESA para su aplicación.
- Para las PAFTT se aplica el mismo criterio que las Distros, con valorización de costos en función de la demanda.

### **Precios a Pagar por Distribuidores**

- Los precios del Transporte se estabilizan para su pago por los Distribuidores y se calculan en cada Programación Estacional o Reprogramación Trimestral.
- Los precios estabilizados surgen en función de los costos de Transporte y la previsión de la demanda. Cada Distribuidora tendrá un precio estabilizado para Transporte en Extra Alta Tensión y para Transporte por Distribución Troncal.
- Para los Distribuidores con demanda conectada a diferentes Distros se establecerá el porcentaje de su demanda correspondiente a cada Distrito. El precio contemplará de manera ponderada la demanda y el precio.

### **Precios a Pagar por Grandes Usuarios**

- Los precios son calculados mensualmente en la Transacción Económica.
- Los precios se determinan en función de los costos de Transporte y la demanda real. Cada Gran Usuario tendrá un precio mensual para Transporte en Extra Alta Tensión y para Transporte por Distribución Troncal.
- En caso de Grandes Usuarios que no estén vinculados directamente al Sistema de Transporte, el precio mensual será el correspondiente al Agente que los vincula.

### **Cálculo de Precios Estabilizados para Distribuidores**

- En cada Programación Estacional y Reprogramación Trimestral CAMMESA deberá:
- Calcular la remuneración de cada Transportista considerando la tarifa vigente y 100% de disponibilidad de equipamiento.
- Calcular el cargo de Transporte por conexión y transformación para cada Agente Generador.

- Calcular el precio estabilizado de Transporte en Extra Alta Tensión y Distros para cada Distribuidor de acuerdo a la metodología del Anexo de la Res. SEE 1085/17.

#### Precio mensual de Grandes Usuarios

- Mensualmente, con los valores de remuneración y demandas reales, con la misma metodología definida para los Precios Estabilizados, se calcularán los precios de Extra Alta Tensión y Distros para cada Gran Usuario.

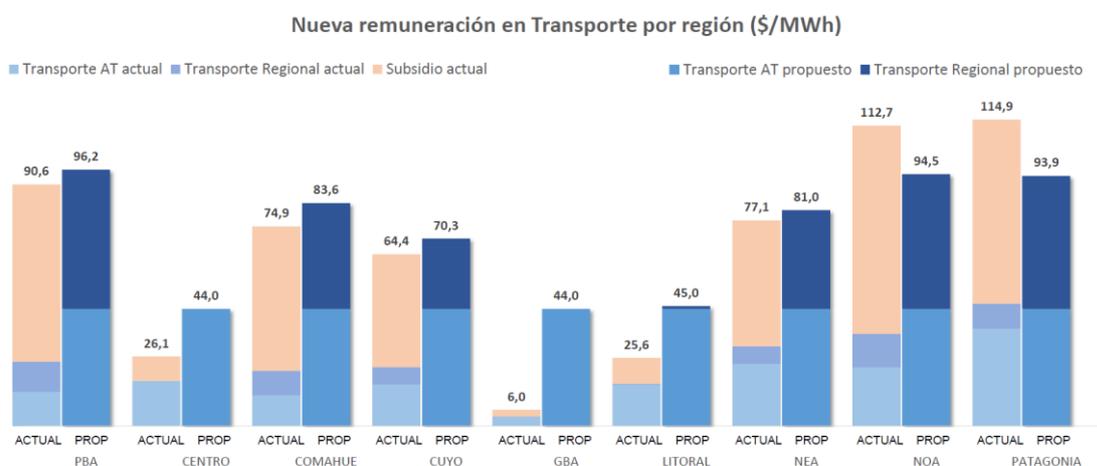
#### Penalizaciones por indisponibilidades del Sistema de Transporte

- Las penalidades que aplique el ENRE serán distribuidas entre todos los Agentes demandantes en función de su demanda de energía mensual.

#### Fondo de Estabilización del MEM

- La diferencia entre los costos correspondientes a la remuneración del Transporte y los ingresos de los cargos pagados por los Agentes del MEM se cargará a una subcuenta de apartamiento que se integrará junto con el resto de las subcuentas en el Fondo de Estabilización del MEM.

Según le previsto por la Secretaría de Energía Eléctrica, los precios estimados serían los siguientes:



**Figura 7: Precios Estimados del Transporte de Energía Eléctrica**

Fuente: Informe Anual de Transener S.A. 2017

### Impacto del Transporte en el Precio de la Energía

Para un Transportista de Distribución Troncal, un Distribuidor o un Gran Usuario del Mercado, el impacto del Transporte sobre el costo de la energía ronda entre el 2 y el 3% del Precio Monómico Medio, como puede verse en la siguiente tabla:

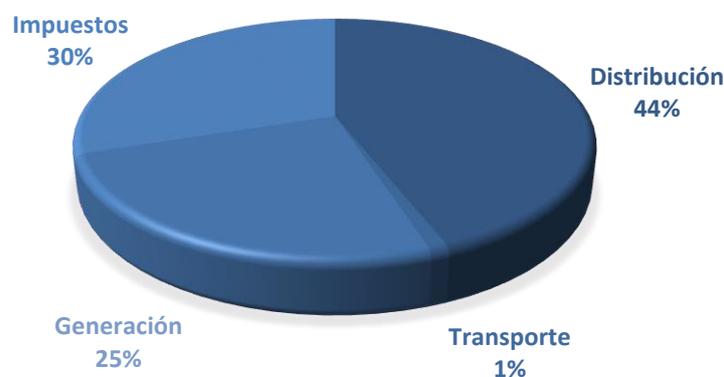
**Tabla 4: Precios Estimados del Transporte de Energía Eléctrica**

	Medio Año Móvil	ene-18	ene-17	ene-16
Componentes Energía	284.4	286.8	142.4	139.5
Componentes Potencia + Reserva	135.7	190.5	14.1	11.4
Cargo Demanda Excedente + Cuenta Brasil + Contratos Abastecimiento MEM	262.0	383.4	237.7	314.4
Sobrecosto Transitorio de Despacho	525.7	579.0	629.0	322.7
Compra Conjunta MEM	0.4	1.0	0.0	0.0
<b>Precio Monómico Medio</b>	<b>1208.3</b>	<b>1440.7</b>	<b>1023.2</b>	<b>787.9</b>
Cargos transporte	20.2	61.8	2.2	1.8
<b>Precio Monómico Medio + Transp.</b>	<b>1228.5</b>	<b>1502.5</b>	<b>1025.4</b>	<b>789.7</b>
<b>Precio Monómico Estacional</b>	<b>613.1</b>	<b>812.6</b>	<b>333.2</b>	<b>95.6</b>

Fuente: Informe Mensual de CAMMESA - Enero 2018.

## Composición de la Tarifa a Usuarios Finales en Áreas Metropolitanas

En el gráfico circular mostrado a continuación se puede observar que con el agregado del VAD, la influencia que ejerce el transporte en el precio de la tarifa de energía eléctrica para los usuarios finales, es aún más reducida.



**Figura 8:** Distribución porcentual estimada en el precio final de la electricidad

Fuente: Informe Anual de Transener S.A. 2016

## 7. Plan de Ampliación del Sistema de Transporte

### Ingresos de Generación hacia el 2025

Siguiendo la tendencia de los países desarrollados, hacia las energías renovables, Argentina promulgó en el 2015 la Ley N° 27.191 (que reemplaza a la Ley N° 26.190 promulgada en el año 2007). La misma propone como objetivo principal abastecer con un 20% de energía renovable la demanda nacional de energía eléctrica para el año 2025, lo que implicaría tener instalada para ese año una potencia de fuentes renovables de aproximadamente de 10.000 MW, considerando que la demanda media del sistema será alrededor de 20.000 MW.

Además plantea multas para aquellos grandes usuarios que consuman más de 300 kW y no cumplan con los objetivos de porcentajes anuales establecidos de consumo de energía renovable.

- Mercado a Término de Energías Renovables

Mediante la Resolución N° 136/2016 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación, se establece el plan “RenovAr”, mediante el cual se avanza en etapas licitatorias sobre la instalación de los nuevos parques de energías renovables. El mismo ya lleva licitadas tres etapas:

- RenovAr – Ronda 1 – 1100 MW
- RenovAr – Ronda 1.5 – 600 MW
- RenovAr – Ronda 2 – 1200 MW

También, se prevé la instalación de grandes centrales hidráulicas en el sur del país, aunque, por ser mayores a los 50 MW de potencia instalada no son consideradas como renovables.

- Centrales Hidroeléctricas
  - Nestor Kirchner: 950 MW
  - Jorge Cepernic: 360 MW
  - Chihuido: 600 MW

Por el lado de las centrales térmicas convencionales la tendencia es realizar el cierre de los ciclos abiertos a fin de mejorar la performance de la generación térmica y optimizar las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Además, se espera un incentivo a la explotación minera lo que conllevará a una gran demanda de energía de este sector (CAMMESA informa: “en estudio”).

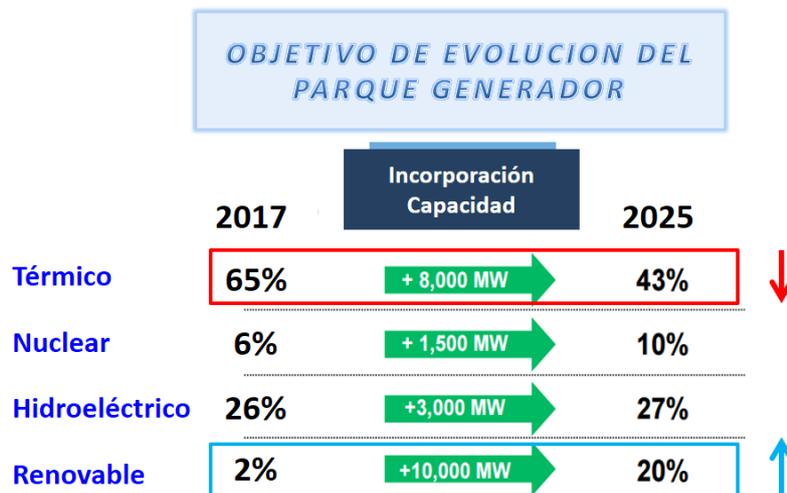
## Proyección de la Red Eléctrica hacia el 2025

Con el objetivo de atender el abastecimiento de la demanda creciente en distintas áreas, con y sin el aporte de generación renovable, Transener posee varios proyectos en vías de desarrollo.

Se estipula que la tendencia a energías renovables tendrá un fuerte impacto en el Noroeste Argentino por su condición favorable para la instalación de energía solar y en la Patagonia por su condición favorable para la instalación de energía eólica. El desafío de la red eléctrica será el de evacuar esa energía hacia los nodos de GBA, Rosario y Córdoba donde se concentra el 65% de la demanda a nivel nacional.

También se prevé la instalación de módulos de potencia importante de generación hidráulica en la provincia de Santa Cruz lo que conllevará la necesidad de incrementar la capacidad de transporte del Sistema Patagónico y se estudian para ello distintas alternativas como la de la implementación de una nueva LET de 500 kV, o de una de 750 kV o la de un nuevo corredor de HVDC de 600 kV como pueden verse en los Anexos 13, 14 y 15 respectivamente.

En el Anexo 16 puede observarse un diagrama del posible escenario topológico de la red hacia el 2025 con la opción de la línea de HVDC desde la Patagonia ya que es la opción que ha venido tomando más fuerza en los últimos años por su bajo costo respecto a las demás.

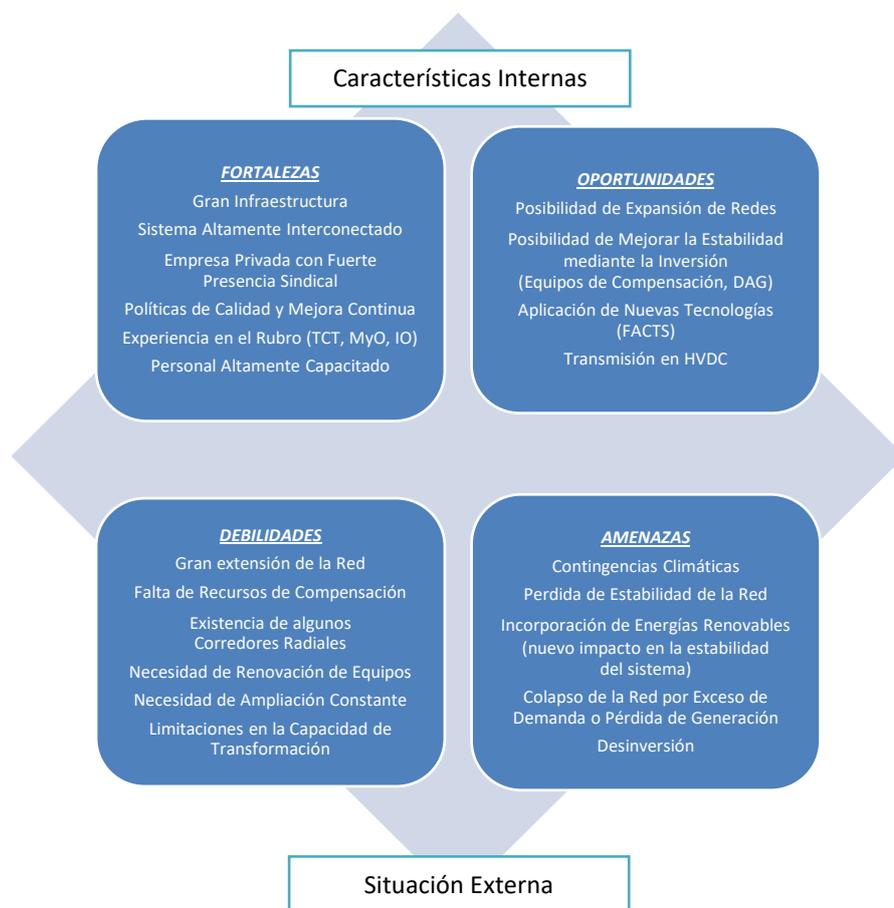


**Figura 8:** Evolución de la Generación según el Tipo  
Fuente: Informe Anual CAMMESA Año 2017

Se adjuntan a este documento una colección de Anexos, donde se exponen los proyectos y la ubicación geográfica de los nuevos ingresos de generación, y a continuación, las ampliaciones y vinculaciones que se realizarán en el sistema de transporte de energía eléctrica en alta tensión.

## 8. Análisis FODA

Como resultado, el estudio llevado a cabo nos permitió realizar un análisis de las oportunidades y amenazas externas, a partir de sus fortalezas y debilidades internas encontradas en el sistema de transmisión de energía eléctrica.



**Figura 9:** FODA del sistema de transmisión de energía eléctrica

## 9. Conclusiones

### Conclusión del análisis

Actualmente, el sistema de transmisión de energía eléctrica de la Argentina, a pesar de su gran extensión geográfica, se encuentra altamente interconectado y cuenta, en las diferentes regiones del país, con diversos proyectos en desarrollo de ampliación y vinculación.

Si bien no podemos hablar de un sistema óptimo, podemos decir que con la generación que se encuentra instalada hasta el momento, el sistema de transporte no presenta limitaciones importantes, lo que no implica que se podrán dejar de hacer inversiones sino que, por el contrario, el crecimiento natural de la demanda hará necesaria una expansión continua del sistema, que lo volverá más redundante por sus interconexiones, pero a su vez, más complejo al momento de operar y mantener el mismo, por lo que la Transportista deberá plantearse constantes desafíos en ambas materias para prestar un servicio al nivel de las solicitudes del contrato de concesión.

El ingreso de las nuevas centrales de generación renovables introducirá al sistema un nuevo desafío, ya que las mismas presentan dificultades para la estabilidad del sistema interconectado debido a su condición intermitente e imposibilidad de regulación de tensión. Estos inconvenientes deberán solucionarse mediante un programa de inversión y capacitación, la aplicación de nuevas tecnologías y el empleo de políticas de calidad y mejora continua.

### Conclusión del trabajo

Cabe destacar que hemos conseguido suficiente información para abordar todos los puntos planteados, debido a la relación laboral de uno de los integrantes del grupo con la empresa TRANSENER como Operador de la Red de Transporte en Alta Tensión.

Esta tarea, además de haber logrado afianzar conocimientos adquiridos en la asignatura, pudiendo contextualizarlos abordando una revisión de la historia de nuestro país de acuerdo a las políticas en materia de energía, y en el mundo de acuerdo a las nuevas políticas y tendencias del mercado eléctrico, y de interiorizarnos en las características del transporte de energía eléctrica, llevándonos una idea general de la actividad, nos dejó una muy buena experiencia de trabajo en equipo, logrando el resultado que se buscaba.

Como conclusión a nuestro trabajo podemos decir fehacientemente que hemos alcanzado los objetivos planteados en el comienzo de este trabajo, pudiendo cumplir la totalidad de ellos.

## 10. Bibliografía

Seguidamente, se detallan las páginas web, publicaciones y bibliografía consultada y a partir de la cual se ha extraído información para realizar este estudio.

### Normativas

---

- ✓ Ley Nacional Nº 24.065/92 - Régimen Legal - Generación, Transporte y Distribución de la Energía Eléctrica.
- ✓ Decreto Reglamentario 1398/1992

### Publicaciones

---

- ✓ Transener S.A. (2015) - "Guía de Referencia del Sistema de Transporte en Alta Tensión 2015-2022"
- ✓ Transener S.A. (2017) - "Informe Anual Transener 2016"
- ✓ CAMMESA - Gerencia de Estudios Eléctricos (2018) - "Esquema Geográfico del Sistema Interconectado Argentino"
- ✓ CAMMESA (2017) - "Informe Anual 2016"

### Páginas Web

---

- ✓ CAMMESA <http://portalweb.cammesa.com>
- ✓ TRANSENER <http://www.transener.com.ar/>
- ✓ INFOLEG <http://www.infoleg.gob.ar/>

### Documentos de Transener S.A.

---

- ✓ Transener S.A. (2018) - "Carpeta Institucional"

## 11. ANEXOS

- Anexo 1: Plan RenovAr - Ronda 1 - Adjudicados NOA
- Anexo 2: Plan RenovAr - Ronda 1 - Adjudicados LITORAL
- Anexo 3: Plan RenovAr - Ronda 1 - Adjudicados COMAHUE-GBA
- Anexo 4: Plan RenovAr - Ronda 1 - Adjudicados PATAGONIA
- Anexo 5: Plan RenovAr - Ronda 1 - Adjudicados TOTALES
- Anexo 6: Plan RenovAr - Ronda 1.5 - Adjudicados TOTALES
- Anexo 7: Plan RenovAr - Ronda 2 - Adjudicados TOTALES
- Anexo 8: Generación Térmica Convocada por la Res. 21/2016
- Anexo 9: Generación Térmica Convocada por la Res. 287/2017
- Anexo 10: Futuro Ingreso de Renovables
- Anexo 11: Interconexiones por Futuro Ingreso de Renovables
- Anexo 12: Ampliación de la Red de Transporte - 1er Etapa: Generación Renovable
- Anexo 13: Ampliación de la Red de Transporte - 2da Etapa: Generación Hidráulica A
- Anexo 14: Ampliación de la Red de Transporte - 2da Etapa: Generación Hidráulica B
- Anexo 15: Ampliación de la Red de Transporte - 2da Etapa: Generación Hidráulica C
- Anexo 16: Ampliación de la Red de Transporte - Última Etapa: PREVISIÓN 2025

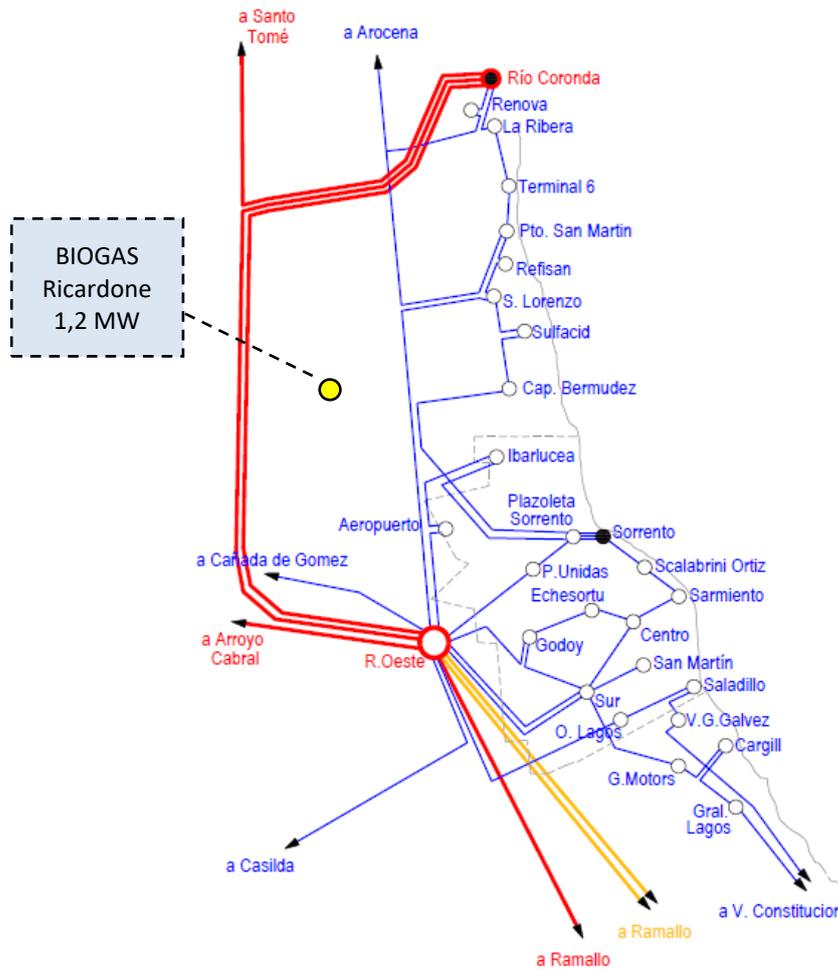
## Anexo 1: Plan RenovAr - Ronda 1 - Adjudicados NOA

En el norte del país se prevé una potencia total instalada de 500 MW, con las centrales solares Cauchari y La Puna en Salta, y el parque eólico Arauco en la provincia de La Rioja.



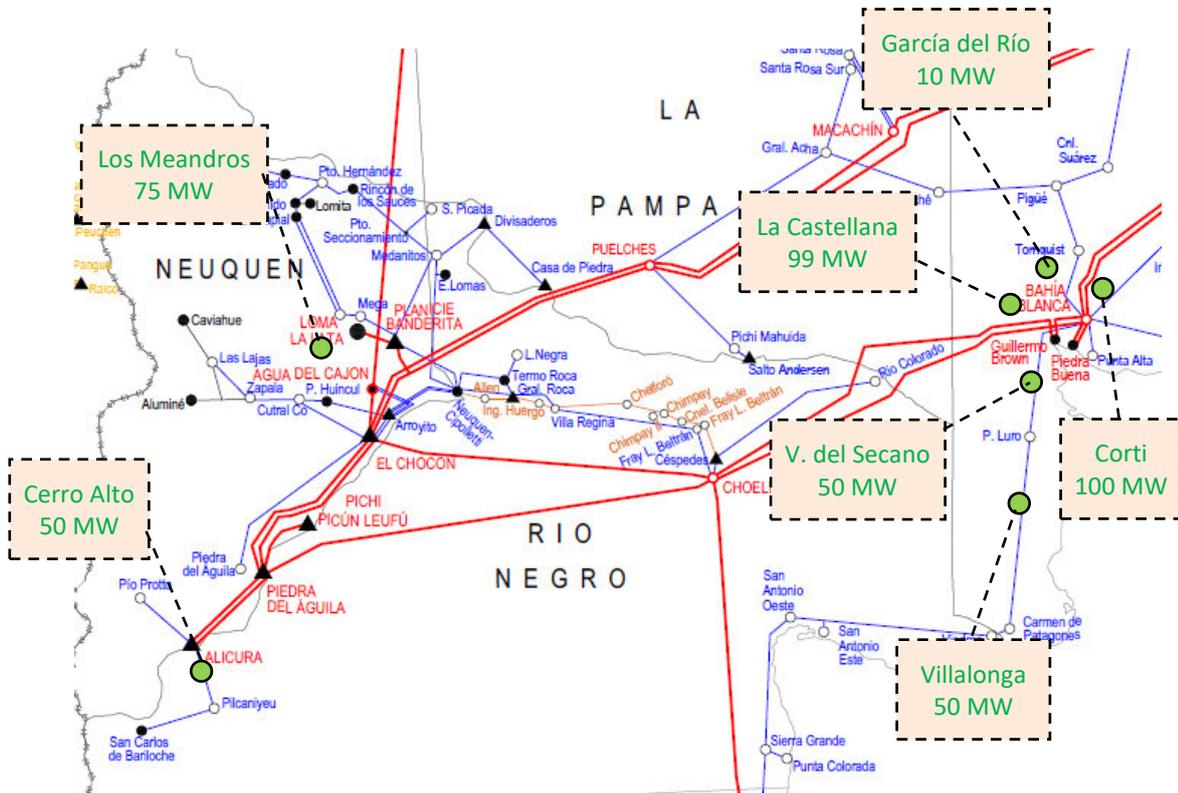
## Anexo 2: Plan RenovAr - Ronda 1 - Adjudicados LITORAL

Se adjudicó una de las pocas centrales de biogas situada en Ricardone, al norte de la ciudad de Rosario, con una potencia instalada de 1,2 MW



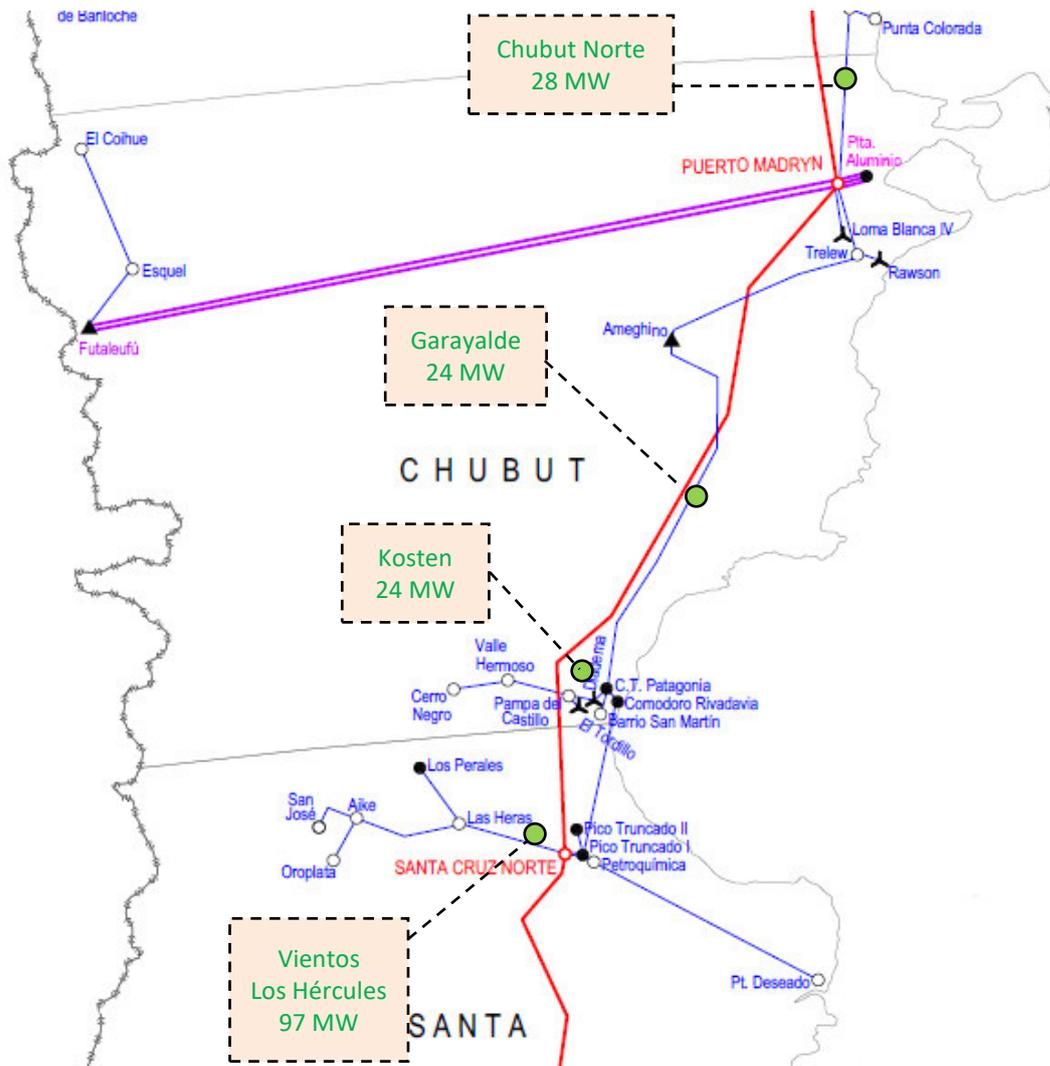
### Anexo 3: Plan RenovAr - Ronda 1 - Adjudicados COMAHUE-GBA

A medida que nos trasladamos hacia el sur del país, empieza a predominar la generación eólica, existiendo varios proyectos en Neuquén, Río Negro y en el Sur de Buenos Aires.



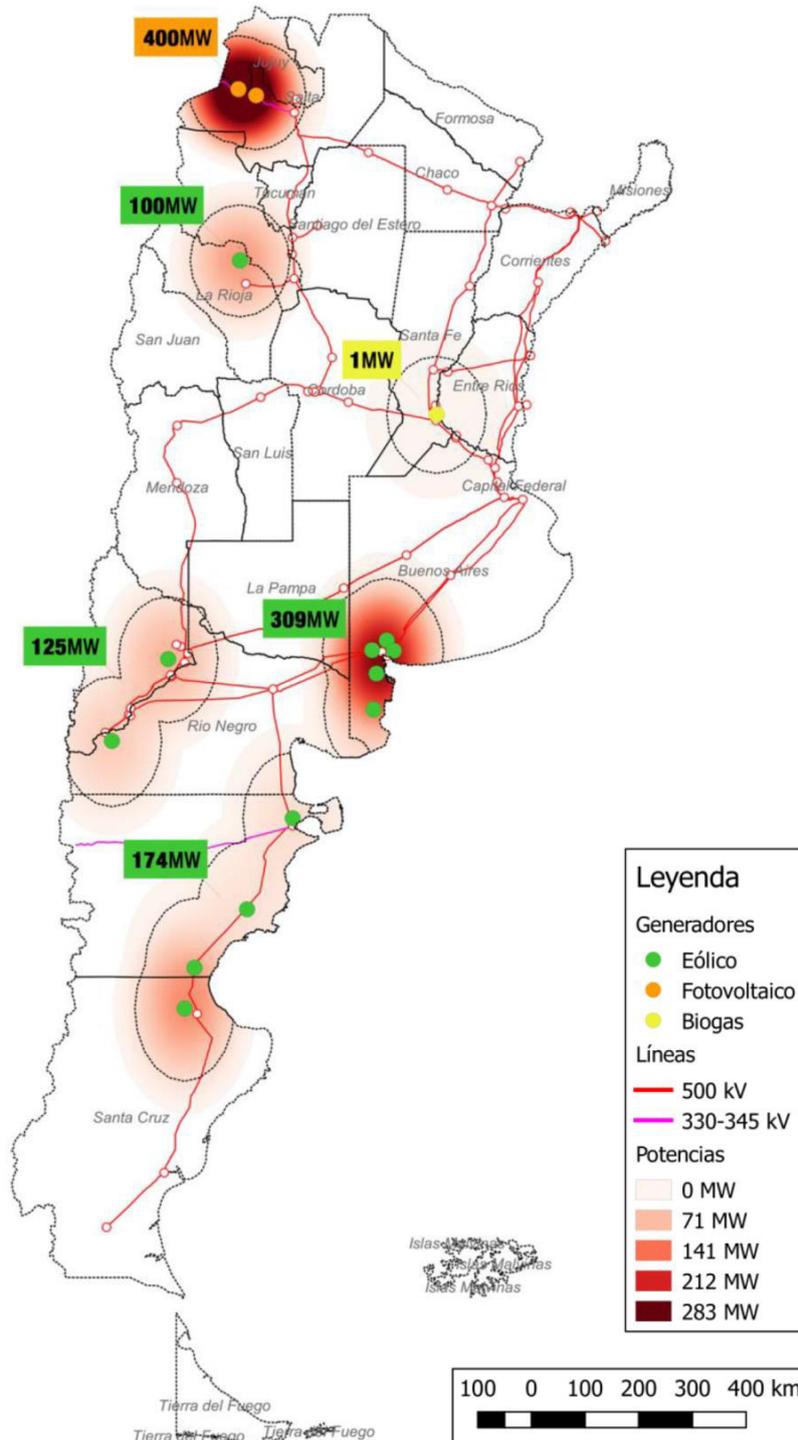
## Anexo 4: Plan RenovAr - Ronda - Adjudicados PATAGONIA

En las provincias de Chubut y Santa Cruz suma una potencia total de 173 MW de generación eólica adjudicados.



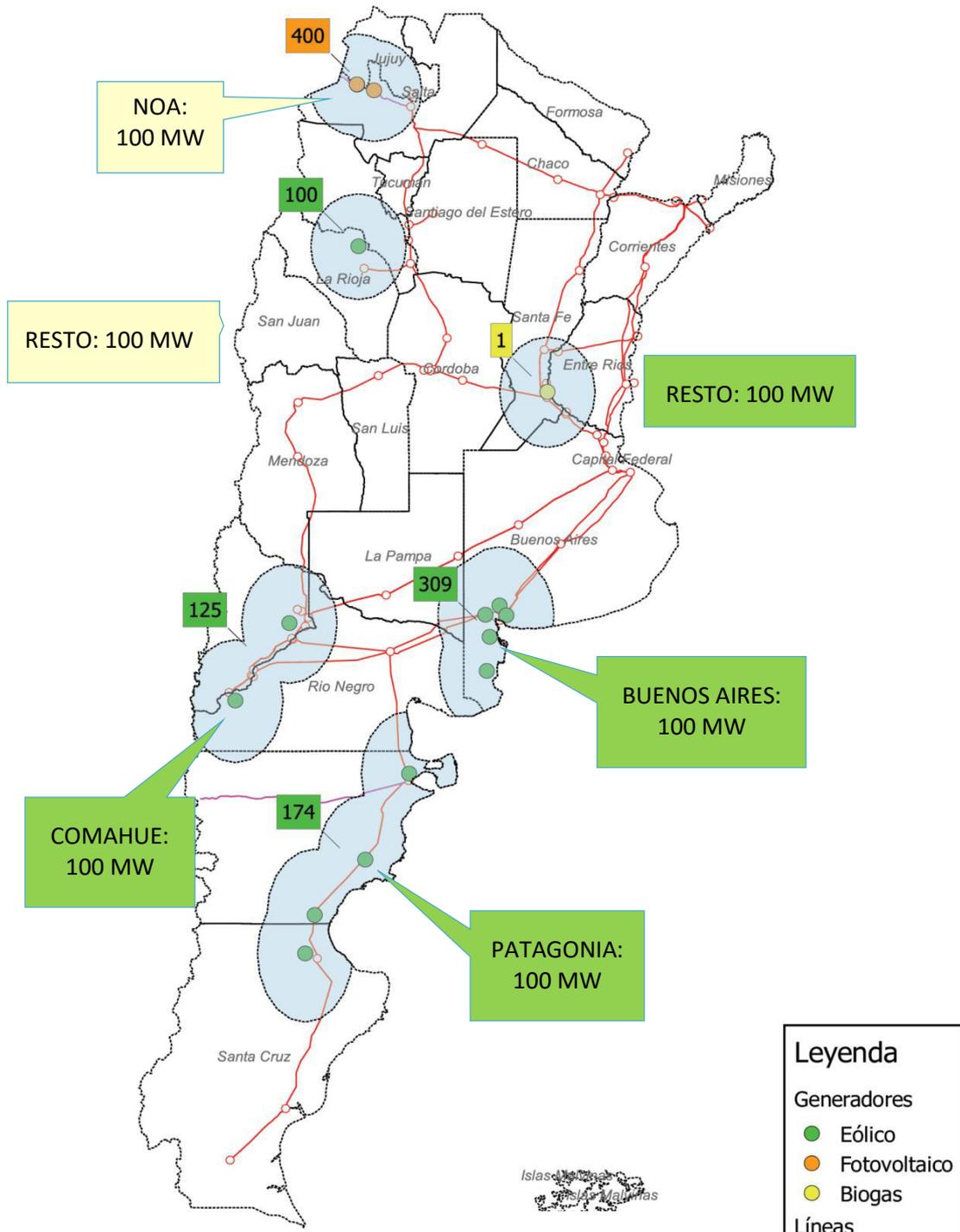
## Anexo 5: Plan RenovAr - Ronda 1 - Adjudicados TOTALES

La Ronda 1 del Plan RenovAr totalizó una potencia de 1109 MW.



## Anexo 6: Plan RenovAr - Ronda 1.5 - Adjudicados TOTALES

Dado el éxito de la primer Ronda, antes de finalizar el año 2017 se decidió agregar una ronda adicional con una potencia total de 600 MW.



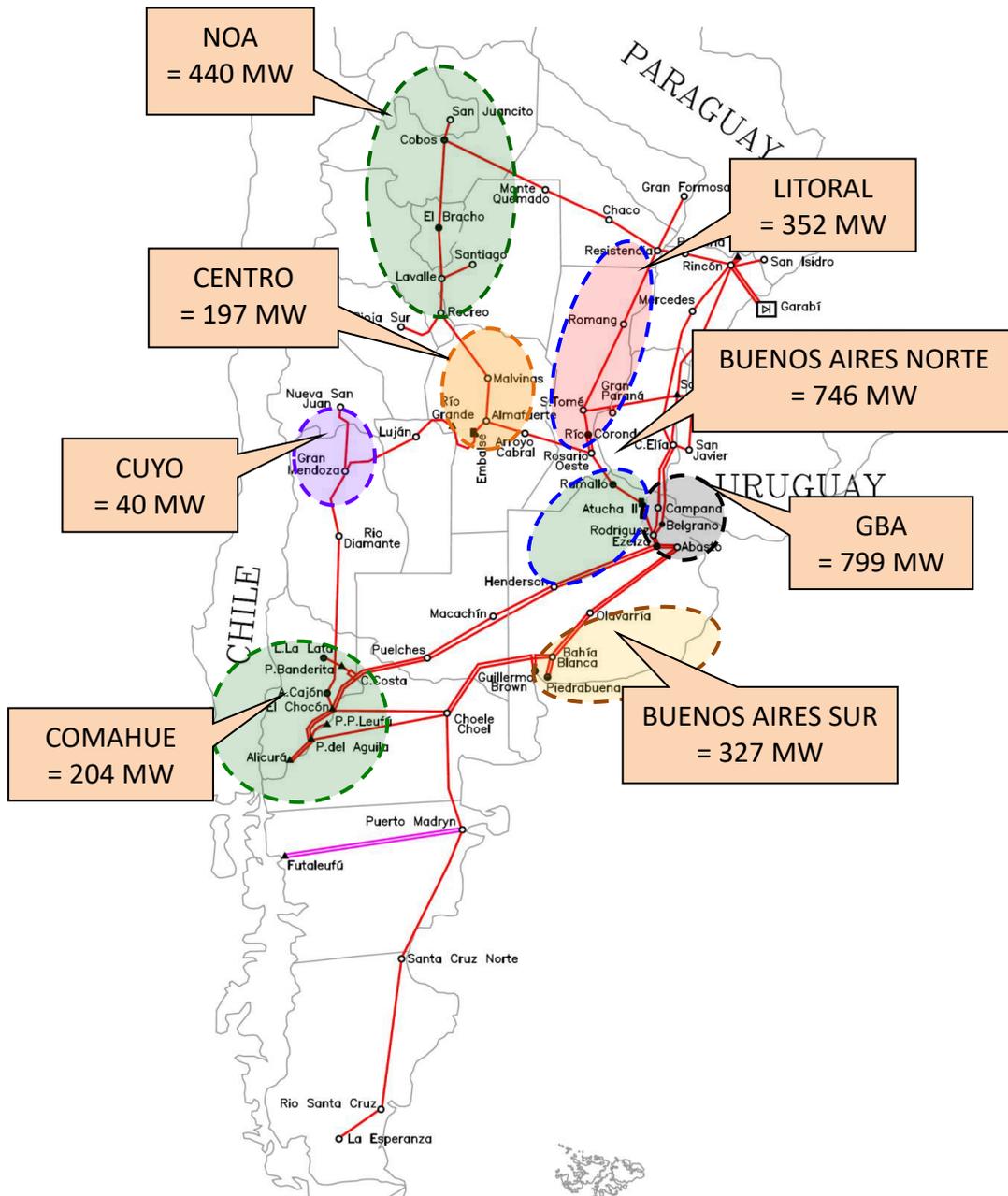
## Anexo 7: Plan RenovAr - Ronda 2 - Adjudicados TOTALES

Con el objetivo de contratar 1200 MW se lanzó la Ronda 2.



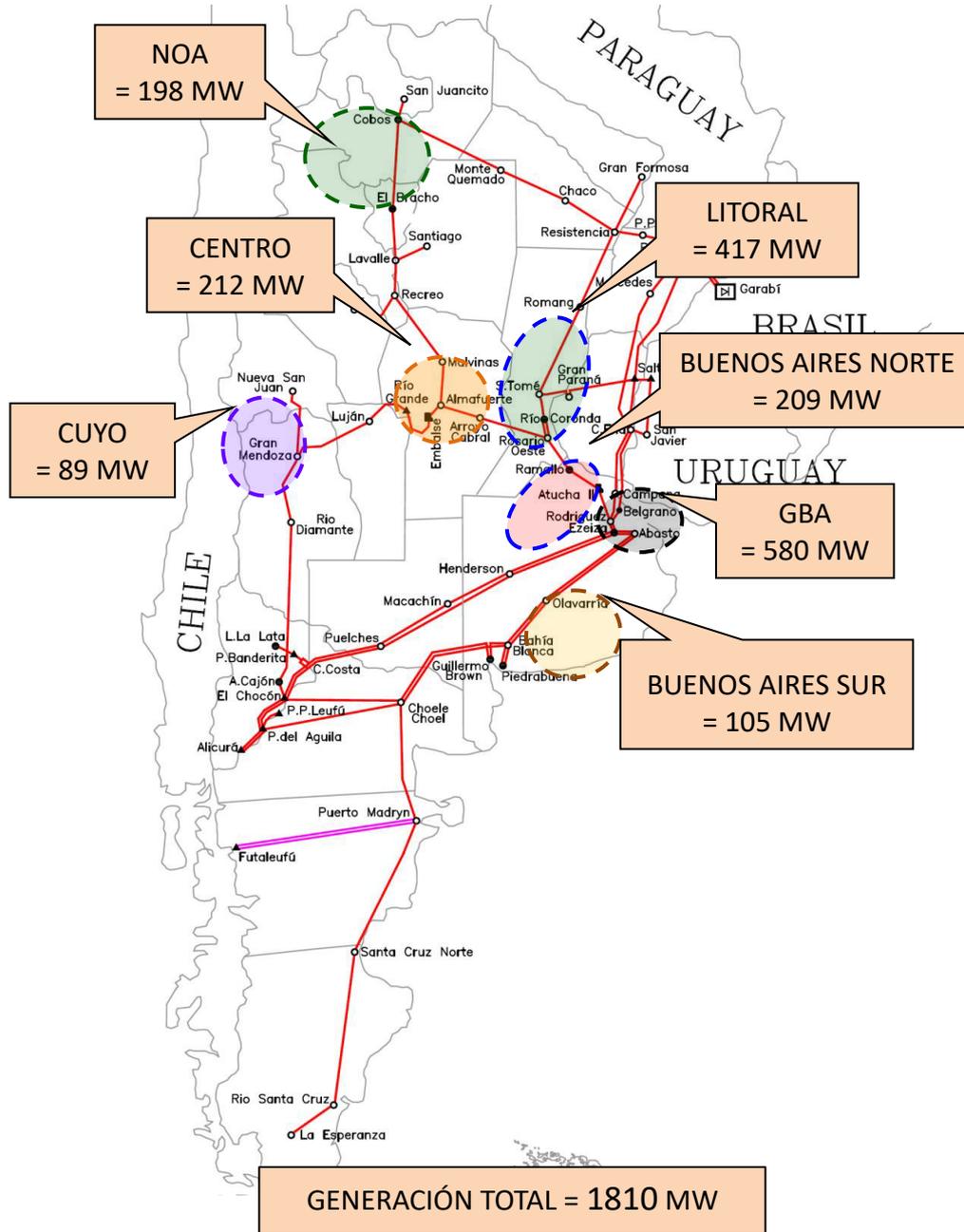
## Anexo 8: Generación Térmica Convocada por la Res. 21/2016

Para esta convocatoria se sugirieron ubicaciones óptimas para solucionar saturación de la red y muchas de ellas se ubicaron allí. Actualmente más de la mitad ya se encuentran en servicio y las últimas entrarán en servicio en 2018.



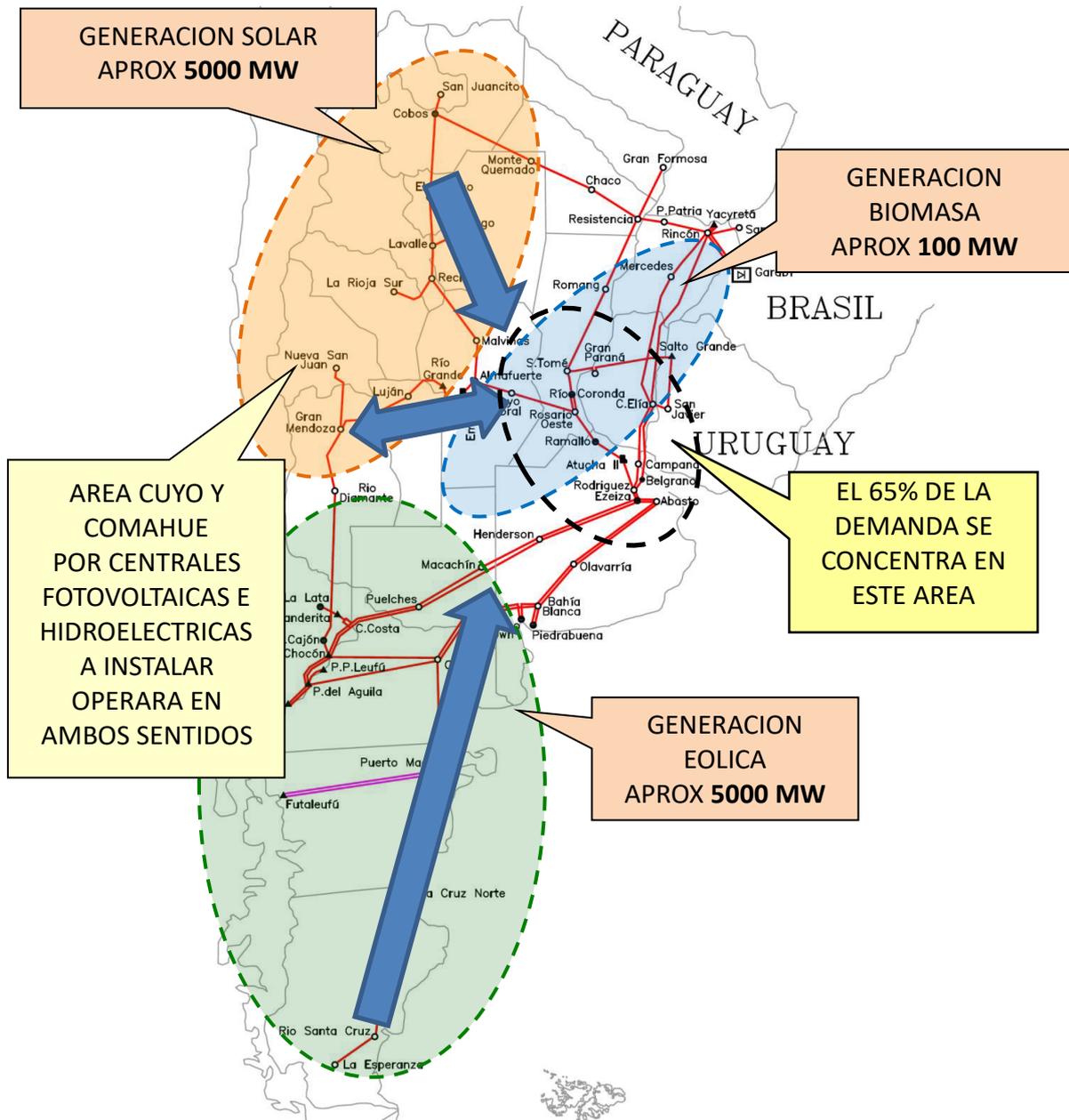
## Anexo 9: Generación Térmica Convocada por la Res. 287/2017

Esta convocatoria tiene como característica general el cierre de los ciclos combinados de centrales térmicas y la cogeneración (producción de vapor para un proceso industrial) con ingresos previstos en 2020.



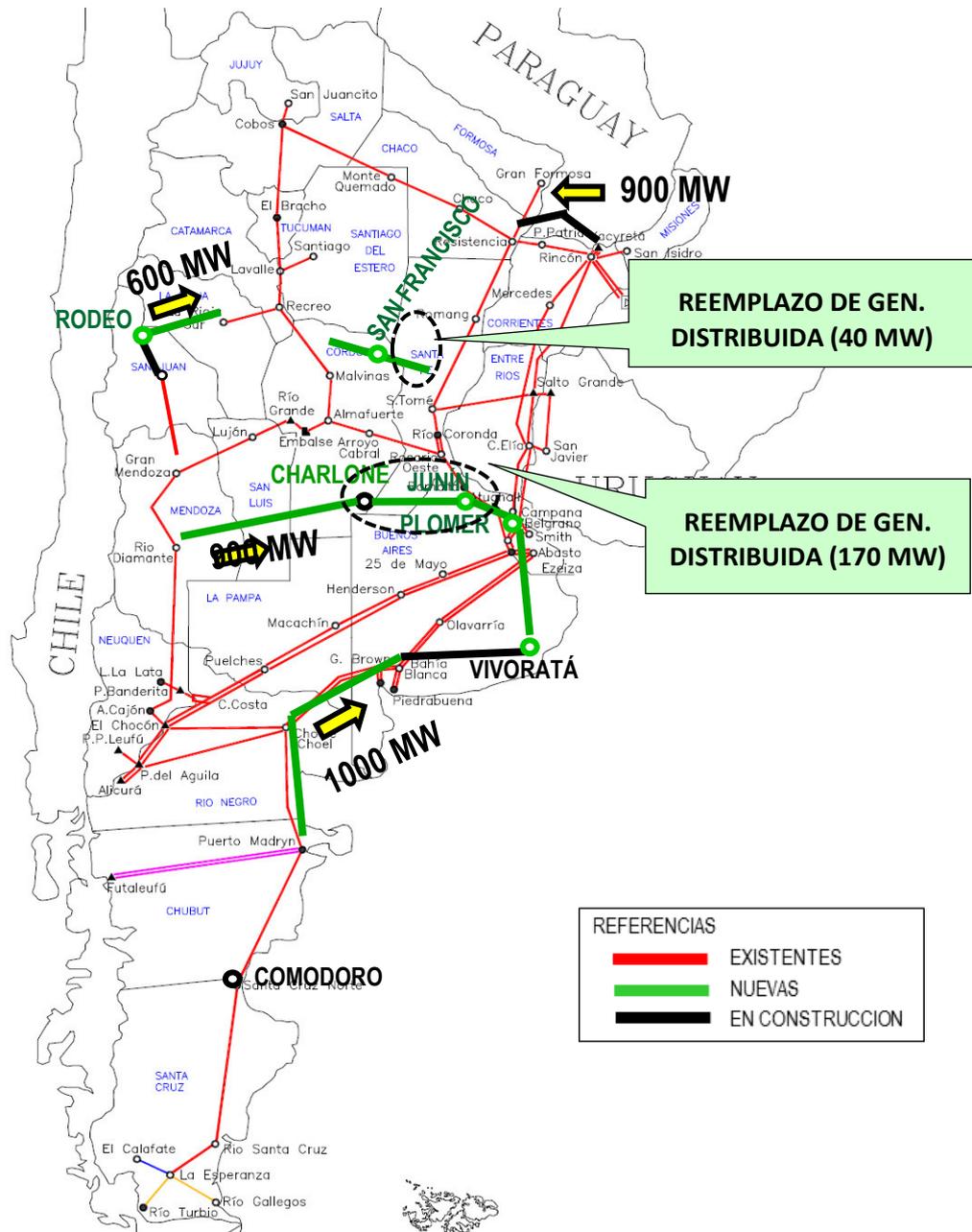
## Anexo 10: Futuro Ingreso de Renovables

Para alcanzar la participación del 20% de la generación con energías renovables, para el año 2025, se requiere la instalación de aproximadamente 10.000 MW.

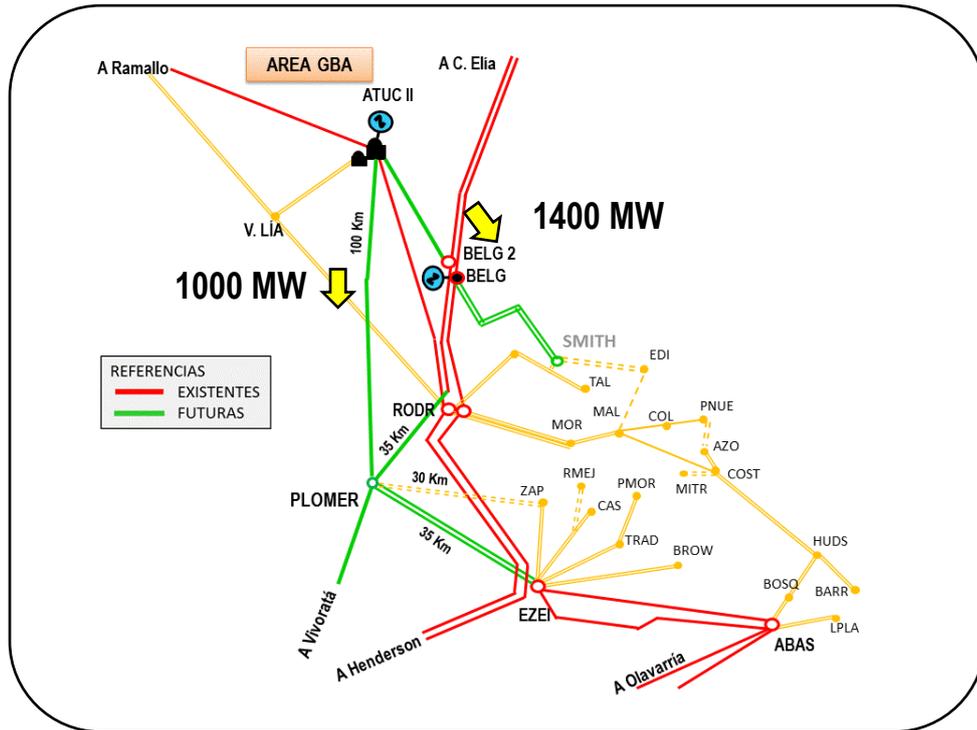


## Anexo 11: Interconexiones por Futuro Ingreso de Renovables

Se presentan las ampliaciones necesarias para evacuar la generación renovable (2025).

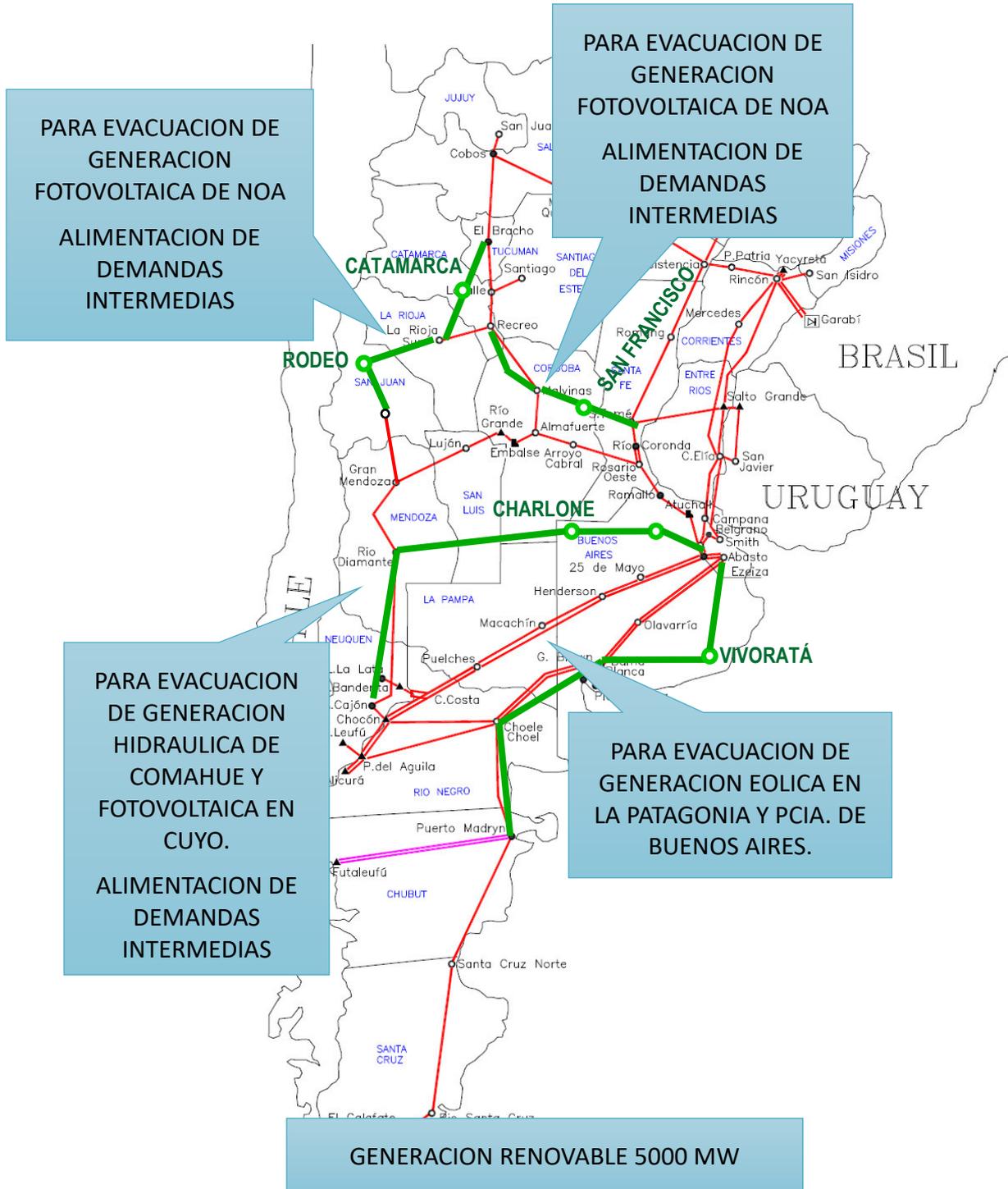


**LAS POTENCIAS INDICADAS EN MW SON LOS AUMENTOS APROXIMADOS DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN CADA REGION**



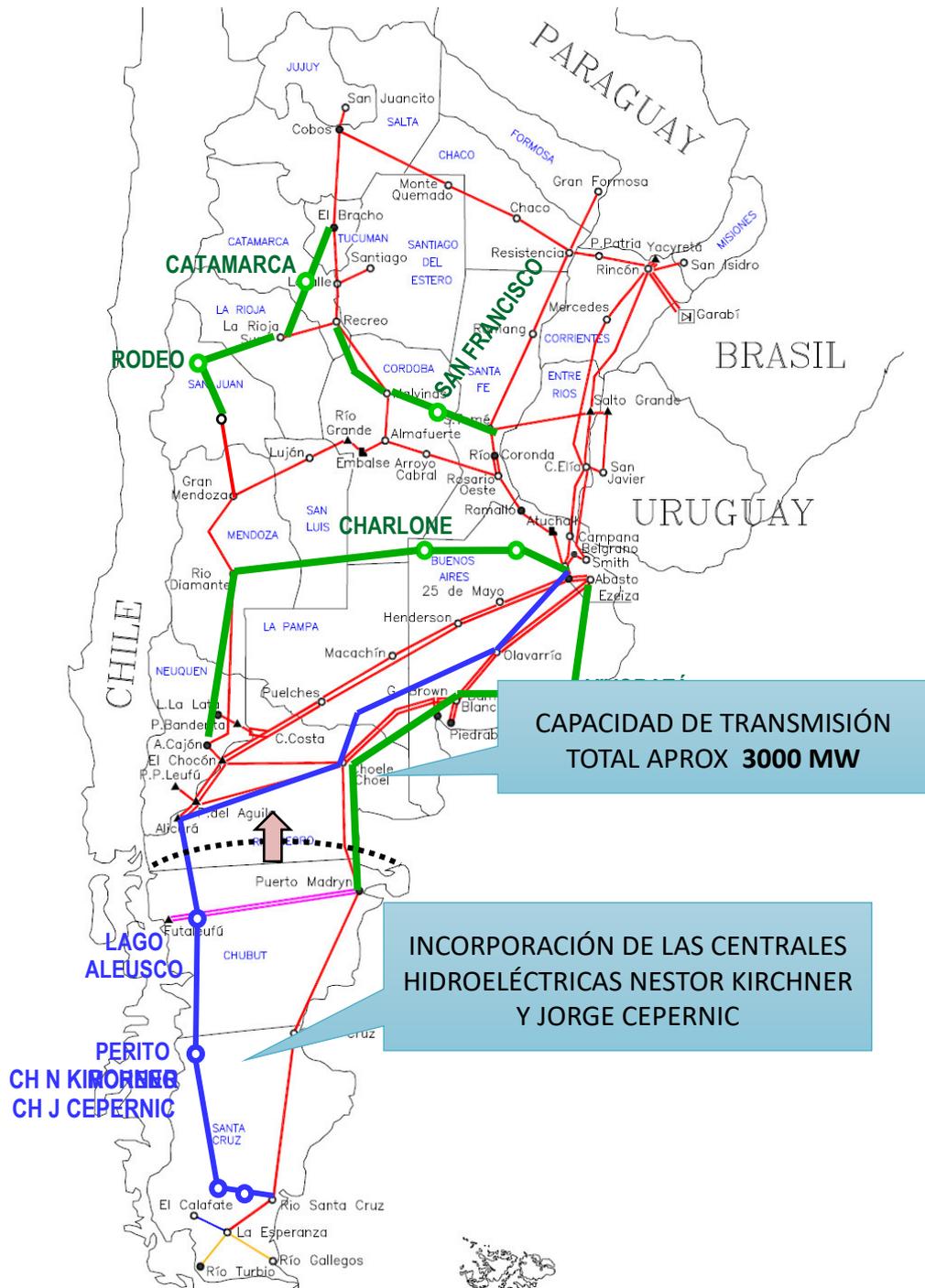
## Anexo 12: Ampliación de la Red de Transporte - 1er Etapa: Generación Renovable

Se presentan las ampliaciones necesarias para evacuar la generación renovable (2025).



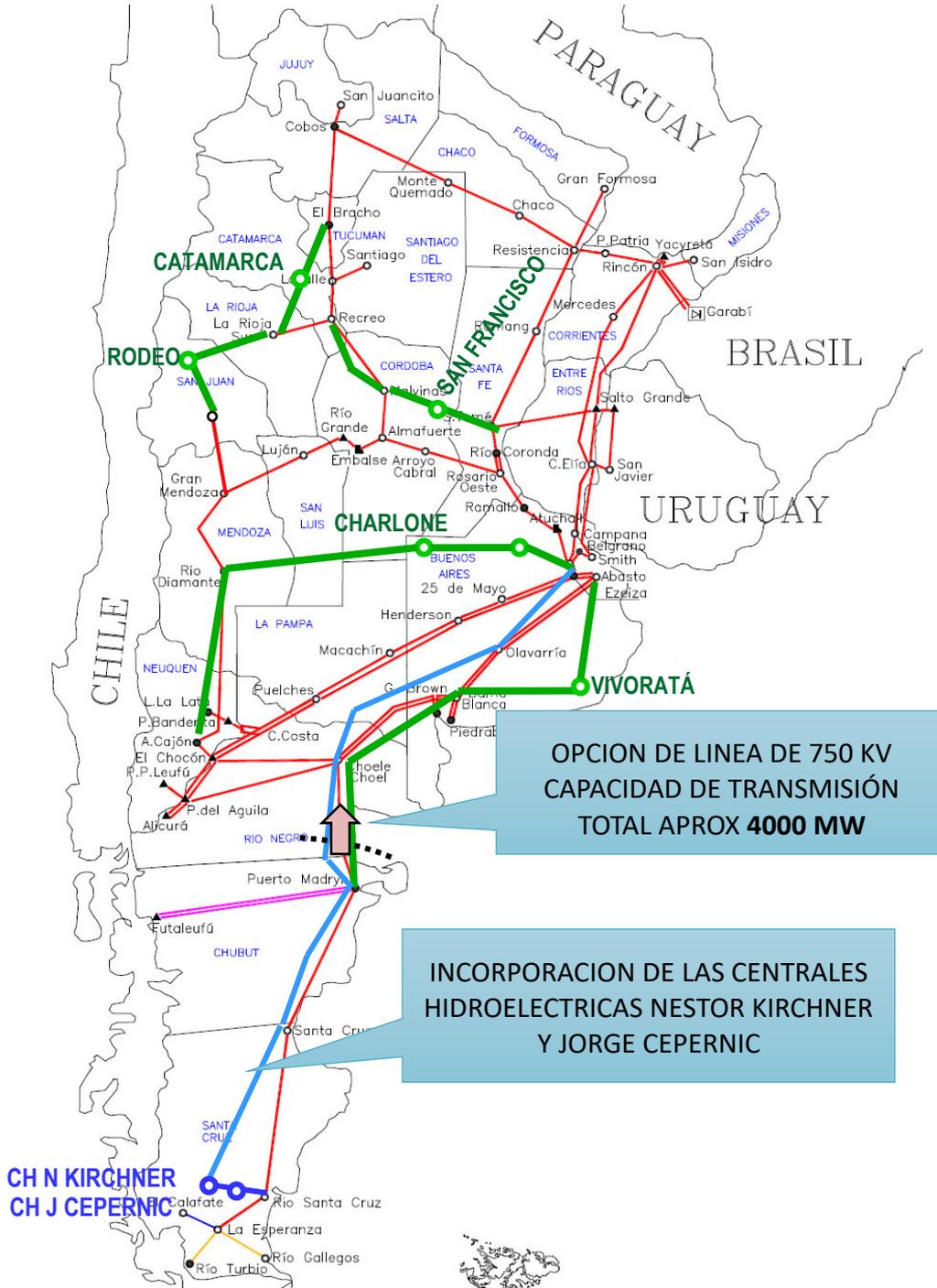
## Anexo 13: Ampliación de la Red de Transporte - 2° Etapa: Generación Hidráulica A

Inserción de las centrales del Río Santa Cruz con una potencia instalada total de 1400 MW. Opción de evacuación de la potencia del corredor patagónico mediante una Línea de 500 kV.



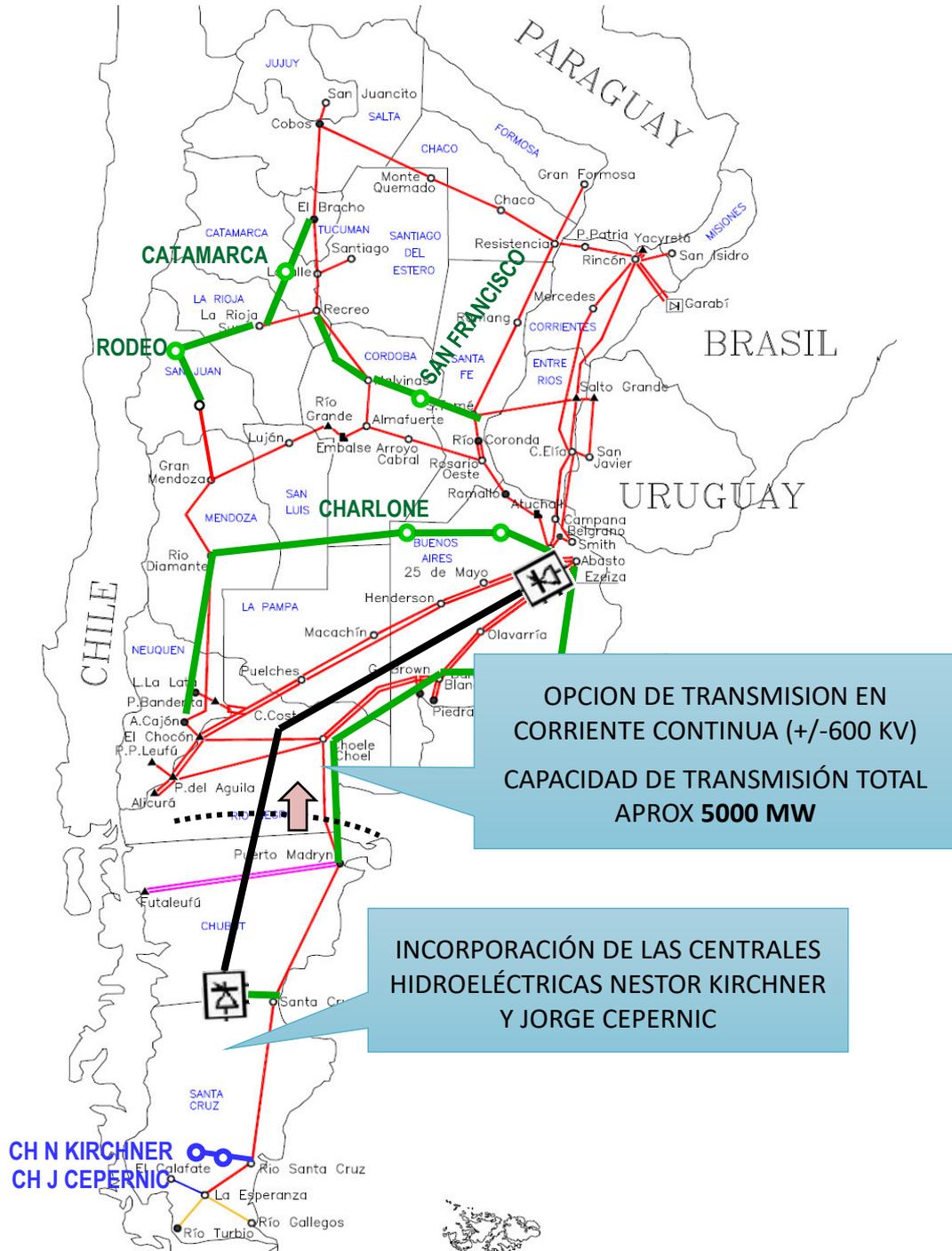
## Anexo 14: Ampliación de la Red de Transporte - 2° Etapa: Generación Hidráulica B

Inserción de las centrales del Río Santa Cruz con una potencia instalada total de 1400 MW. Opción de incorporación de Línea de EAT desde la Patagonia que opere con una tensión nominal de 750 kV.



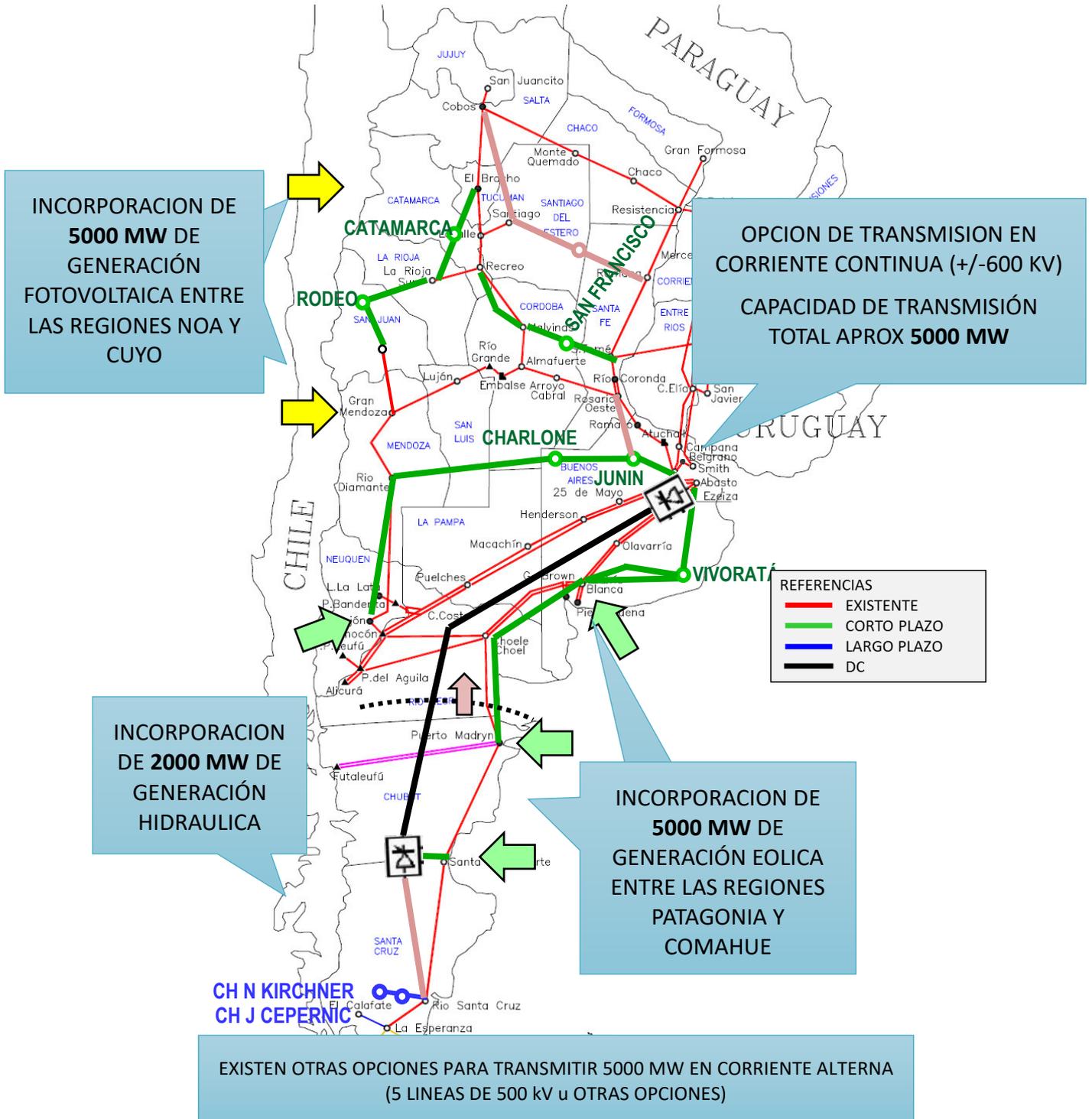
## Anexo 15: Ampliación de la Red de Transporte - 2° Etapa: Generación Hidráulica C

Opción de Transmisión en Corriente Continua (HVDC). Inserción de las centrales del Río Santa Cruz con una potencia instalada total de 1400 MW. Incorporación de línea de EAT en CC desde la Patagonia que opere con una tensión nominal de 600 kV.



## Anexo 16: Ampliación de la Red de Transporte - Última Etapa: PREVISIÓN 2025

Posible topología del sistema interconectado hacia el 2025 con los 10000 MW de generación renovable instalada (20% del SADI) y las centrales hidráulicas de Santa Cruz.



## ESTADO DE LA RED ELÉCTRICA DE TRANSPORTE DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES Y OBRAS PREVISTAS PARA LOS PRÓXIMOS 6 AÑOS. (2018) Albanese, Di Clemente

### 1. Introducción: conformación del sector eléctrico en la provincia a partir de la privatización

Hasta el proceso de privatización del sector eléctrico de la Provincia de Buenos Aires, las actividades de Generación, Transporte, Distribución y Comercialización de la Energía Eléctrica estaban a cargo de la empresa estatal ESEBA “Empresa Social de Energía de Buenos Aires S.A.”, mientras que en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires el servicio de Distribución y Comercialización era prestado por la empresa SEGBA “Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires”.

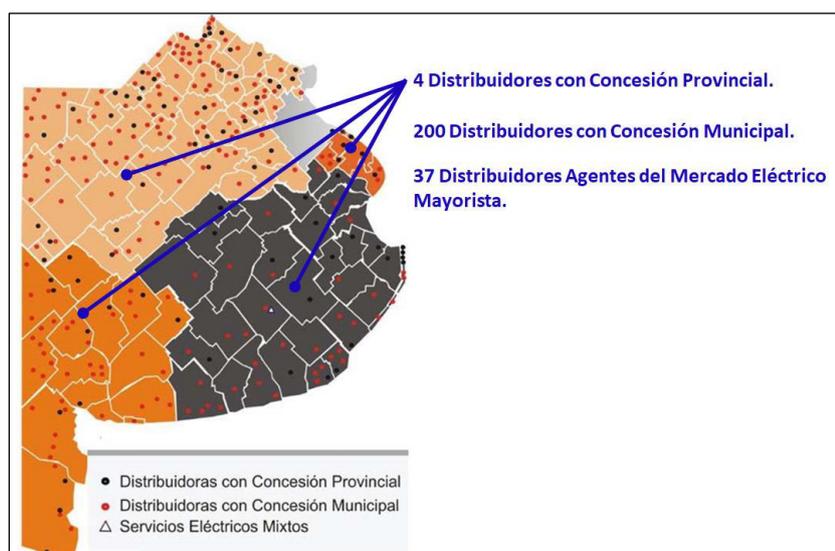
Asimismo, en aquellas pequeñas localidades y zonas rurales, donde no llegaba la cobertura de las empresas estatales, se fueron creando un gran número de Cooperativas Eléctricas en distintos puntos de la provincia, a fin de satisfacer las necesidades energéticas de la región, siendo la primer Cooperativa la de la localidad de Punta Alta, creada en 1926, y luego de 92 años de historia existen actualmente 200 Cooperativas Eléctricas (de 635 Cooperativas Eléctricas que existen en el país).

De la privatización de la empresa SEGBA, prestataria del servicio eléctrico en CABA y Gran Buenos Aires, en diciembre de 1992, se dio origen a las empresas EDENOR (Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A.), EDESUR (Empresa Distribuidora Sur S.A.) y EDELAP (Empresa Distribuidora La Plata S.A.).

Por su parte, de la privatización de la ESEBA en enero de 1997, la cual atendía el transporte y distribución de energía eléctrica en el interior de la Provincia de Buenos Aires, se desprendieron: la Empresa Distribuidora de Energía Norte S.A. (EDEN), la Empresa Distribuidora de Energía Atlántica S.A. (EDEA) y la Empresa Distribuidora de Energía Sur S. A. (EDES), a las cuales se le otorgo la concesión del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica; y la Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires S.A. (TRANSBA), a la que se le concedió el servicio público de transporte, dentro de la provincia de Buenos Aires.

En noviembre de 2011, se transfiere a la Provincia de Buenos Aires la jurisdicción sobre el servicio de distribución de energía eléctrica que presta en su territorio la Empresa Distribuidora La Plata (EDELAP).

Luego de la privatización de las empresas estatales ESEBA y SEGBA, la distribución de energía eléctrica en la Provincia de Buenos Aires, quedo repartida por región en cuatro empresas privadas: EDEA (región Atlántica), EDEN (región Norte), EDELAP (región Río de la Plata) y EDES (región Sur), denominadas Distribuidores Provinciales y pertenecientes al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), y doscientas (200) Cooperativas Eléctricas (Distribuidores Municipales), de las cuales treinta y tres son agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.



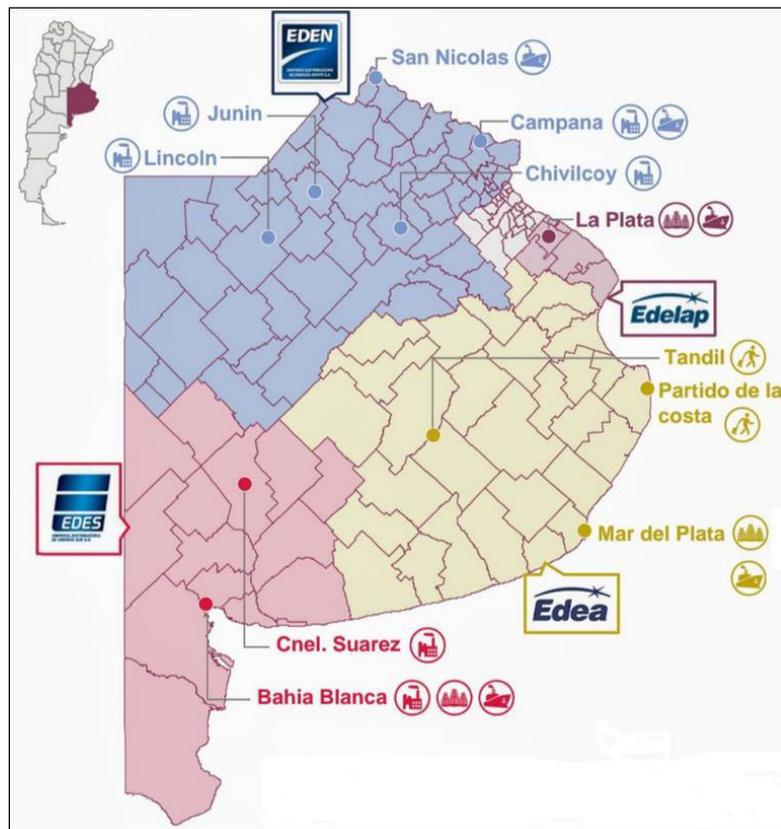
**Figura 1:** Esquema geográfico de la Provincia de Buenos Aires y Áreas de Concesión.  
Fuente: Federaciones de Cooperativas Eléctricas (APEBA, FEDECOBA, FICE, FACE, CRECES).

## 2. Objetivo

El presente trabajo contempla una reseña de la conformación del Sector Eléctrico dedicado a la prestación de los servicios de Transporte y Distribución de Energía Eléctrica en la provincia de Buenos Aires, a partir de la privatización de las empresas estatales ESEBA “Empresa Social de Energía de Buenos Aires S.A.” y SEGBA “Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires”; una descripción de la topología actual del Sistema de Transporte por Distribución Troncal de 132 kV en Buenos Aires; un diagnóstico general referente a la situación presente de abastecimiento de dicho Sistema Eléctrico y el Plan de Obras de Expansión a mediano plazo, a fines de poder atender el constante crecimiento de la demanda cumplimentando lo reglamentado en el Anexo 16 “Reglamentaciones del Sistema de Transporte” de Los Procedimientos Técnicos de CAMMESA.

## 3. Descripción General por Prestador

Tal como se indicó en el apartado anterior, la distribución eléctrica post privatización es desarrollada por cuatro distribuidoras de energía eléctrica: EDEA, EDELAP, EDEN y EDES; las cuales prestan servicio a 1.439.217 usuarios, es decir, poco más del 60% total de los usuarios de la Provincia de Buenos Aires.



**Figura 2:** Esquema geográfico de la Provincia de Buenos Aires y Áreas de Concesión

### Empresa Distribuidora La Plata (EDELAP)

EDELAP presta el servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica en un área de concesión de 5.780 km<sup>2</sup> que abarca a seis partidos de la provincia de Buenos Aires: La Plata, Berisso, Ensenada, Brandsen, Magdalena y Punta Indio, atendiendo a 357.057 usuarios.

**Tabla 1:** Kilómetros de red por nivel de tensión de EDELAP

Tipo de Red	Longitud [km <sup>2</sup> ]
Baja tensión	5.701
Media Tensión	3.101
Alta Tensión	321

### Empresa Distribuidora de Energía Atlántica (EDEA)

EDEA abastece de energía eléctrica a la región atlántica de la provincia, la cual presenta una superficie de 105.438 km<sup>2</sup>, dentro de la cual están incluidos 17 partidos, siendo el de mayor relevancia el partido de General Pueyrredón, con base en su ciudad cabecera Mar del Plata.

**Tabla 2:** Kilómetros de red por nivel de tensión de EDEA.

Tipo de Red	Longitud [km <sup>2</sup> ]
Baja tensión	5.344
Media Tensión	7.132
Alta Tensión	56

Fuente: Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA)

### Empresa Distribuidora de Energía Norte (EDEN)

EDEN distribuye energía eléctrica en un área de concesión de 109.141 km<sup>2</sup> en el norte, centro y oeste de la provincia de Buenos Aires, prestando servicio 364.813 usuarios repartidos en 133 localidades. Además, se vinculan a su red de Sub Transmisión de 33 kV 97 Distribuidores Municipales (Cooperativas Eléctricas).

**Tabla 3:** Kilómetros de red por nivel de tensión de EDEN

Tipo de Red	Longitud [km <sup>2</sup> ]
Baja tensión	7.914
Media Tensión	11.248
Alta Tensión	2

Fuente: Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA)

## Empresa Distribuidora de Energía Sur (EDES)

EDES suministra energía en un área de concesión de 76.259 km<sup>2</sup> que comprende a 14 partidos de la provincia de Buenos Aires, atendiendo a 190.704 usuarios, entre los cuales se encuentran 58 Cooperativas Eléctricas.

**Tabla 4:** Kilómetros de red por nivel de tensión de EDES

Tipo de Red	Longitud [km <sup>2</sup> ]
Baja tensión	3.620
Media Tensión	3.146
Alta Tensión	No posee

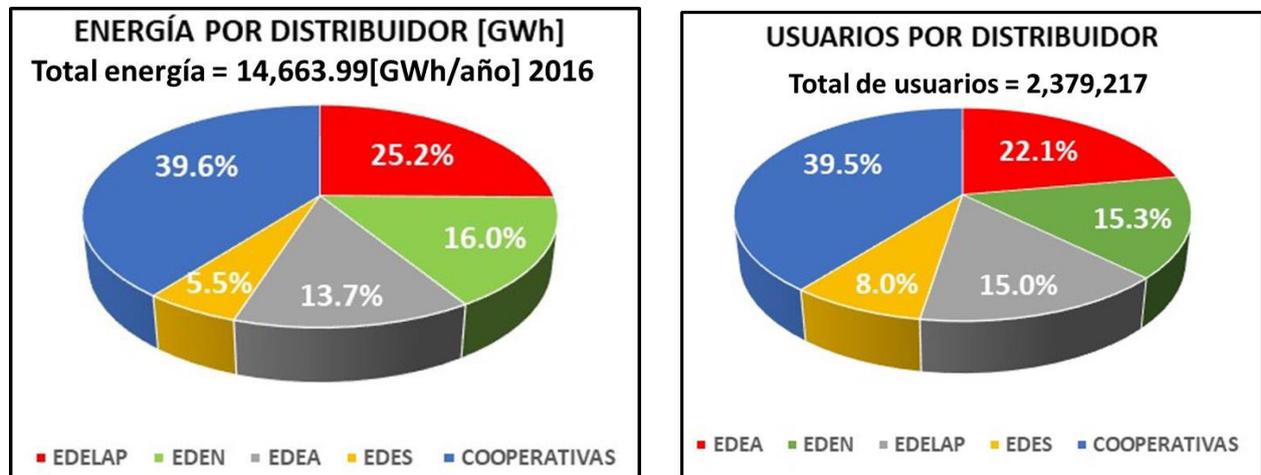
Fuente: Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA)

## Distribuidores Municipales (Cooperativas Eléctricas)

En la Provincia de Buenos Aires, además de los 4 Distribuidores de concesión Provincial, distribuyen energía eléctrica unas 200 Cooperativas Eléctricas de concesión Municipal, prestando servicio a 940.000 usuarios nucleados en 86 partidos, operando y manteniendo 110.000 km de líneas de media tensión, que representan el 85% del total de red en dicho nivel de tensión tendidos en toda la provincia.

## Comparativas entre Distribuidores de concesión Provincial y Municipal

En las gráficas precedentes se muestra la cantidad de usuarios y la cantidad de energía comercializada por Distribuidor Provincial y la comparativa con el total de los 200 Distribuidores de concesión Municipal, de manera de vislumbrar el peso específico de las Cooperativas Eléctricas en la Provincia de Buenos Aires.



**Figura 3:** Gráficas comparativas entre Distribuidores de concesión Provincial y Municipal  
Fuente: Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA)

## 4. Descripción general del Sistema de Transporte de la Provincia de Buenos Aires

La Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires S.A. (TRANSBA) es la concesionaria del servicio de Transporte de Energía Eléctrica de dicha provincia, teniendo a su cargo la operación y mantenimiento de la red de 132 kV de la Provincia, con excepción de las instalaciones ubicadas dentro de la jurisdicción de EDENOR, EDESUR y EDELAP.

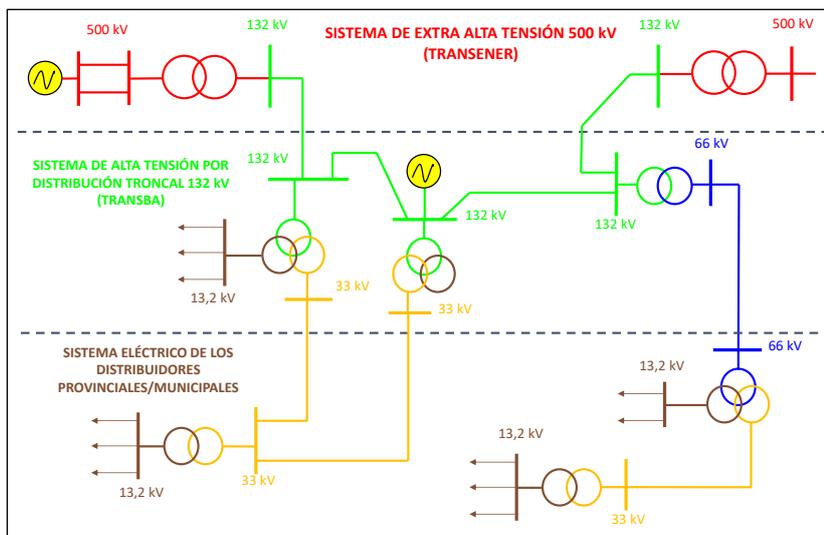
Adicionalmente, opera y mantiene las Estaciones Transformadoras de 500 kV Olavarría, Bahía Blanca y Campana, en carácter de Transportista Independiente de TRANSENER S.A., y algunas instalaciones de 66 kV.



**Figura 4:** Esquema geográfico Red de Transporte 132 kV operada y mantenida por TRANSBA S.A.  
Fuente: TRANSBA

Las instalaciones que la componen representan aproximadamente el 50 % de la totalidad de las instalaciones afectadas al Transporte por Distribución Troncal en la República Argentina, según el siguiente resumen:

- **6.228 km de líneas:** 398 km de LAT 66 kV, 5.653 km de LAT de 132 kV y 177 km de LAT de 220 kV.
- **94 Estaciones Transformadoras:** 3 EETT de 500 kV, 3 EETT de 220 kV, 83 EETT de 132 kV y 5 EETT de 66 kV.
- **5.660 MVA de capacidad de transformación instalados:** 1800 MVA en el nivel de 500 kV y 3.865 MVA entre los niveles de 220, 132 y 66 kV.



**Figura 5:** Esquema unifilar simplificado de la totalidad de la cadena eléctrica en la Provincia de Buenos Aires.

Las instalaciones antes citadas se vinculan al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) en los siguientes puntos:

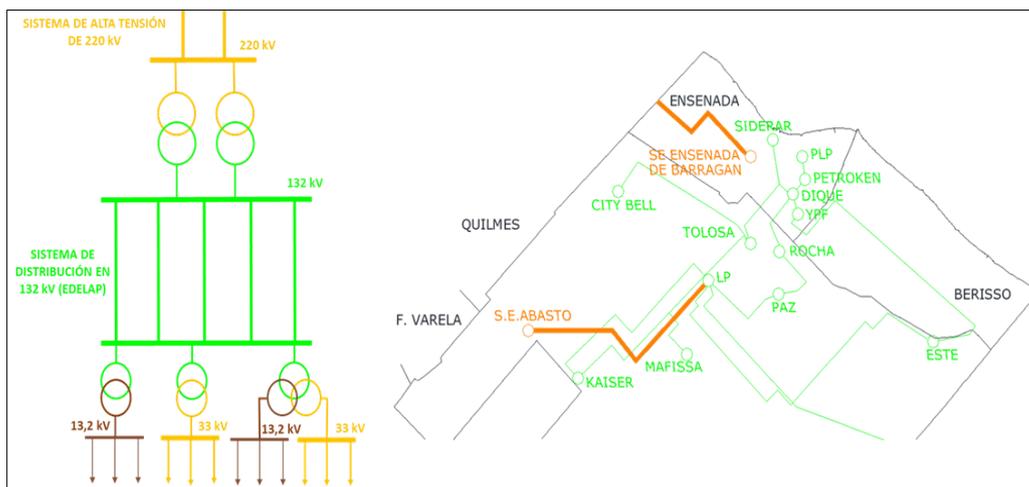
- En 500 kV: en Olavarría, Bahía Blanca y Campana.
- En 220 kV: en Henderson, Villa Lía, Matheu.
- En 132 kV: Henderson, Atucha, Ramallo, San Nicolás, Morón, Verónica, Patagones, Guatraché y General Pico.

Además, en el área de cobertura de la red de TRANSBA se encuentran los siguientes generadores:

- Central Termoeléctrica Luis Piedrabuena S.A. (620 MVA)
- Central Necochea (206 MVA)
- Central Mar del Plata (155 MVA)
- Centrales Villa Gesell y Mar de Ajó (75 MVA)
- Central San Nicolás (300 MVA)

Por su parte, EDELAP, además de distribuir energía en media tensión, es Prestador Adicional de la Función Técnica de Transporte (PAFTT) operando y manteniendo el sistema eléctrico de alta tensión (220 y 132 kV) a través del cual se abastece el área de concesión de dicha distribuidora. Dichas instalaciones están conformadas en líneas generales de la siguiente manera:

- **319,6 km de líneas/cable:** 236 km de LAT de 132 kV y 83,6 km de 220 kV.
- **14 Estaciones Transformadoras:** 2 EETT de 220 kV y 12 EETT de 132 kV.
- **1.963 MVA de capacidad de transformación instalados:** 900 MVA en el nivel de 220 kV y 763 MVA en 132 kV.



**Figura 6:** Esquema unifilar simplificado y esquema geográfico del Sistema Eléctrico de Alta Tensión en la Ciudad de La Plata y alrededores.

## 5. Situación actual de abastecimiento del Sistema de Transporte de la Provincia

Para una mejor descripción del estado de las instalaciones que conforman el Sistema Eléctrico de Transporte a través del cual se abastece la Provincia de Buenos Aires, se dividirá el mismo por regiones y prestador, a saber:

- Área Norte/Centro (TRANSBA).
- Área Atlántica (TRANSBA).
- Área Sur (TRANSBA).
- Área Río de La Plata (EDELAP).

### Área Norte/Centro

El Sistema eléctrico que abastece la región Norte/Centro de la provincia de Buenos Aires es el que muestra la mayor problemática, debido a que el mismo presenta una alta dependencia del despacho forzado

de generación térmica distribuida para su funcionamiento, produciéndose restricciones de demanda ante la indisponibilidad de alguna máquina generadora.

Existen además Estaciones Transformadoras de 132/66/33/13,2 kV con transformadores saturados, o bien, operando al límite de su potencia nominal. En el mismo sentido, muchas Estaciones dispuestas con dos transformadores de potencia, no cumplen con la condición operativa N-1, es decir, que ante la indisponibilidad de una de las máquinas, se originan cortes de demanda.

Asimismo, muchos nodos de 132 kV del sistema operan con tensiones fuera de la banda admisible, y muchas áreas del sistema se ven vulnerables debido a que poseen alimentación radial.

### *Área Atlántica*

---

El Área Atlántica muestra un fuerte incremento de la demanda durante el verano, alcanzando, en horarios de pico (incluyendo el pico diurno), valores que llevan al límite la capacidad operativa de la red, resultando las tensiones en muchos casos por debajo de la banda admitida.

Por ello, presenta una alta dependencia del despacho forzado de generación térmica para el funcionamiento del sistema, produciéndose restricciones de demanda ante la indisponibilidad en el despacho de algún grupo generador.

Ante contingencias simples en las líneas de vinculación que abastecen la zona sería necesario recurrir a cortes de carga para evitar que se produzca un colapso de tensión que afecte a gran parte de la región.

### *Área Sur*

---

La red de transporte a través de la cual se abastece la zona sur de la provincia presenta un alto grado de seguridad ante contingencias, incluso considerando la salida de servicio de uno de los transformadores de 500/132 kV de la ET Bahía Blanca.

Tampoco presenta problemas para mantener el control de tensión dentro de la banda permitida en los distintos nodos de 132 kV del sistema.

El corredor de 132 kV Bahía Blanca – Carmen de Patagones es la única parte de la red en la que se dificulta el control de tensión, dada su importante extensión, por lo que la ubicación de las demandas queda muy distante a los nodos de tensión controlada.

### *Área Río de La Plata*

---

La alimentación principal al Sistema de Alta Tensión de EDELAP es por medio de una doble terna de 220kV, que une la barra de 220kV de la Subestación Abasto 500/220kV (propiedad de EDESUR) con la de S.E. La Plata 220/132/13,2kV, donde se ubican tres transformadores 220/132/13,2kV de 300/300/100MVA c/u que alimentan los dos sistemas en que se opera actualmente la red de 132kV. Cada sistema alimenta aproximadamente el 50 % del consumo total de EDELAP. Existen otras dos interconexiones con el resto del MEM, que son: S.E. City Bell en 132kV con S.E. Dock Sud (propiedad de EDESUR) mediante un cable subterráneo OF; y S.E. Verónica con S.E. Chascomús (propiedad de TRANSBA) mediante una LAAT 132kV. Estas dos interconexiones permanecen abiertas o cerradas según la necesidad de alguna de las partes.

Las S.E. La Plata, Tolosa y Dique cuentan con un sistema de doble barra en el nivel de 132kV, con acoplamiento que permite vincular los sistemas de 132kV.

En el área se encuentra instaladas las siguientes generadoras: Central Térmica Ensenada de Barragán (560 MW), La Plata Cogeneración LPC (120 MW), Central Dique (48 MW), Central Térmica La Plata (40 MW), Central Térmica Magdalena (25 MW).

En las S.E. La Plata y Tolosa existen elementos de compensación shunt para la red de 132kV. Reactancia inductiva de 50MVAR en S.E. La Plata y 25MVAR en S.E. Tolosa.

Las características estructurales de esta red la muestran actualmente fuertemente dependiente de su conexión en 220kV con S.E. Abasto. Esta situación se verá claramente modificada con la incorporación de las nuevas obras proyectadas para los próximos años. Con la ejecución de dicho plan las barras de del Sistema

de Alta Tensión de EDELAP, no presentan problemas de tensiones ni cortes permanentes de demanda, tanto en estado Normal (estado N) como en contingencia simple (estado N-1).

### Generación distribuida en la Provincia de Buenos Aires

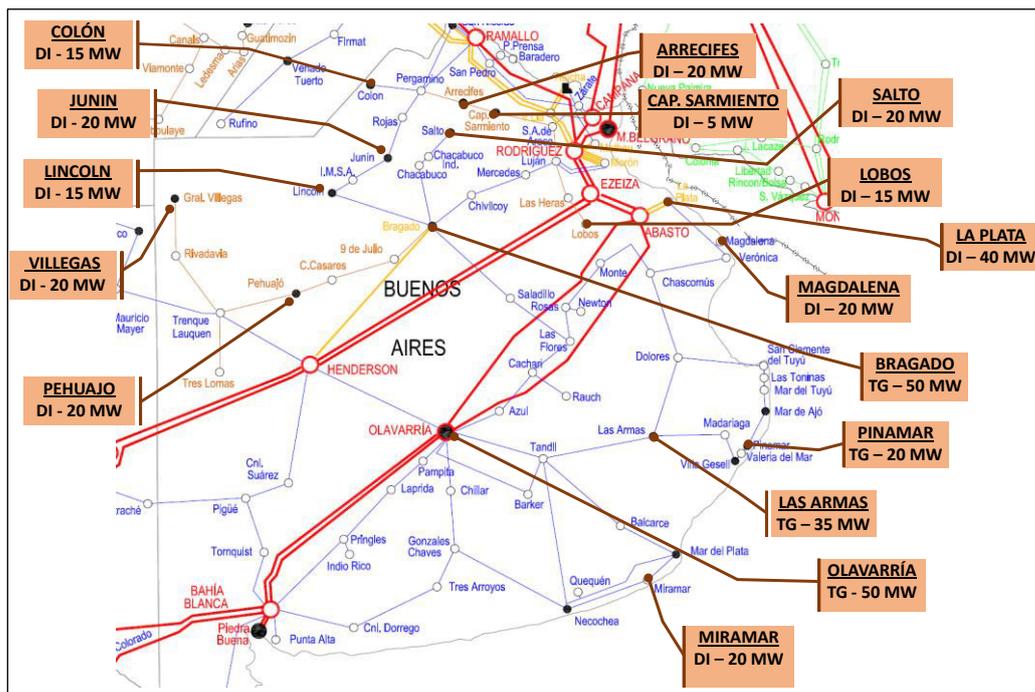
El nivel de saturación de las instalaciones que conforman el sistema eléctrico provincial de alta tensión para abastecer la demanda en condiciones de operación N, fundamentalmente para cubrir los picos diurnos y nocturnos, se debe fundamentalmente al elevado estado de carga de los transformadores de potencia de las Estaciones Transformadoras de Distribución 132/33/13,2 kV.

Este déficit de potencia es parcialmente cubierto mediante la instalación de centrales eléctricas del tipo térmicas vinculadas en media tensión en distintas localidades de la provincia dentro del de los Proyecto de Generación de Energía Eléctrica Distribuida (Centrales GEED) y de Unidades de Generación Eléctrica Distribuida Móvil (UGEEM), despachadas en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), o bien por la generación local operada por los Distribuidores Eléctricos, aunque en escenarios de alta transferencia de demanda se producen restricciones en el suministro energético.

Dichas centrales se caracterizan por estar conformadas por varios motogeneradores de baja potencia, del orden de los 800 y 1400 kW, los cuales operan con combustibles líquidos (gas oil).

Las mismas producen trastornos ambientales debido a la generación CO<sub>2</sub> y gases de efecto invernadero y la generación de ruido audible. Además estas centrales presentan elevados costos de operativos.

En los últimos años, se han instalado 385 MW en proyectos de GEED y unos 58 MW en UGEEM.



**Figura 7:** Esquema geográfico con la ubicación de los principales puntos de inyección de generación distribuida.

### 6. Plan de obras del Sistema Eléctrico de Transporte a mediano plazo

Con el objeto de contar con un “Plan de Obras” unificado de transmisión y transformación para el sistema de transporte de energía eléctrica de la provincia de buenos aires en 220, 132 y 66 kV, las Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica representadas por el Foro Regional Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires (FREBA) y las empresas TRANSBA y TRANSENER, conformaron un Grupo de Trabajo con la participación de especialistas de las partes, competentes en la rama de planificación de redes eléctricas de transmisión.

## Criterios adoptados

Se adoptaron criterios de desempeño en orden creciente de confiabilidad, para definir la necesidad de ingreso de las obras, con el objetivo de lograr un Plan de Obras que alcance el cumplimiento estricto del criterio de diseño N-1 de Los Procedimientos Técnicos de CAMMESA para el escenario horizonte de 2023, y a su vez, evitar una alta concentración de las inversiones en el escenario de 2019.

**Tabla 5: Criterios adoptados para el desarrollo del Plan de Obras a mediano plazo**

Escenario	Demanda (#) [MW]	Red N	Red N-1
2019	4390	$U_{NOM} = +/- 10\%$ Carga de LAT < 100 % CTE fuera de servicio	$U_{NOM} = +/- 10\% (*)$ Carga de LAT < 100 % CTE sólo para evitar ENS
2021	4689	$U_{NOM} = +/- 5\%$ Carga de LAT < 100 % CTE fuera de servicio	$U_{NOM} = +/- 10\% (*)$ Carga de LAT < 100 % CTE fuera de servicio
2023	4998	$U_{NOM} = +/- 5\%$ Carga de LAT < 100 % CTE fuera de servicio	$U_{NOM} = +/- 10\% (**)$ Carga de LAT < 100 % CTE fuera de servicio

CTE: CCTT especiales (unidades < 3 MW; con combustible líquido).

(\*): Con eventuales maniobras luego de la falla

(\*\*): Sin maniobras luego de la falla

(#) Demanda del área Bs. As incluyendo EDELAP (excluye GBA) sin considerar las pérdidas de la red.

Asimismo, aquellas centrales térmicas compuestas por unidades generadoras de potencia inferior a 3 MW que operan con combustible básico líquido e instaladas para resolver problemas de transporte, no se consideraron despachadas, independientemente de que sus titulares sean o no agentes generadores del MEM, conforme se cumplan los criterios de desempeño indicados en la Tabla 5.

## Plan de Obras

Del análisis de los estudios eléctricos realizados se desprende el siguiente listado resumido de obra:

**Tabla 6: Obras a realizar**

EETT	Transformadores de Potencia 132 kV			Líneas de 132 kV	
	Ampliaciones EETT existentes	Nuevas EETT	Potencia a instalar	Simple Terna	Doble Terna
[Uni]	[Uni]	[Uni]	[MVA]	[km]	[km]
35	69	66	3950	2700	216

El detalle geográfico de las obras se muestra en la figura 8 a continuación:

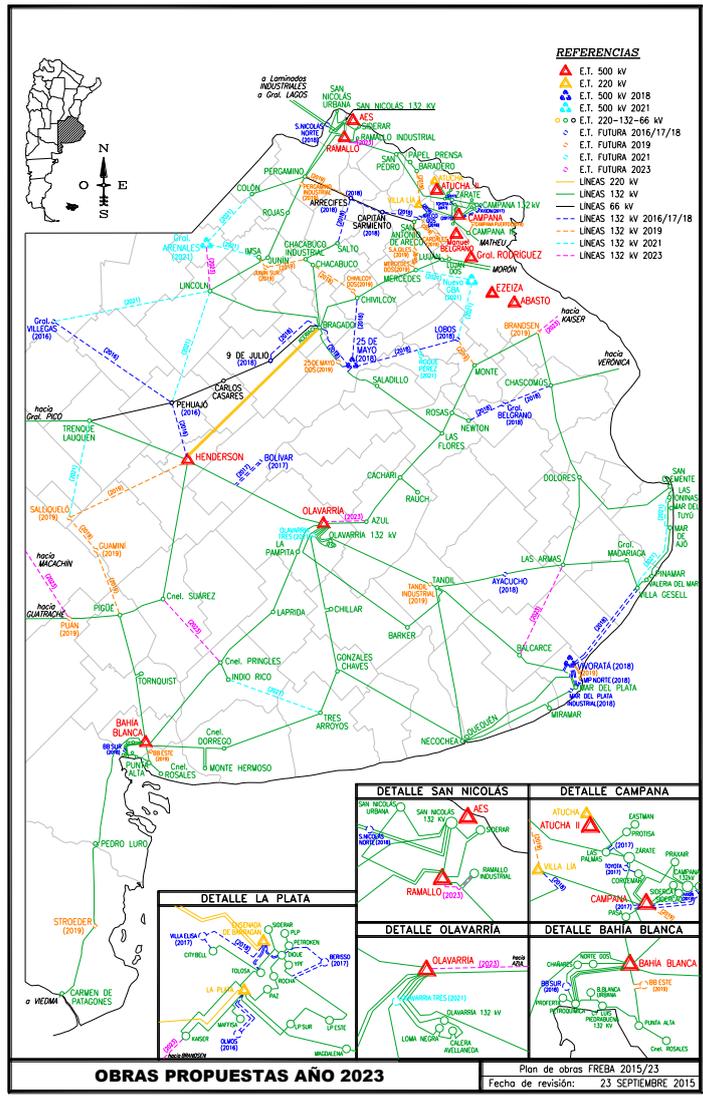


Figura 8: Ubicación geográfica de obras a realizar

7. Análisis FODA

A continuación se presenta el análisis FODA

<b>DEBILIDADES:</b>
Muchos distribuidores intervinientes en la prestación del servicio.
Falta de inversión durante mucho tiempo.
Sistema eléctrico ineficiente.
Mala calidad de servicio.
Altas pérdidas técnicas.
Despacho de generación forzada, ineficiente y altos costos.
Imposibilidad de economías regionales.
<b>FORTALEZAS:</b>
Existencia de un Foro Regional Energético de la provincia de Buenos Aires (FREBA).
Contar con el plan de obras necesarias para el corto y mediano plazo.
Constitución del PROINGED (programa provincial de incentivos a la generación de energías distribuidas), priorizando la utilización de fuentes renovables).

<b>OPORTUNIDADES DE MEJORA:</b>
<b>Implementar políticas de eficiencia energética.</b>
<b>Desarrollar proyectos de generación de energías renovables.</b>
<b>Desarrollar economías regionales.</b>
<b>Revisar el marco regulatorio y los organismos de control de la provincia de Buenos Aires.</b>

<b>AMENAZAS:</b>
<b>Contesto económico desfavorable.</b>
<b>Falta de política estatal en materia energética.</b>
<b>Falta de regularidad en los procesos de Revisiones Tarifarias Integrales. (RTI)</b>

## 8. Bibliografía

- ✓ Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA) - <http://www.adeera.com.ar>
- ✓ Empresa Distribuidora de Energía Norte S.A. (EDEN) - <https://www.edensa.com.ar>
- ✓ Empresa Distribuidora de Energía Sur S.A. (EDES) - <http://www.infoedes.com>
- ✓ Empresa Distribuidora La Plata S.A. (EDELAP) - <http://www.edelap.com.ar>
- ✓ Empresa Distribuidora de Energía Atlántica S.A. EDEA - <http://www.edeaweb.com.ar>
- ✓ TRANSBA - [www.transba.com.ar](http://www.transba.com.ar)
- ✓ FREBA - <https://www.freba.org>
- ✓ Ministerio de Justicia y Derechos Humanos, Presidencia de la Nación "Información Legislativa y Documental" - <http://www.infoleg.gob.ar/>

# ANÁLISIS ESTRATÉGICO PARA TOMA DE DECISIONES SEGÚN EL CRECIMIENTO Y LA OPERACIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN LA PROVINCIA DE SANTA FE. (2018)

Nocino, Vallet

## 1. Introducción

A partir de la descripción de la red de Transmisión de la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPESF), y teniendo en cuenta como aspectos principales:

- el crecimiento de su demanda en los últimos años,
- subsistemas de redes que presentan complicaciones relativas a la operación de la red, se plantea un análisis de Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas.

## 2. Objetivos

### Objetivo principal

- ✓ Análisis estratégico para toma de decisiones según el crecimiento y la operación de la red de transmisión eléctrica en la Provincia de Santa Fe.

### Objetivos secundarios

- ✓ Presentar información sobre la Provincia de Santa Fe, describir características y datos estadísticos del Sistema Eléctrico Provincial.
- ✓ Señalar datos relativos a la evolución de la demanda eléctrica.
- ✓ Observar la operación del Sistema Eléctrico Provincial, presentar los casos que presentan dificultades desde este punto de vista, y comentar la planificación propuesta.
- ✓ Análisis de Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas.

## 3. Información sobre la Provincia de Santa Fe

Ubicada al este de la región centro del país, limitando al norte con Chaco, al este con el río Paraná que la separa de Corrientes y Entre Ríos, al sur con la Provincia de Buenos Aires y al oeste con Córdoba y Santiago del Estero. Con unos 3.195.000 habitantes en 2010 es la tercera provincia más poblada —por detrás de Buenos Aires y Córdoba— y con 24 hab/km<sup>2</sup>, la cuarta más densamente poblada, por detrás de Tucumán, Buenos Aires y Misiones (la población de Santa Fe representa el 8% del total)<sup>1</sup> (Ver Figura 1).

La superficie de 133.007 km<sup>2</sup> (3,6 % del total del país) la posiciona en el décimo puesto según clasificación nacional territorial.

Se halla en una zona agrícola-ganadera por excelencia, y cuenta con un elevado desarrollo industrial. Sus principales centros urbanos son la ciudad de Rosario y la ciudad capital de la provincia llamada abreviadamente Santa Fe.

El PBG (Producto Bruto Geográfico) de Santa Fe representa un 10% del PBI nacional. Junto con Córdoba y Buenos Aires es de las provincias que más aportan a la economía de Argentina.

En lo que respecta al **Transporte y la Distribución Eléctrica**, la legislación los caracteriza como servicios públicos que se prestan en condición de monopolio natural. La encargada de realizar esta tarea es la **Empresa**



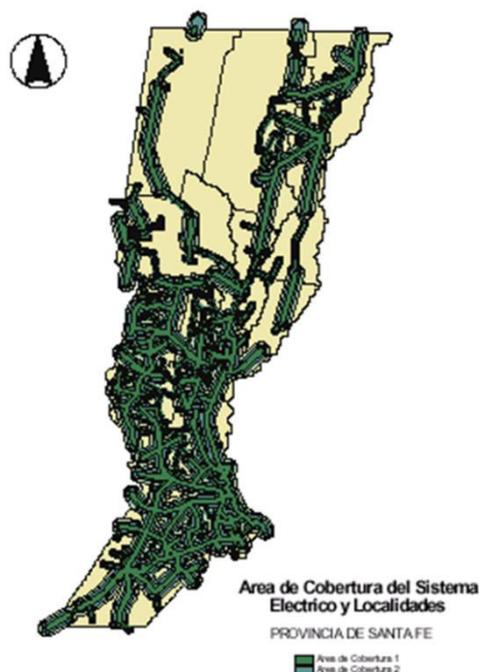
**Figura 1:** Ubicación geográfica de la Provincia de Santa Fe.

<sup>1</sup> INDEC – Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010.

**Provincial de la Energía de Santa Fe (EPE Santa Fe)**, perteneciente al Estado Provincial, autorizada y sancionada en el marco legal de la Ley N° 10.014<sup>2</sup>.

#### 4. Sistema Eléctrico Provincial

En el contexto que estamos nombrando, la distribuidora ocupa un lugar destacado dentro del segmento correspondiente a la distribución, ya que con más de 1,2 millones de usuarios atendidos se ubica como la 3° distribuidora del país, solamente detrás de las empresas que abastecen a Capital Federal y el Gran Buenos Aires (según energía facturada)<sup>3</sup>.



**Figura 2:** Área de Cobertura del Sistema Eléctrico y Localidades de Santa Fe.

Sin dudas que la prestación del servicio constituye tanto desde el punto de vista técnico, comercial y de recursos humanos un gran desafío, fundamentalmente si se considera que en su extensa superficie, la provincia de Santa Fe cuenta con una infraestructura de red de más de 50.000 km de longitud entre los niveles de alta, media y baja tensión; lo que le permite a su población desarrollarse en una de las provincias con mayor grado de cobertura de suministro (el porcentaje de población con servicio eléctrico es del 99,7%) a través de la red del servicio público de distribución de electricidad (Ver Figura 2). En ese contexto es importante destacar también que la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe, posee la tercera demanda energética del país con aproximadamente 11.300 GWh operados durante el año 2017 (incluye usuarios propios y clientes del MEM<sup>4</sup>, cooperativas y PAFFT<sup>5</sup>, y pérdidas), y 2.405 MW como registro máximo histórico de potencia en Febrero de 2018.

La empresa atiende 300 localidades (1.230.000 usuarios), y cuenta con 12 sucursales comerciales, 40 agencias territoriales, y 102 oficinas comerciales. Dentro de la provincia hay 61 Cooperativas, con 63 localidades atendidas (162.000 usuarios), y 820 GWh en el año.

En el ámbito de la provincia se operan diferentes tensiones según los rangos correspondientes a las distintas etapas del proceso de distribución. En alta tensión se utiliza 220 kV (12,2 km de líneas) y 132 kV (más de 2.200 km de líneas: con casi 60 km perteneciente a 3eros; y 57 km de cables: la mayoría en las ciudades de Rosario y Santa Fe). En media tensión la distribución se realiza en el nivel de 33 kV (líneas rurales); y 13,2 kV mayormente ejido urbano. La distribución en baja tensión se realiza en 220 y 380 V.

En la provincia hay 70 EE.TT. (de las cuales 12 pertenecen a 3eros, incluida una de ellas en 220 kV), 1 estación de maniobra, y 1 estación móvil. Dentro de estos números, hay 128 transformadores instalados (de las cuales 25 pertenecen a 3eros, incluidos 2 de ellos en 220 kV), contabilizando un total de 3.765 MVA instalados.

Los puntos de interconexión con otros agentes incluyen a: EDESA (Entre Ríos), Transba (Buenos Aires), EPEC (Córdoba), SECHEEP (Chaco), EDESE (Santiago del Estero), Centrales térmicas en San Nicolás, CT Sorrento, CT Brigadier López, Centrales de J.F.Secco.

Existen 4 nodos interconexión con el SADI: Rosario Oeste, Santo Tomé, Romang, y Río Coronda. Se tienen 4 plantas de generación distribuida con unidades diésel (Venado Tuerto 19,2 MW; Rufino 30 MW; Rafaela

<sup>2</sup> Ley N° 10.014: Marco Legal que aprueba la creación, finalidad, competencia, atribuciones y deberes, organización y administración, etc. de EPE Santa Fe.

<sup>3</sup> ADEERA – Datos característicos de las Empresas (Año 2016).

<sup>4</sup> MEM: Mercado Eléctrico Mayorista.

<sup>5</sup> PAFFT: Prestador Adicional de la Función Técnica de Transporte. EPE Santa Fe es agente del MEM, y conecta a través de sus redes de Transmisión (132 y 220 kV) a otros Distribuidores, Generadores y Grandes Usuarios.

19,2 MW; Ceres 18 MW), 3 plantas de generación eficiente (Cañada de Gómez 64 MVA; Perez 76 MVA; y Villa Ocampo 47,5 MVA), generadores pertenecientes a Grandes Usuarios, y generación propia (la única que posee EPE Santa Fe) en Tostado y San Guillermo (pequeñas unidades diésel)<sup>6</sup>.

Como ejemplo, en la siguiente figura se darán los valores de transacción de energía entre la EPE Santa Fe y el sistema, para el periodo Enero 2018.

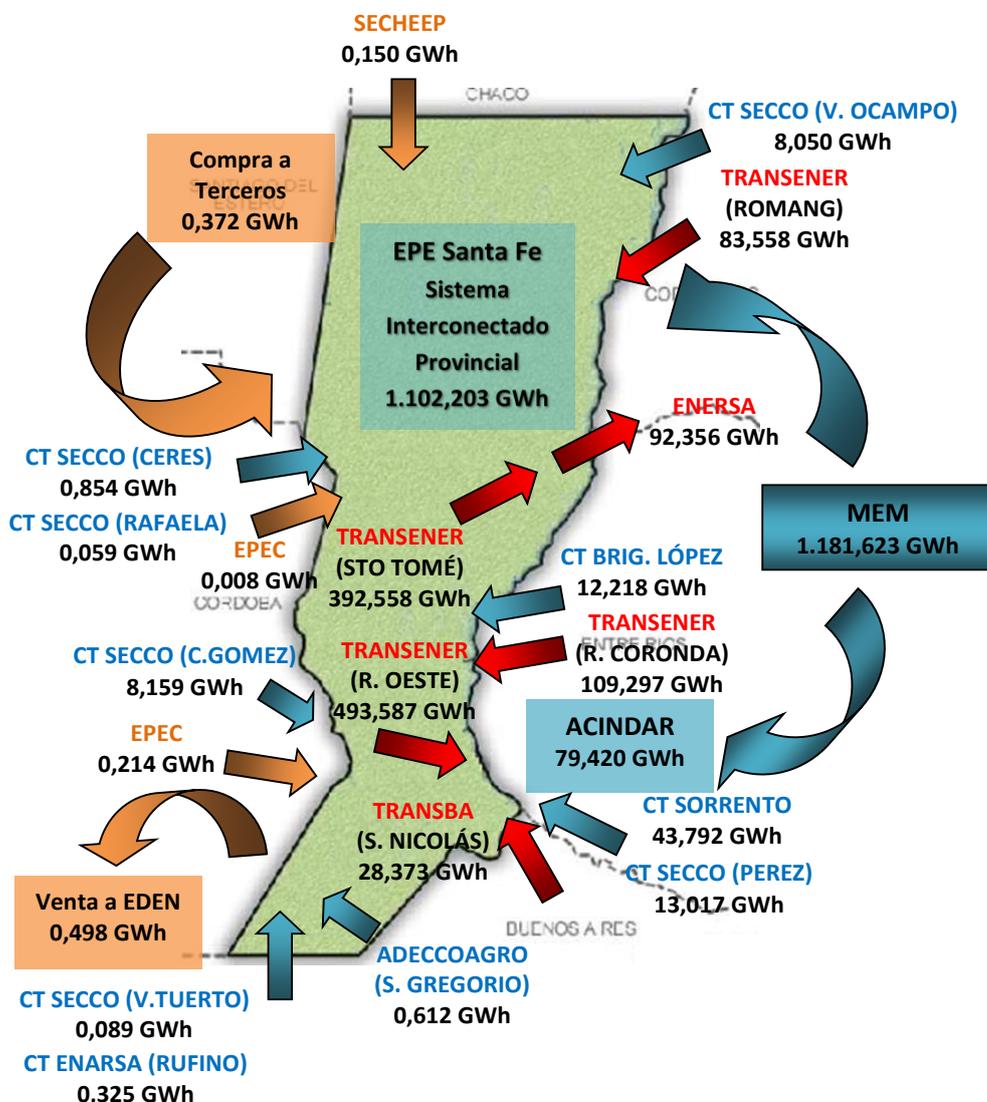


Figura 3: Composición de Abastecimiento Provincial e Intercambio de Energía en Santa Fe.

## 5. Evolución de la Demanda en la Provincia de Santa Fe

La evolución por año de la demanda eléctrica en la Provincia de Santa Fe presenta una característica con tendencia al constante incremento. Aun así, cuando se analizan variaciones de demandas máximas entre periodos estacionales, en algunos casos podemos encontrar decrecimientos en la demanda máxima. Aunque este efecto es de difícil atribución a un factor particular, ya que entre periodos estacionales puede haber diferencias notables entre temperaturas extremas y días corridos de permanencia de las mismas, lo que en ese caso particular podría tener una notoria influencia en los picos de demanda que pueden alcanzarse. Puede inferirse además que a partir del año 2016, y por medio de políticas nacionales de quita de subsidios a la energía, el decrecimiento del consumo en el año siguiente puede haber estado influenciado por este factor particular. En las figuras a continuación, se puede observar una gráfica que muestra los valores máximos de demanda para el periodo invernal y estival (demanda registrada en nodos de interconexión) para los últimos años de registro.

<sup>6</sup> Datos actualizados a Enero 2018.

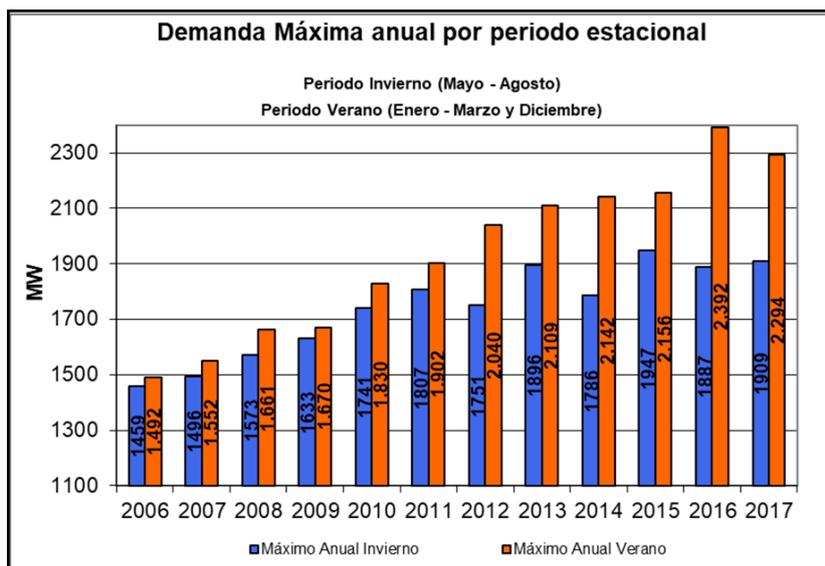


Figura 4: Demanda máxima anual por periodo estacional en nodos de Interconexión Provincia de Santa Fe.

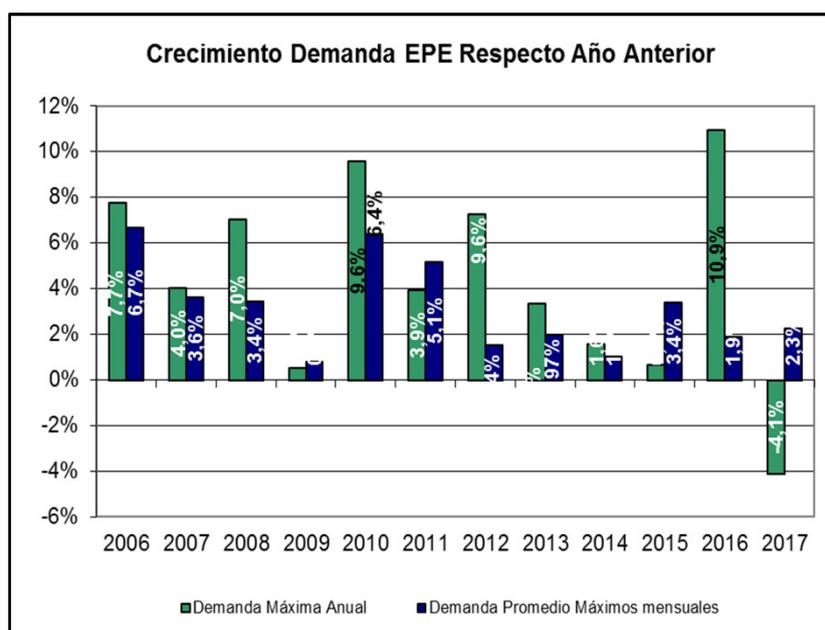


Figura 5: Variación interanual demanda máxima en nodos de Interconexión en la Provincia de Santa Fe.

Para poder modelar los escenarios con los crecimientos de demanda previstos, se muestra como ejemplo en la siguiente tabla los valores de demanda máxima que se estimaron para el verano 2017/18:

Tabla 1: Demandas máximas de pico y pico promedio (reales y previstas), para el periodo de Verano, en nodos de Interconexión y barras de 132 kV de las EE.TT.

Σ de Demandas	Pico Máximo		Pico Promedio	
	Real (VER16/17)	Previsto (VER17/18)	Real (VER16/17)	Previsto (VER17/18)
En Nodos de Interconexión	2293,5 MW	2442,2 MW	2011,4 MW	2150,2 MW
En Barras de 132 kV de las EETT	2231,6 MW	2378,1 MW	1967,9 MW	2105,2 MW

El proceso de cálculo se realiza a partir de los valores reales de demanda, medidos en los nodos de interconexión y en las barras de 132 kV de las EE.TT. de EPE Santa Fe. Para la previsión se consideró una tasa de crecimiento de potencia del 3,5 % (tanto para el pico máximo, como promedio), para luego realizar el incremento de las demandas extratendenciales (en este caso las extratendenciales son de 68,4 MW, para ambos escenarios máximo y promedio). La Tasa Global de Crecimiento final para ambos casos será del 6,4 % (incluyendo estos incrementos extratendenciales).

Estas previsiones resultan bastante aproximadas, y se demuestran por ejemplo con el valor real de pico máximo registrado en EPE Santa Fe para el verano 2017/18, que fue de 2405,55 MW (dado el día miércoles 7 de febrero a las 14:20 hs) que tiene una variación de sólo 1,5 % del valor previsto.

Teniendo en cuenta esta información, se hace necesario que la empresa distribuidora de energía eléctrica acompañe el crecimiento de la demanda mediante la ampliación de sus redes y equipamiento, para poder satisfacer así las necesidades del crecimiento del parque. En las siguientes figuras se muestran información estadística sobre estos puntos:

### Estaciones Transformadoras

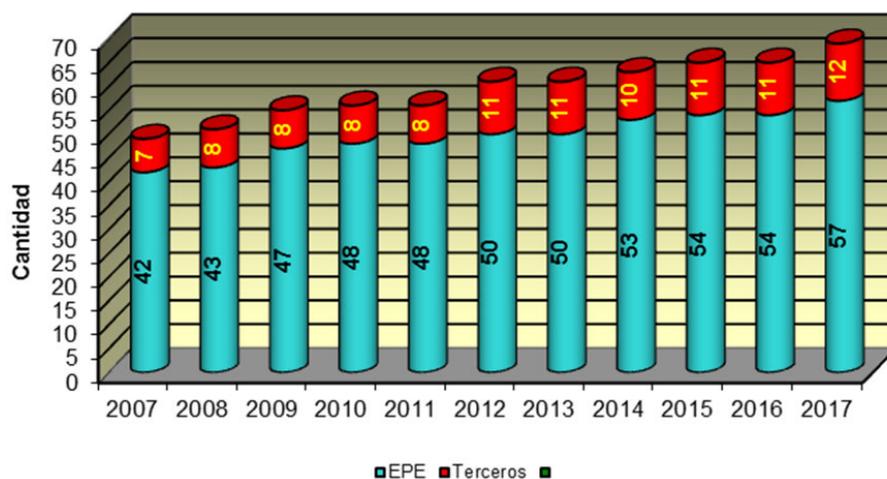


Figura 6: Variación de la cantidad de Estaciones Transformadoras de EPE y de Terceros, año 2007 a 2017.

### Capacidad de Transformación Instalada

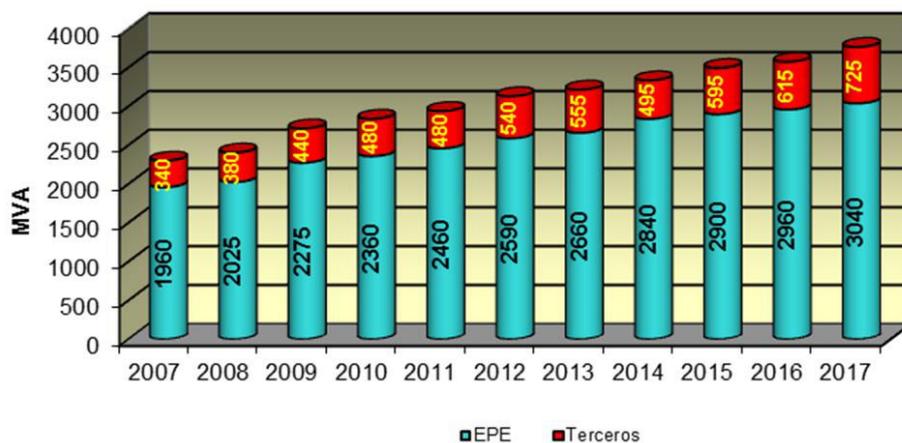


Figura 7: Variación de la Capacidad Transformación Instalada (MVA) de EPE y de Terceros, año 2007 a 2017.

### Transformadores Instalados

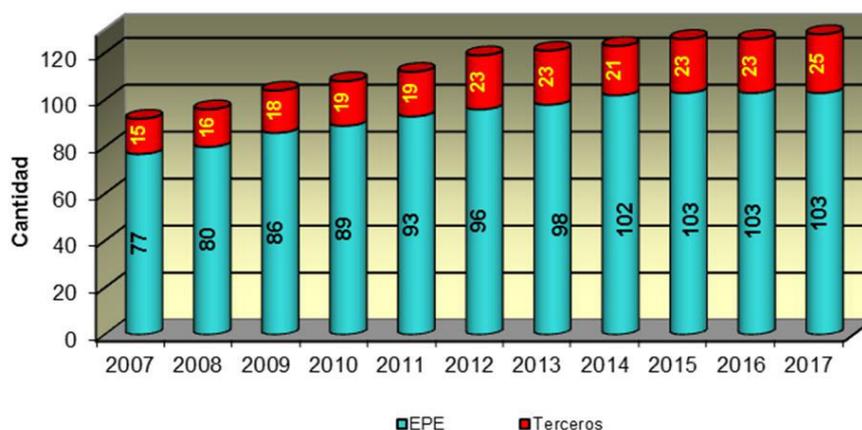


Figura 8: Variación de la cantidad de Transformadores Instalados de EPE y de Terceros, año 2007 a 2017.

### Red de Transporte 132 kV

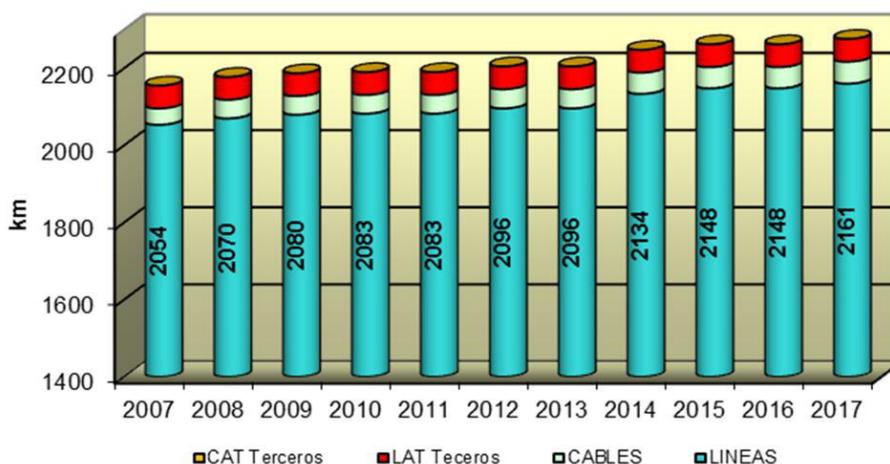


Figura 9: Variación de la Red de Transporte (km de conductores) de EPE y de Terceros, año 2007 a 2017.

## 6. Operación del Sistema Eléctrico de EPE Santa Fe

### Situación de corredores radiales

La operación de una red de transmisión estará determinada por varios factores: la configuración adoptada, los elementos limitantes que tiene la propia red, la demanda que se presente, la generación disponible, los elementos compensadores, la planificación de la misma, los mantenimientos, las contingencias, etc. De esta forma se podrán presentar un gran número de escenarios posibles, con diferentes características cada uno, y objetivos para el análisis. Es el propósito de este trabajo concentrarnos en aquellos escenarios que presenten grandes desafíos para la operación de la red de transmisión, donde luego poder realizar un diagnóstico e interpretación de estas situaciones.

De esta forma, comenzamos presentando en las siguientes figuras un diagrama geográfico de la red de transmisión de EPE Santa Fe, así como identificando dos corredores radiales de 132 kV de gran longitud, que presentan en determinados escenarios de pico de demanda muy bajos perfiles de tensión, con importantes dificultades desde el punto de vista de la operación y la planificación de la red.

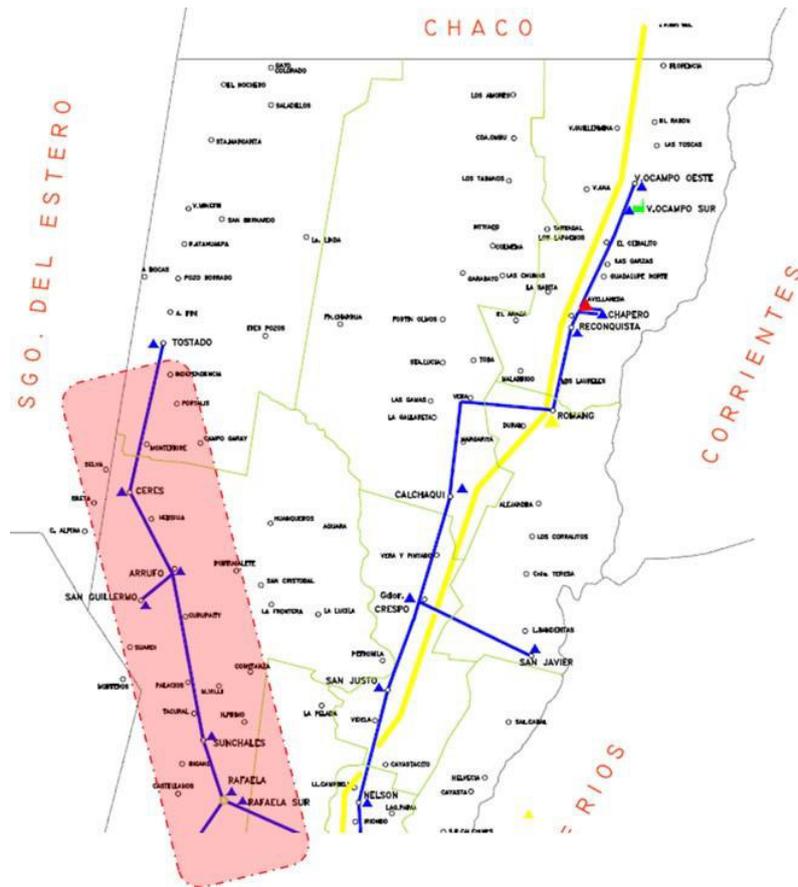


Figura 9: Diagrama geográfico y Corredor Radial Norte de la Red de Transmisión de 132 kV de EPE Santa Fe.

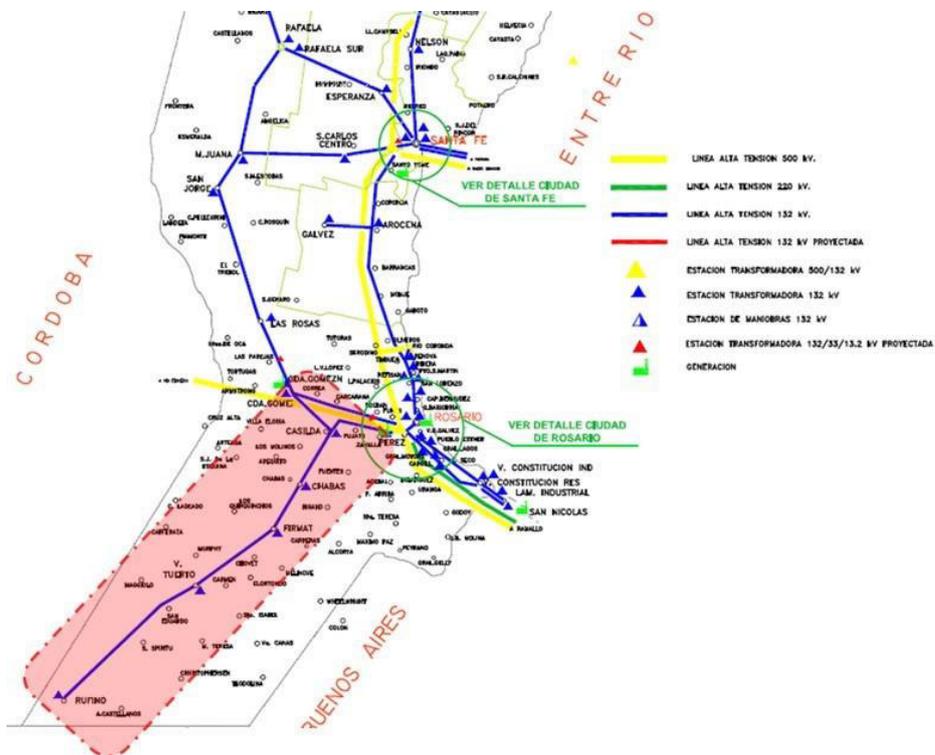


Figura 10: Diagrama geográfico y Corredor Radial Sur de la Red de Transmisión de 132 kV de EPE Santa Fe.

En la figura 9 se destaca el corredor radial Norte de 132 kV, que abarca las EE.TT. de Esperanza, Rafaela Sur, Rafaela Oeste, Sunchales, Arrufó, San Guillermo, Ceres y Tostado, con una longitud total aproximada de 310 km. En la otra figura 10 se encuentra el corredor radial Sur de 132 kV, con una longitud total aproximada de 250 km, abarcando las EE.TT. Casilda, Chabás, Firmat, Venado Tuerto (y Cooperativa de VTU), y Rufino.

Para entender el problema con los bajos perfiles de tensión, hay que pensar en los diferentes métodos para el control de flujo de potencia reactiva en una red, que consisten en el control de los generadores (sub o sobre excitación), regulación de tensión mediante variación de los topes de transformación, y compensación mediante sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS, por ejemplo: SVC, STATCOM, Reactores saturables, bancos de capacitores shunt, etc)<sup>7</sup>.

Con relación a lo que ocurre en la red de Transmisión de EPE respecto de estos corredores radiales, y los nombrados métodos de control, podemos decir que:

- Se ha alcanzado el límite de regulación de tensión permitido en los transformadores de los nodos de interconexión (1.05 p.u. – según los procedimientos de CAMMESA). En la actualidad, se debe partir bajo ciertos escenarios desde estos nodos con tensiones superiores a las admitidas, para llegar a los finales de líneas con tensiones operables: al menos 114 kV. Luego, los transformadores ubicados en algunas EE.TT. de estos corredores han alcanzado su límite de regulación, y bajo ciertos escenarios apenas podremos mantener la tensión nominal en los arrollamientos de MT (33 y 13,2 kV).
- En los dos corredores que analizaremos existe generación distribuida, pero la misma no es suficiente para realizar el control de tensión, por ser innecesario su aporte de potencia reactiva con respecto al requerimiento del corredor. No es un tema menor el importante costo que tienen la potencia disponible y el despacho de esta generación distribuida, actualmente sociabilizado entre todos los usuarios del país<sup>8</sup>, pero que hay sensibles posibilidades que en el breve tiempo (y por actuales políticas nacionales) deje de resultar así, y que estos costos pasen a engrosar los de la distribuidora que los tiene instalado en su red, y pide su despacho.
- Se han venido instalando bancos de capacitores fijos en diferentes EE.TT. de los corredores nombrados. Estos bancos capacitivos se hallan vinculados al arrollamiento terciario del transformador de potencia (13,2 kV). Estos módulos de capacidad fija han llegado casi a su límite de instalación, ya que según estudios y recomendaciones de los fabricantes de trafos, sobre cada transformador se recomienda no colocar módulos superiores al 30% de la capacidad nominal del trafa (para evitar problemas de sobrecarga). Por otra parte, ya que estos bancos son módulos fijos, una pérdida espontánea de carga en el corredor haría elevar transitoriamente las tensiones hasta valores peligrosos, afectando notablemente la calidad de servicio.
- En el último año se ha instalado nueva generación distribuida en el corredor sur, actuando como agentes del MEM (se trata de mayores módulos de potencia en generadores propulsados por motores de combustión multi-combustible<sup>9</sup> de gran eficiencia).

Finalmente, teniendo en cuenta estos puntos, y luego de realizar un análisis técnico-económico de posibles soluciones para los inconvenientes en los corredores de 132 kV, se optó por la solución de colocar bancos de capacitores shunt (paralelo) en el nivel de 132 kV en estaciones transformadoras del corredor Norte (2 módulos de 7,5 MVAR en Arrufó), y Sur (1 módulo de 7,5 MVAR en Chabás; y 2 módulos de 7,5 MVAR en Venado Tuerto).

En las siguientes figuras se representan los diagramas unifilares de ambos corredores, para un escenario pico de demanda del verano 2017/18, con los valores de flujo de potencia y niveles de tensión en cada barra. Se consideran que se encuentran en servicio:

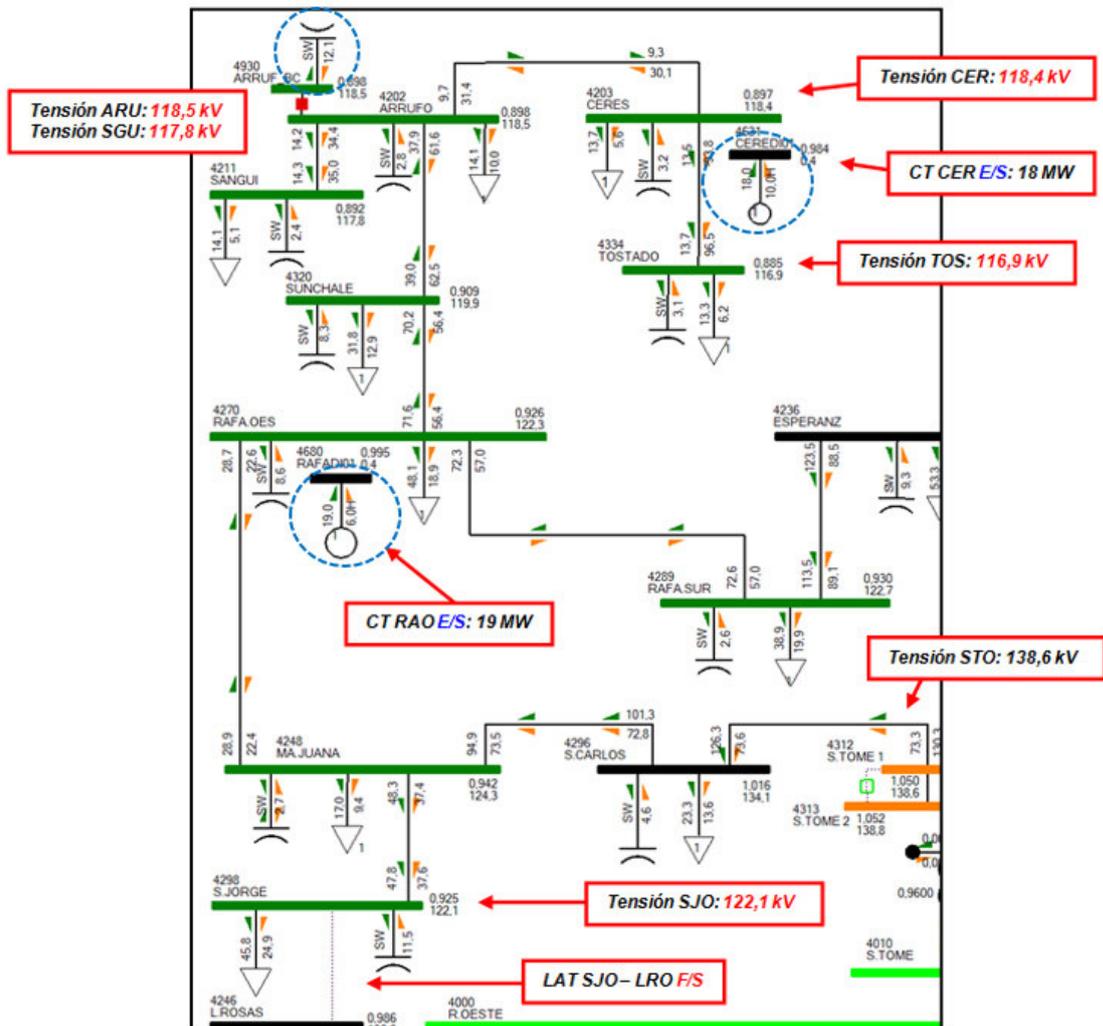
- toda la compensación capacitiva en el nivel de MT (13,2 kV),
- la generación distribuida diésel de las EE.TT. Rafaela Oeste y Ceres (corredor Norte), Venado Tuerto y Rufino (corredor Sur),
- la generación distribuida eficiente en las EE.TT. Cañada de Gómez Norte y Pérez (corredor sur),

<sup>7</sup> SVC (Static Var Compensator): Compensador estático de potencia reactiva. STATCOM (Static synchronous Compensator): Compensador sincrónico estático.

<sup>8</sup> Cuando se trate de despacho por control de tensión, o el mismo lo pida CAMMESA. Si la distribuidora pidiera la generación de manera forzada, los costos deberá abonarlos EPE Santa Fe.

<sup>9</sup> Gas Oil, Fuel Oil, y gas natural.

- los bancos de capacitores en 132 kV de la EE.TT. Arrufó (corredor Norte), Chabás y Venado Tuerto (corredor Sur).



**Figura 11:** Escenario de flujos de potencia del Corredor Norte.

**Observaciones de los resultados de estos escenarios:**

**Corredor Norte:** En la Figura 11 se observa que, aun partiendo desde el Nodo Santa Tomé con un nivel de tensión de 1,052 pu (138,8 kV), se alcanza la ET Tostado con 116,9 kV. Y aunque el límite operativo mínimo es de 114 kV (para obtener niveles nominales en los arrollamientos de MT de los transformadores), con el horizonte de crecimiento de demanda planteado en los puntos anteriores, en el corto plazo podrían alcanzarse estos valores límites.

**Corredor Sur:** Aunque este corredor mostrado en la Figura 12 se encuentra en mejores condiciones respecto a los valores operables de tensión que el del Norte (por contar con mayor unidades de potencia en generación distribuida, y una extensión menor), hay que tener en cuenta que es durante los picos de demanda que se despacha esta generación distribuida diésel, que tiene un coste elevado comparado con el rendimiento de la máquina primaria. De la misma forma entonces, con el horizonte de crecimiento de demanda planteado en los puntos anteriores, en un plazo corto también se alcanzarían estos valores límites.

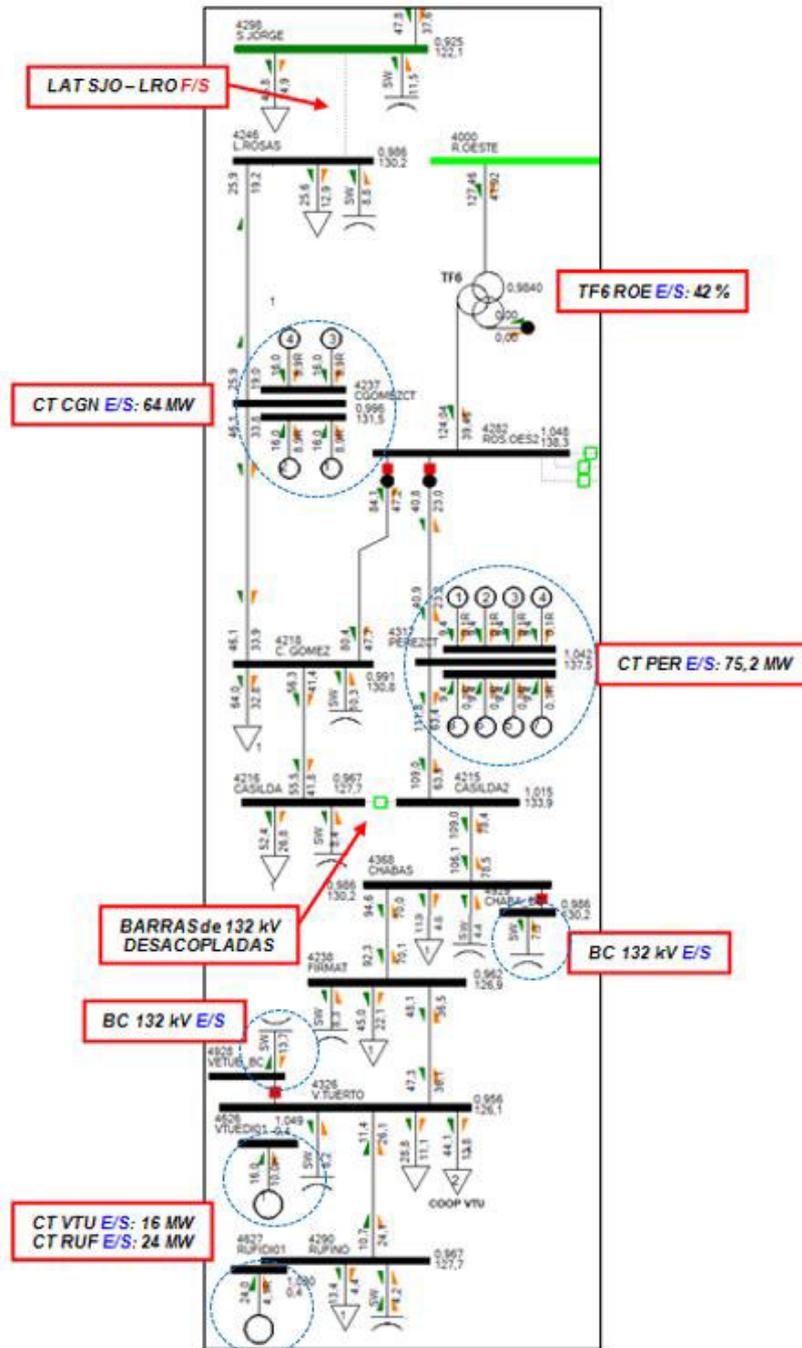


Figura 12: Escenario de flujos de potencia del Corredor Sur.

### Escenarios de Planificación pensados para los corredores radiales

A continuación se exponen los resultados del impacto en los corredores radiales Norte y Sur de EPE Santa Fe, de las diferentes obras planificadas y/o estudiadas para brindar soluciones a los inconvenientes previamente nombrados. En todos los casos, el análisis comparativo de las obras se realizó teniendo en cuenta los indicadores: Horizonte de crecimiento del corredor (calculado a partir del año de ingreso en servicio de la obra), Generación Distribuida (GD) requerida en un horizonte de 15 años, Energía No Suministrada (ENS) operada en un horizonte de 15 años, crecimiento específico en términos de la relación entre la inversión monetaria requerida y el horizonte de crecimiento porcentual del corredor.

### a. Corredor Norte

En la siguiente Tabla se resumen las obras analizadas de AT y EAT para el Corredor Norte (Esperanza - Tostado), con sus costos de inversión y plazos de ejecución correspondientes.

**Tabla 2:** Resumen de Obras analizadas para el Corredor Norte.

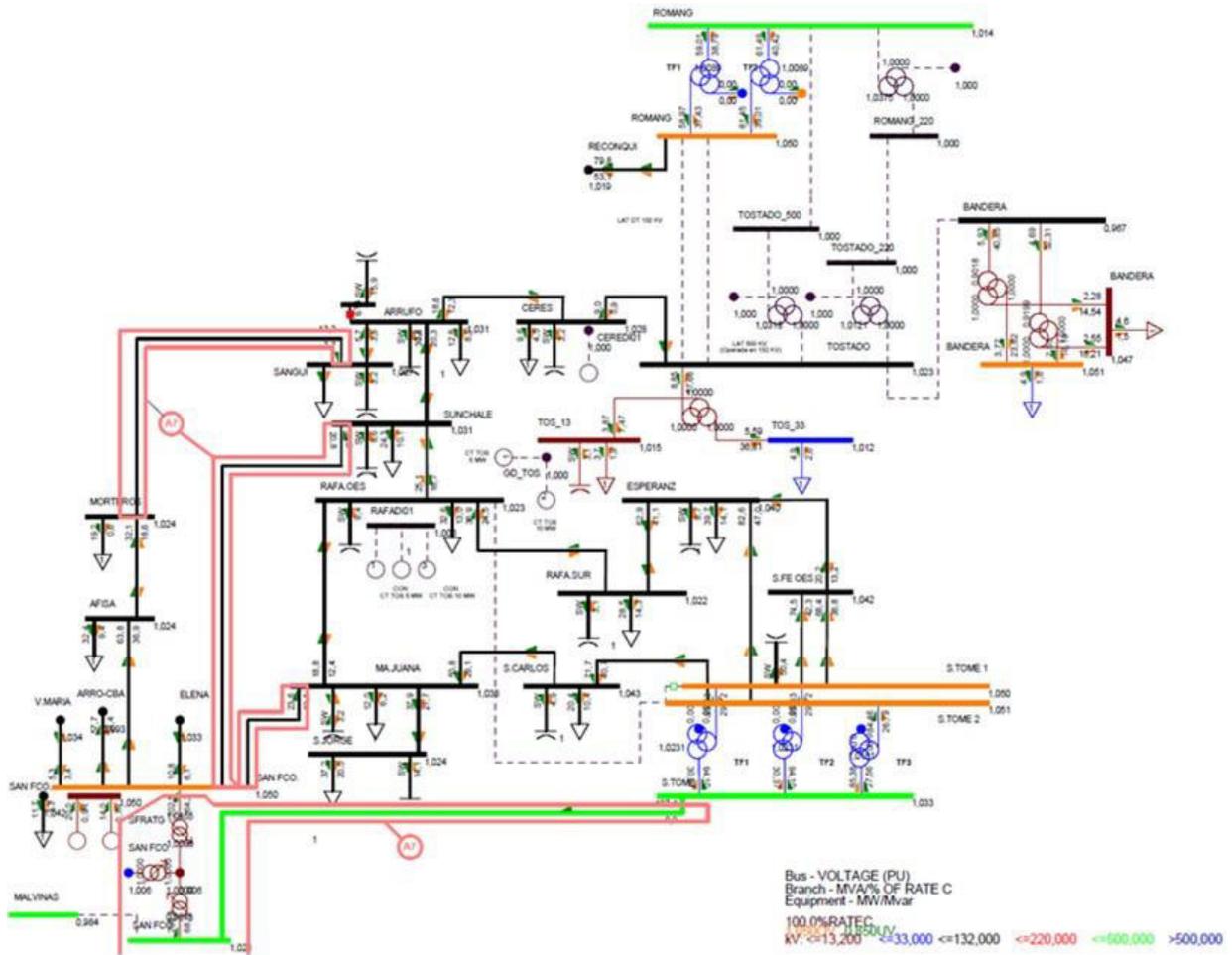
OBRA	PROPUESTA	COSTO DE INVERSIÓN [USD]	PLAZO DE EJECUCIÓN ESTIMADO [Años]
A2 - LAT 132 kV Bandera-Tostado	En Estudio EPESF	13.232.655	3
A3 - LAT 500 kV Romang-Tostado, operada en 132 kV	Planificación EPESF	126.275.100	4
A4 - LEAT 220 kV Romang-Tostado	En Estudio EPESF	129.059.661	5
A5 - LEAT 500 kV Romang-Tostado más ET Tostado 500/132 kV	Planificación EPESF	147.877.512	5
A6 - LAT 132 kV Santo Tomé-Rafaela	Planificación EPESF	20.529.469	3
A7 - ET San Francisco 500/132 kV	Planificación TRANSENER, EPESF y EPEC	42.683.546	5
A8 - LAT DT 132 kV Romang-Tostado	En Estudio EPESF	45.550.200	4

Se obtuvieron los resultados del estudio comparativo de las obras analizadas para este corredor, donde se detalla que la obra A7 correspondiente a la ET San Francisco 500/132 kV brinda soluciones de mediano y largo plazo al corredor Esperanza-Tostado (ESP-TOS), además de representar la alternativa de obra más ventajosa desde el punto de vista técnico-económico, de acuerdo a los costos globales de inversión en infraestructura + operación, los MWh requeridos de generación forzada y los volúmenes de ENS originados:

- Los gastos que conlleva no hacer obras y mantener el despacho forzado de la GD actual, presentan pagos en GD y ENS significativos y muy superiores con respecto a cualquiera de las alternativas de obra analizadas.
- La obra A7 presenta una de las alternativas de obras de menor costo global, y garantiza un horizonte de crecimiento a largo plazo del corredor.
- La obra A7 además, es una de las que presenta una mayor eficiencia desde el punto de vista técnico-económico, dado que demanda los menores costos de inversión para los crecimientos esperados del corredor.
- Para el análisis de costos de inversión, la A7 se trata de una obra de onerosidad media (comparada con el resto de las propuestas, que tendrán menores y mayores costos). En el caso de la ET 500/132 kV San Francisco, al tratarse de una obra interprovincial (los beneficiarios directos son las provincias de Santa Fe y Córdoba), con implicancias en 500 kV de índole nacional, la EPESF debe afrontar los costos de todas las obras de vinculación en 132 kV desde la ET hacia la red de EPESF (en total 150 km de LAT en 132 kV que se traduce en un costo aproximado de 622 MUSD) y un proporcional de los costos de las obras en 500 kV (ET 500/132 kV San Francisco más LEAT 500 kV Santo Tomé-San Francisco) correspondiente a su participación porcentual en el consumo de energía nacional (ronda el 9,4%).
- Respecto a requerimientos de GD, la obra A7 los retrasa hasta el año 2029 y en términos totales, para el período de estudio requiere entre 2 a 17 veces menos energía de suministro de la GD en comparación con el resto de las alternativas de obras evaluadas.
- Relativo a la ENS, la obra A7 retrasa los problemas de calidad de energía en el corredor hasta el año 2031, donde comienzan a originarse ENS y en términos totales, para el período de estudio los volúmenes de ENS resultan entre 7 a 123 veces menores en comparación con el resto de las alternativas de obras evaluadas.

En la siguiente figura 13 se muestra el diagrama unifilar escenario de demanda año 2023, resaltando la obra A7 en servicio: ingreso de la ET 500/132 kV San Francisco (Córdoba) + enlace en 500 kV S.

Francisco-S. Tomé + LATs de 132 kV S. Francisco-M. Juana, S. Francisco-Rafaela Oeste y Morteros-S. Guillermo.



**Figura 13:** Alternativa de obra A7: ET 500/132 kV San Francisco más LATs 132 kV de vinculación a red EPESF. Escenario Demanda de Resto 2023.

**b. Corredor Sur**

En la siguiente Tabla se resumen las obras analizadas de AT y EAT para el Corredor Sur (Casilda-Rufino), con sus costos de inversión y plazos de ejecución correspondientes.

**Tabla 3:** Resumen de Obras analizadas para el Corredor Sur.

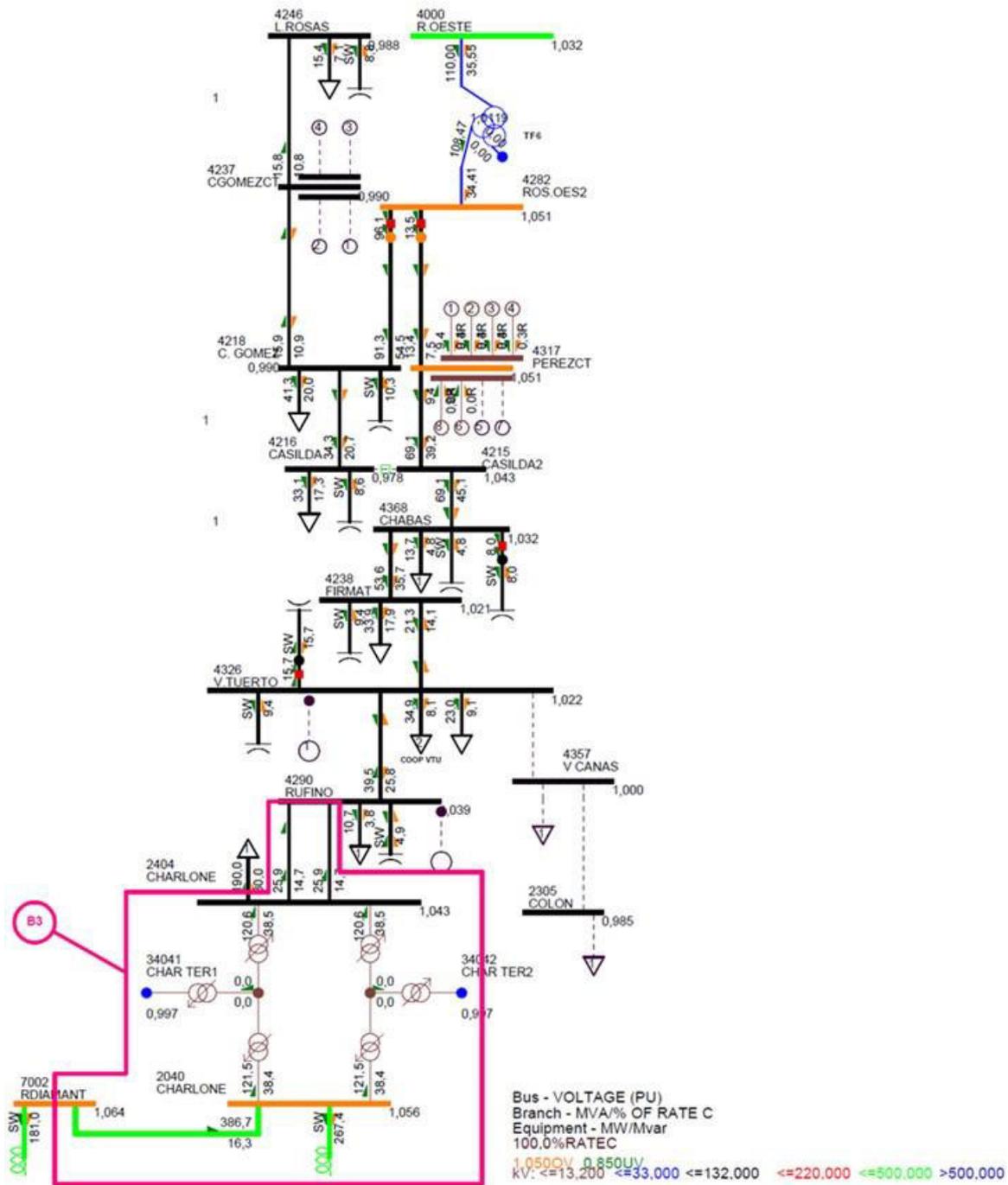
OBRA	PROPUESTA	COSTO DE INVERSIÓN [USD]	PLAZO DE EJECUCIÓN ESTIMADO [Años]
B2a- ET 132/33/13,2 kV Villa Cañas + LAT 132 kV Villa Cañas-Colón	Planificación EPESF	21.910.279	3
B2b- LAT 132 kV Villa Cañas-Venado Tuerto	Planificación EPESF	30.844.566	2
B3- ET Charlone 500/132 kV	Planificación EPESF/EPEC/TRANSBA/APELP/TRANSENER	49.899.271	5

Se obtuvieron los resultados del estudio comparativo de las obras analizadas para este corredor, donde se detalla que la obra B3 correspondiente a la ET Charlone 500/132 kV brinda soluciones de mediano y largo plazo al corredor Casilda-Rufino (CAS-RUF), además de representar la alternativa de obra más ventajosa

desde el punto de vista técnico-económico, de acuerdo a los costos globales (inversión en infraestructura + operación), los MWh requeridos de generación forzada y los volúmenes de ENS originados:

- Los gastos que conlleva no hacer obras y mantener el despacho forzado de la GD actual, presentan pagos en GD y ENS significativos y muy superiores con respecto a cualquiera de las alternativas de obra analizadas.
- La obra B3 constituye la alternativa de menor costo global, con un valor aproximado de 6% inferior con respecto a la obra de mayor costo global (obra B2a). Además, la obra B3 garantiza un horizonte de crecimiento a largo plazo del corredor, mientras que la obra B2a ya presenta agotada la capacidad permanente del corredor el mismo año de ingreso en servicio. Luego, con la vinculación adicional de la ET Villa Cañás al corredor CAS-RUF (a través de la LAT 132 kV Villa Cañás-Venado Tuerto) el corredor mejora sus condiciones de operación.
- La obra B3 se destaca por ser la más eficiente desde el aspecto técnico-económico, dado que demanda los menores costos de inversión para los horizontes de crecimiento del corredor.
- Para el análisis de costos de inversión, la obra B3 constituye la más onerosa. Cabe destacar que en el caso de la ET 500/132 kV Charlone, al tratarse de una obra interprovincial (los beneficiarios directos son las provincias de Santa Fe, Córdoba, La Pampa y Buenos Aires), con implicancias en 500 kV de índole nacional, la EPESF debe afrontar los costos de todas las obras de vinculación en 132 kV desde la ET hacia la red de EPESF (en total 77 km de LAT DT en 132 kV, que se traduce en un costo aproximado de 367 MUSD) y un proporcional de los costos de las obras en 500 kV (ET 500/132 kV Charlone más LEAT 500 kV Río Diamante-Charlone) correspondiente a su participación porcentual en el consumo de energía nacional (ronda el 9,4%).
- Respecto a requerimientos de GD, la obra A7 los retrasa hasta el año 2029 y en términos totales, para el período de estudio requiere entre 2 a 17 veces menos energía de suministro de la GD en comparación con el resto de las alternativas de obras evaluadas.
- Relativo a la ENS, la obra A7 retrasa los problemas de calidad de energía en el corredor hasta el año 2031, donde comienzan a originarse ENS y en términos totales, para el período de estudio los volúmenes de ENS resultan entre 7 a 123 veces menores en comparación con el resto de las alternativas de obras evaluadas.

En la siguiente figura 14 se muestra el diagrama unifilar escenario de demanda año 2023, resaltando la obra B3 en servicio: ET Charlone 500/132 kV + LAT DT 132 kV Charlone-Rufino.



**Figura 14:** Alternativa de obra B3: ET Charlone 500/132 kV más LAT DT 132 kV Charlone-Rufino. Escenario Demanda de Resto 2023.

## 7. Diagnóstico e identificación de las situaciones problemas

La sigla **FODA**, es un acrónimo de **Fortalezas** (factores críticos positivos con los que se cuenta), **Oportunidades** (aspectos positivos que podemos aprovechar utilizando nuestras fortalezas), **Debilidades** (factores críticos negativos que se deben eliminar o reducir), y **Amenazas** (aspectos negativos externos que podrían obstaculizar el logro de nuestros objetivos).

El análisis o matriz **FODA** es una herramienta que permite a cualquier empresa, producto o individuo; obtener una radiografía de una situación puntual que se está estudiando. Esta herramienta permite conformar un cuadro de la situación actual del objeto en estudio, permitiendo obtener un diagnóstico preciso que nos posibilita tomar decisiones alineados con los objetivos y políticas que fueron formuladas oportunamente. El objetivo principal del **FODA** es obtener conclusiones sobre la forma que el objeto en estudio será capaz de afrontar los cambios y las turbulencias del medio (oportunidades y amenazas), a partir de sus fortalezas y debilidades internas.

Para comenzar un análisis FODA se debe hacer una distinción crucial entre las cuatro variables que definen la matriz por separado y determinar qué elementos corresponden a cada una. Con el objetivo de explicitar el concepto de la matriz que nos permita llevar a un diagnóstico de la situación planteada en los distintos escenarios, fundamentaremos cada uno de sus componentes, donde los dos primeros responden a un análisis externo de la empresa y los otros dos a un análisis interno.

**Fortalezas:** son las capacidades especiales con que cuenta la empresa, y que le permite tener una posición privilegiada frente a la competencia. Recursos que se controlan, capacidades y habilidades que se poseen, actividades que se desarrollan positivamente, etc. Responde a preguntas como: ¿qué ventajas tenemos?, ¿qué recursos tenemos disponibles?, ¿cuáles son nuestros puntos fuertes?

**Oportunidades:** son aquellos factores que resultan positivos, favorables, explotables, que se deben descubrir en el entorno en el que actúa la empresa, y que permiten obtener ventajas competitivas. Para identificar las oportunidades podemos responder a preguntas como: ¿qué cambios tecnológicos, sociales, legales o políticos se presentan en nuestro entorno?

**Debilidades:** son aquellos factores que provocan una posición desfavorable frente a la competencia, recursos de los que se carece, habilidades que no se poseen, actividades que no se desarrollan positivamente, etc. Para identificar las debilidades de la empresa podemos responder a preguntas como: ¿qué perciben nuestros clientes como debilidades?, ¿en qué podemos mejorar?

**Amenazas:** son aquellas situaciones que provienen del entorno y que pueden llegar a atentar incluso contra la permanencia de la organización. Responde a preguntas como: ¿qué obstáculos podemos encontrarnos?, ¿existen problemas de financiación?, ¿cuáles son las nuevas tendencias que siguen otros actores que influyen en el negocio?

Teniendo en cuenta toda la información planteada en este trabajo, se realizó un análisis FODA (Tabla 4) para el crecimiento y la operación de la Red de Transmisión Eléctrica en la Provincia de Santa Fe.

**Tabla 4:** Análisis FODA para toma de decisiones según el crecimiento y la operación de la Red de Transmisión Eléctrica en la Provincia de Santa Fe.

Matriz FODA	
FORTALEZAS	OPORTUNIDADES
<ul style="list-style-type: none"><li>• Monopolio natural/legal</li><li>• RRHH disponibles</li><li>• Mantenimiento preventivo</li><li>• Infraestructura y Maquinarias</li><li>• Relaciones Políticas/Empresa estatal</li><li>• Continuidad de políticas de gobierno y plan estratégico</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Nuevas Tecnologías</li><li>• Posibilidad de tomar crédito.</li><li>• Políticas Nacionales (Planes Renovar).</li><li>• Situación de Mercado Internacional favorece instalación de Industrias / Usuarios y concreción de convenios / nuevas obras, con el aval de la parte interesada.</li><li>• Condiciones geográficas / económicas / sociales y características de las redes energéticas, favorecen la radicación de interesados</li></ul>

<b>Matriz FODA</b>	
<b>DEBILIDADES</b>	<b>AMENAZAS</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Geografía muy extensa y diferencias en las prestaciones en norte vs sur de la provincia.</li> <li>• Dificultad en planificar interconexiones con otras distribuidoras/transportistas (estado de redes en igual o peor situación).</li> <li>• Colapsos de tensión (aumento considerable de la demanda del tipo potencia constante + cambios climáticos)</li> <li>• Falta de Personal especializado o falta de capacitación.</li> <li>• Falta de información al usuario sobre conformación de la tarifa/obras desarrolladas/posibilidades de mejora/debilidades.</li> <li>• Problemas de calidad de producto eléctrico.</li> <li>• Equipamiento con tecnologías antiguas/edad en el límite de la vida útil.</li> <li>• Equipamientos muy costosos y de volúmenes grandes (difícil realizar stock/movimientos).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cambios de leyes/regulaciones (estado nacional).</li> <li>• Ausencia o demoras en concreción de obras en el SADI u otras Distribuidoras/Transportistas</li> <li>• Conflictos por seguridad pública en electroductos.</li> <li>• Cambio climático + modificación en hábitat natural</li> <li>• Aumento de demanda contaminante (problemas calidad de producto eléctrico)</li> <li>• Falta de continuidad en Plan Estratégico (cambios de políticas de gobiernos)</li> <li>• Regulación por parte de la Demanda</li> <li>• Horizonte de obras a largo plazo en transmisión, son de costo muy elevado y tiempo prolongado de ejecución</li> <li>• Desinversión/Privatización.</li> </ul>

*Fuente: Elaboración propia.*

## 8. Conclusiones

En este trabajo se realizó una presentación de información de la distribuidora estatal de energía eléctrica “Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe”, a través de datos sobre la provincia y su sistema eléctrico. Se expusieron también datos estadísticos sobre la variación de la demanda en el tiempo, y del incremento en equipamiento y redes, así como problemáticas que se presentan en áreas sensibles de su red de transmisión, relacionados con este incremento de demanda, y las obras planificadas para intentar solucionar estos problemas.

Finalmente, utilizar una herramienta como el análisis FODA, para observar puntualmente la situación de la problemática planteada en este sistema eléctrico, y poder obtener un diagnóstico de la situación.

Concluyendo, y aunque se observa que se encuentran superadas por número las Fortalezas y Oportunidades por las Debilidades y Amenazas, resalta que el peso específico de los elementos que componen las 2 primeras (la alta capacitación de los recursos humanos disponibles, la tecnología con la que se cuenta y la que se puede adquirir, la posibilidad de tomar crédito, las relaciones entre la empresa y provincia, así como la continuidad de políticas de gobierno y plan estratégico), hacen que se espere realizable el planteo de objetivos capaces de superar estos inconvenientes y poder cumplir con las acciones que se puedan plantear.

## 9. Bibliografía

- ✓ **Stella, José Alberto** - Apuntes de la cátedra Seminarios de Mercado y Evaluación de Proyectos, Especialización en Energía Eléctrica.
- ✓ **ADEERA** – Datos característicos de Distribuidores – Año 2016.
- ✓ **INDEC** – Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010.
- ✓ **Ley N° 10.014:** Marco Legal que aprueba la creación, finalidad, competencia, atribuciones y deberes, organización y administración, etc. de EPE Santa Fe.
- ✓ **CAMMESA** – Procedimientos para la programación de la operación el despacho de cargas y el cálculo de precios – Versión XXVI (Actualizados al 31 de Enero de 2016).
- ✓ **EPE Santa Fe** – Plan Estratégico 2010 – 2025.

- ✓ **EPE Santa Fe** – Informe Estadístico Año 2017 – U.T. Ingeniería De Operación (Área Operaciones).
- ✓ **EPE Santa Fe** – Análisis de los Requerimientos de Aporte de Energía Proyectados de la Generación Distribuida Instalada en los Corredores Radiales de 132 kV de EPESF vs la Ejecución de Obras Planificadas – (Área Planificación).
- ✓ **EPE Santa Fe** – Informe de Operación para el Verano 2017/18 – U.T. Ingeniería De Operación (Área Operaciones).
- ✓ **EPE Santa Fe** – Informe Mensual de Mercado Eléctrico – Año 2018 – Gcia. Comercial.

# METODOLOGÍA PARA LA EXPANSIÓN PLANIFICADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN ENERSA. PLAN AL 2040 (2019) Lell, Lémole

## 1. Introducción

El presente trabajo nace de la necesidad de analizar la planificación del sistema eléctrico de ENERSA, fundamentalmente la red de transmisión, teniendo en cuenta la demanda a corto, mediano y largo plazo. Como base de información se tomó el último estudio de planificación de la expansión de la red de ENERSA, realizado por la consultora Mercados Energéticos, cuyo horizonte es el año 2026.

Asimismo, se plantea el interrogante sobre la influencia de las políticas energéticas en la generación distribuida y formas de consumo, planteando una estimación de escenarios a 2040.

## 2. Objetivos

### *Objetivo principal*

---

- ✓ *Analizar la metodología de expansión de la red de transmisión de la provincia de Entre Ríos, detallando la demanda actual y su proyección a futuro.*
- ✓ *Prever las obras necesarias para el desarrollo de la red eléctrica.*

### *Objetivos secundarios*

---

- ✓ *Extraer conclusiones acerca del análisis realizado como así también estimar las incidencias de nuevas tendencias de consumo al año 2040.*

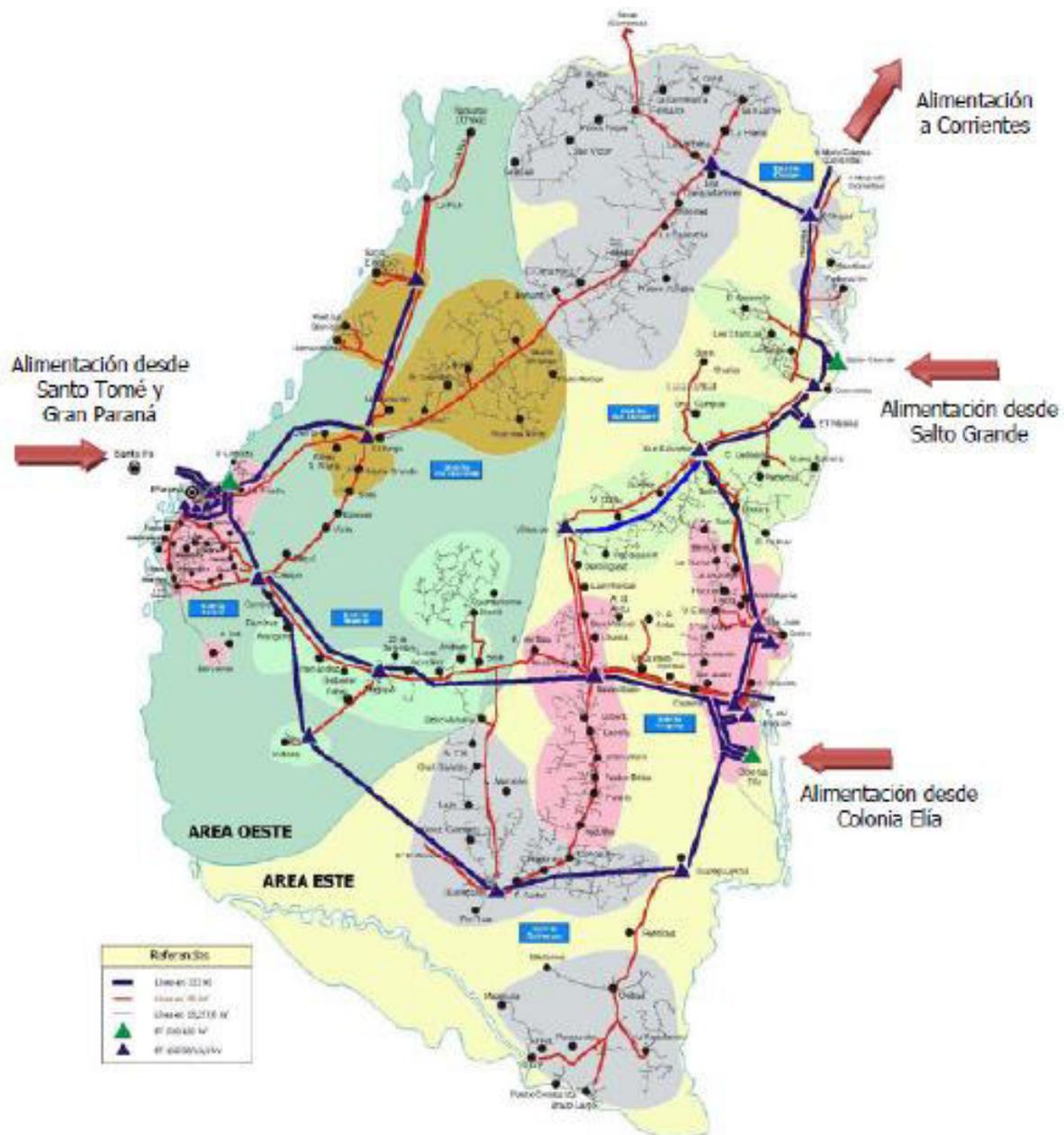
## 3. Red actual de ENERSA

Actualmente distribuye y comercializa electricidad a más de 375.347 clientes en su área de concesión, concentrando el 71% del mercado de distribución de energía de toda la provincia. El restante 29% se encuentra atendido por 18 cooperativas eléctricas a las que a su vez ENERSA también brinda servicio.

ENERSA tiene a su cargo el transporte y distribución de energía eléctrica en un área de 56.300 km<sup>2</sup> de la Provincia de Entre Ríos, con una red de aproximadamente 23.000 km, operando y administrando este servicio público esencial bajo estándares internacionales, de manera eficiente y confiable.

### **Datos Característicos**

• Energía total operada año 2018:	3.753 GWh
• Demanda máxima histórica operada (08/02/2018, 14:37):	854 MW
• Total clientes a diciembre 2018:	375.347
• Líneas de Alta Tensión (132 kV):	1.130 km
• Líneas de Media Tensión (33k kV):	2.300 km
• Líneas de Media Tensión (13,2kV):	11.700 km
• Líneas de Baja Tensión (380V / 220V):	9.400 km
• Estaciones Transformadoras (EAT / AT):	3
• Estaciones Transformadoras (Alta / Media Tensión):	21
• Potencia instalada:	1.091 MVA
• Estaciones Transformadoras (Media / Media Tensión):	85
• Potencia instalada:	289 MVA
• Estaciones Transformadoras (Media/Baja Tensión):	12.357
• Potencia instalada:	1.091 MVA



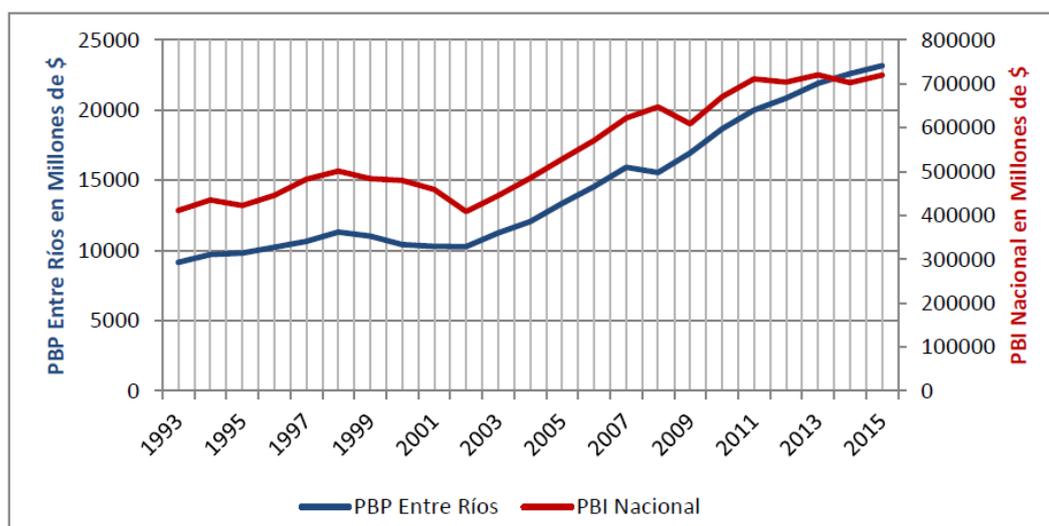
**Figura 1:** Esquema Geográfico de la Red de ENERSA

#### 4. Proyección de la demanda

##### Características socioeconómicas de la región

La producción de la Provincia de Entre Ríos representa alrededor del 3,2% del Producto Bruto Interno (PBI) de Argentina. Su estructura productiva se caracteriza por ser principalmente terciaria (con casi el 60% de la producción), seguido por el sector secundario (22%) y primario (18%). Esta distribución guarda una estrecha similitud con la del País.

Si se observa la Figura 2, puede notarse que ambas variables mantienen una tendencia en común de crecimiento a lo largo de las dos últimas décadas, con la excepción de los períodos de crisis de la convertibilidad durante el 2001 y la crisis internacional del 2009.



**Figura 2:** Evolución del PBP (Producto Bruto Provincial) Entre Ríos vs PBI Nacional (ambos a Precios Constantes del 2004).

Fuente: INDEC, DEC

### Demografía

En el año 2001, momento en que se realizó el Censo Nacional, la cantidad de habitantes de la provincia de Entre Ríos era de 1.158.147 habitantes. Al momento de realizarse el siguiente Censo Nacional en el 2010, se registraron 1.255.574 habitantes. Ello implica un crecimiento promedio anual de 0,9% entre ambos años. Según proyecciones realizadas por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), se espera que para el año 2040 la población de la provincia llegue a la cifra de 1.598.960 habitantes.

### Metodología de proyección de la demanda

Se describe a continuación el proceso metodológico considerado para la proyección de la demanda máxima de la potencia y energía eléctrica:

- En primer lugar, se analizó la información histórica de potencia máxima registrada por cada Estación Transformadora (ET) en 132 kV de tensión. A partir de la misma se ensayaron diversos modelos econométricos con el objetivo de proyectar el crecimiento de la demanda máxima de cada una durante el período de estudio.
- Entre las distintas variables explicativas posibles fueron consideradas tanto el crecimiento demográfico como el económico. Además, se modelaron algunos fenómenos extra-tendenciales, como campañas de electrificación rural u otras previsiones de aumento extraordinario de la demanda provistas por ENERSA.
- En lo que respecta a la demanda de potencia máxima simultánea operada por ENERSA, la misma fue también proyectada econométricamente a partir de datos históricos.
- La potencia media y la demanda de energía total se calculó a partir de las proyecciones de máxima demanda y los factores de carga históricos.
- Finalmente, se distribuyó a la potencia media y la demanda de energía en cada una de las ET del sistema y a cada uno de los distintos niveles de tensión. Estos a su vez fueron desagregadas según Banda Horaria (BH) en horas de pico, resto y valle, mediante la información proveniente de los registros de cada ET.

### Modelización econométrica

La metodología usual para la realización de pronósticos de una variable de interés establece la necesidad de construir un modelo de ella a partir de datos históricos observados. Si bien existen diversos métodos para realizar pronósticos de series temporales, uno de los más usualmente utilizados, dada su simplicidad, así como su sustento teórico y empírico, son los modelos econométricos.

Considerando que tanto la demanda máxima de potencia como la de energía eléctrica se caracterizan por encontrarse correlacionadas con factores socio-económicos propios de la región bajo análisis, la idea básica para modelar su comportamiento se sustentó en la estimación de modelos uniecuacionales. Los coeficientes del modelo fueron estimados considerando el método MCO.

## *Potencia máxima por ET*

---

### **Demanda tendencial**

Para la estimación de la demanda máxima de potencia por ET en 132 kV se optó por construir modelos econométricos individuales basados en la información histórica provista por ENERSA. Se consideraron como posibles variables explicativas a las siguientes: como indicador demográfico, la población registrada en el departamento de Entre Ríos correspondiente a la ubicación de la ET, que surge de información censal del INDEC; y para reflejar el impacto que tiene la actividad económica en la demanda, se utilizó al Producto Bruto Provincial (PBP) a precios constantes del 2004, que proviene de la Dirección de Estadísticas y Censos de la Provincia de Entre Ríos (DEC).

Mientras que para el caso de la Población existen proyecciones oficiales del INDEC para los años posteriores al 2016, no ocurre lo mismo con el PBP. Por dicho motivo, se desarrollaron tres escenarios posibles de crecimiento económico (caso alto, base y bajo), tomando como referencia las tasas de crecimiento proyectadas por el Banco Mundial (BM) para el PBI de Argentina (El Banco Mundial presenta proyecciones hasta el año 2018, a partir del año siguiente se asumió una tasa constante de crecimiento de 3,5%).

### **Demanda extra-tendencial**

Una vez proyectadas las demandas máximas de cada ET, se incluyó a las mismas un componente extra-tendencial de acuerdo a información provista por ENERSA. Dicho componente refiere a campañas previstas de electrificación rural (ER) y/o a otros aumentos de demanda esperados.

## *Potencia máxima simultánea*

---

Al igual que para el caso de cada ET, la demanda máxima de potencia simultánea operada por ENERSA se proyectó a través de modelos econométricos. Se consideraron como variables independientes de carácter demográfico a la población de la provincia de Entre Ríos, la cual surge de la misma base de datos censal del INDEC, y para la actividad económica nuevamente se tomó al PBP. Además, se incluyó una variable dicotómica para la consideración de aquellos años correspondientes a la crisis económica.

## *Demanda energía*

---

A partir de la demanda de energía del año 2015 y los registros de demanda máxima de potencia simultánea del mismo período se determinó un factor de carga igual a 0,5320. Utilizando este último y las proyecciones de potencia máxima simultánea fue entonces posible estimar la potencia media y energía total demandada para cada año.

Posteriormente se distribuyó a la demanda de energía por cada ET del sistema. Para ello se calcularon factores de proporcionalidad de acuerdo a los registros SCADA individuales de las distintas ET durante el año 2015. A partir de estos resultados se calculó luego la potencia media.

## *Escenarios de Predicción*

---

Uno de los problemas que surge a la hora de realizar proyecciones sobre series de tiempo es el de la incertidumbre existente sobre el comportamiento de las variables que explican al modelo es por naturaleza incierto. El grado de incertidumbre sobre estas variables influirá en la certidumbre de los resultados finales y, normalmente, no es posible o es muy difícil de cuantificar.

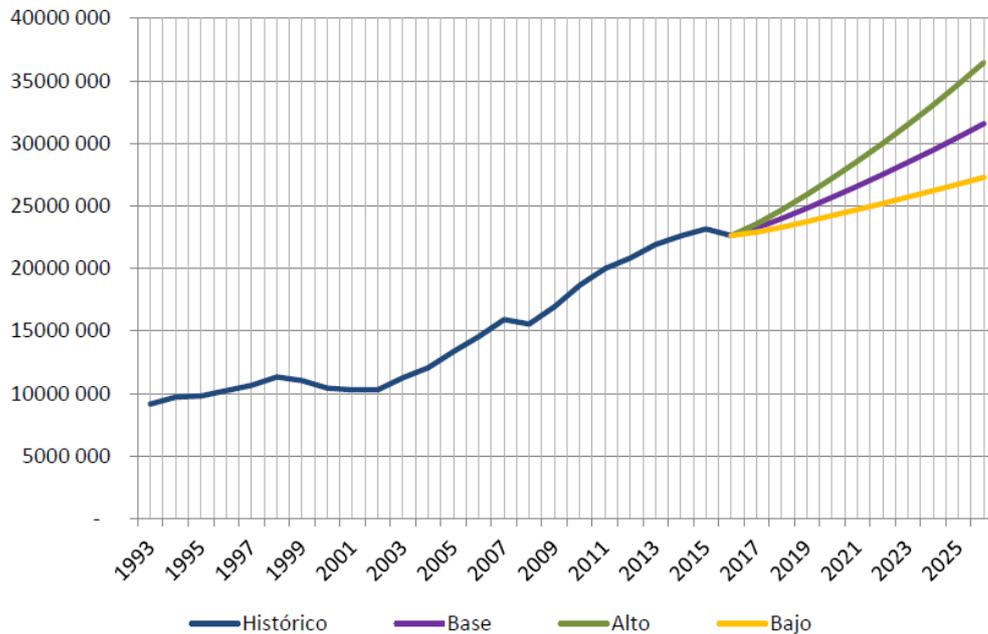
Por este motivo se consideraron tres escenarios posibles para el comportamiento de la variable explicativa PBP. Estos son: el escenario de crecimiento base, de crecimiento alto y de crecimiento bajo.

Para el escenario base, como fue previamente mencionado, se consideró como mejor alternativa tomarlas tasas proyectadas por el Banco Mundial para el PBI Nacional. Cabe mencionar que estas tasas de crecimiento solo se encuentran estimadas hasta el año 2018, por lo que a partir de dicho período se mantuvo constante una tasa de crecimiento de 3,5% anual.

Para el escenario de crecimiento alto, se tomó una tasa de crecimiento un punto y medio porcentual por encima de la tasa considerada en el caso base.

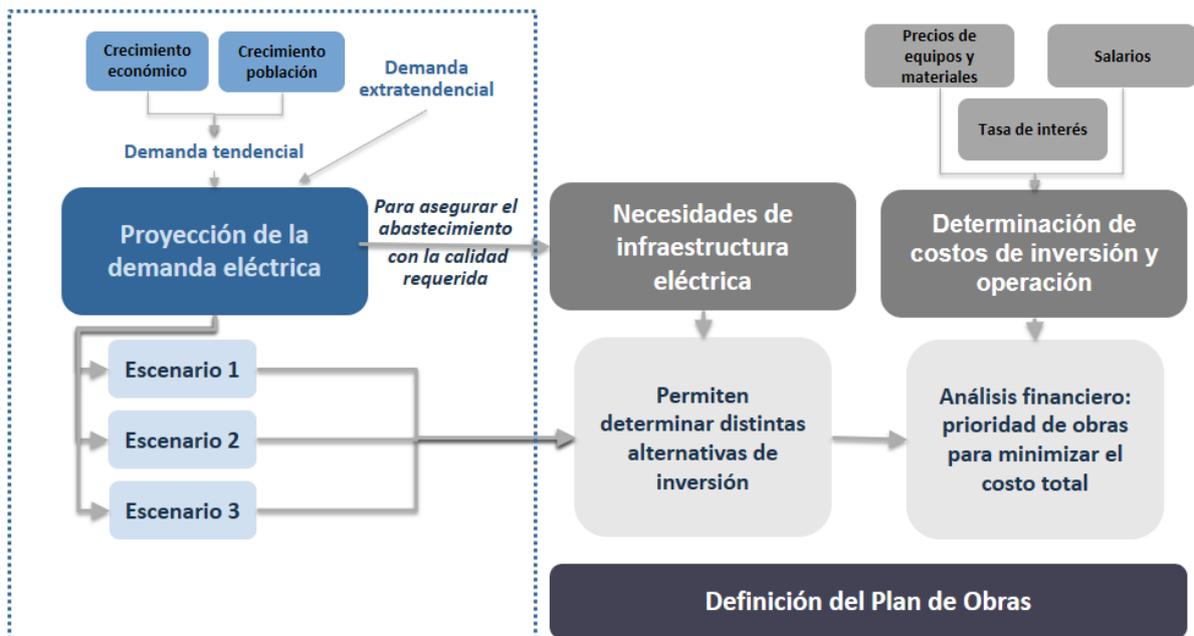
Para el escenario de crecimiento bajo, se tomó una tasa de crecimiento un punto y medio porcentual por debajo de la tasa considerada en el caso base.

En la figura a continuación se muestran los valores del PBP para cada escenario con su respectiva tasa de crecimiento.



**Figura 3: PBP histórico y proyectado.**  
Fuente: Mercados Energéticos

En el siguiente cuadro se resumen los distintos pasos y aspectos a tener en cuenta en la proyección de la demanda de energía eléctrica, con el fin de prever las obras necesarias para abastecer dicha demanda y poder planificar las inversiones a corto, mediano y largo plazo de la empresa.



**Figura 4: Esquema metodología Proyección de la Demanda.**  
Fuente: Mercados Energéticos

## 5. Resultados obtenidos

A partir de los modelos anteriormente mencionados, se proyectaron las siguientes variables, para cada uno de los tres escenarios simulados:

1. Potencia máxima por ET, a cada nivel de tensión (132 kV, 33 kV y 13,2 kV).
2. Potencia máxima simultánea
3. Potencia media y consumo total de energía eléctrica.
4. Potencia media y consumo total de energía eléctrica por ET, a cada nivel de tensión (132 kV, 33 kV y 13,2 kV).
5. Potencia media y consumo total de energía eléctrica por ET y BH, a cada nivel de tensión.

A continuación, se adjuntan a modo de ejemplo algunas de las tablas resúmenes de los resultados obtenidos por la consultora Mercados Energéticos:

**Tabla 1: Tasas Históricas y Proyectadas de la Demanda Máxima de Potencia por ET.**

Crecimiento de la Demanda Máxima de Potencia por ET (Tasa Anual Acumulativa)							
Período	BASAVILBASO	CHAJARÍ	CONCORDIA	CONQUISTAD ORES	CRESPO	MASISA	EL PINGO
Histórico 2002-2016	1,7%	9,9%	1,2%	7,2%	4,6%	0,4%	8,8%
Proyectado 2017-2026	3,9%	7,5%	5,5%	4,1%	4,8%	0,5%	7,4%

\* Histórico desde 2005 a 2016

Crecimiento de la Demanda Máxima de Potencia por ET (Tasa Anual Acumulativa)								
Período	GUALEGUAY	GUALEGUAY CHU	NOGOYA	PARANA ESTE*	PARANA NORTE	PARANÁ OESTE	PARANÁ SUR	SAN JOSÉ
Histórico 2002-2016	7,9%	6,4%	5,2%	10,5%	2,7%	9,1%	8,4%	7,3%
Proyectado 2017-2026	3,9%	4,7%	7,0%	7,4%	2,7%	8,8%	6,9%	5,5%

Crecimiento de la Demanda Máxima de Potencia por ET (Tasa Anual Acumulativa)								
Período	SAN SALVADOR	SANTA ELENA	URUGUAY	URUGUAY SUR	VICTORIA	VILLAGUAY* *	COLON***	RÍO URUGUAY
Histórico 2002-2016	11,2%	7,2%	6,1%		5,7%	11,6%	3,9%	-
Proyectado 2017-2026	5,8%	5,7%	4,5%	4,5%	3,9%	8,8%	5,5%	4,8%

\*\* Histórico desde 2009 a 2016

\*\*\* Histórico desde 2010 a 2016

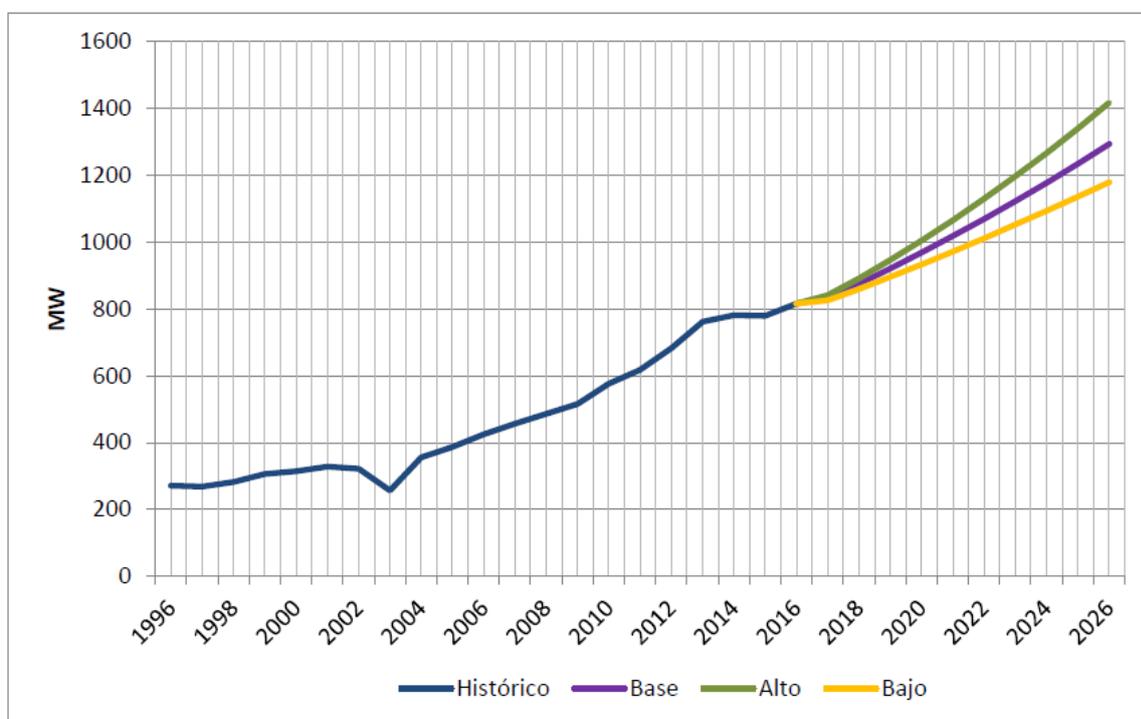
Fuente: Mercados Energéticos

**Tabla 2:** Proyecciones de Demanda Máxima de Potencia Simultánea.

Año	Demanda Potencia Máxima Simultánea Caso Base (MW)	Tasa de Crecimiento (%)	Demanda Potencia Máxima Simultánea Caso Alto (MW)	Tasa de Crecimiento (%)	Demanda Potencia Máxima Simultánea Caso Bajo (MW)	Tasa de Crecimiento (%)
2015	779,5	-0,2%	779,5	-0,2%	779,5	-0,2%
2016	816,2	4,7%	816,2	4,7%	816,2	4,7%
2017	851,7	4,3%	859,4	5,3%	843,9	3,4%
2018	895,4	5,1%	911,6	6,1%	879,2	4,2%
2019	942,6	5,3%	968,3	6,2%	917,3	4,3%
2020	991,7	5,2%	1 027,8	6,2%	956,4	4,3%
2021	1 042,5	5,1%	1 090,2	6,1%	996,3	4,2%
2022	1 095,3	5,1%	1 155,6	6,0%	1 037,4	4,1%
2023	1 150,0	5,0%	1 224,2	5,9%	1 079,4	4,1%
2024	1 206,7	4,9%	1 296,1	5,9%	1 122,5	4,0%
2025	1 265,4	4,9%	1 371,3	5,8%	1 166,6	3,9%
2026	1 326,2	4,8%	1 450,0	5,7%	1 211,6	3,9%
<b>Tasas anuales acumulativas (%)</b>						
Histórica 1996 - 2003	-0,80%		-0,80%		-0,80%	
Histórica 2004 - 2015	7,39%		7,39%		7,39%	
Proyectada 2016 - 2026	4,97%		5,91%		4,03%	

Nota: el año 2015 y 2016 son observados.

Fuente: Mercados Energéticos



**Figura 5:** Gráfica Demanda Máxima de Potencia Simultánea Histórica y Proyectada.

Fuente: Mercados Energéticos

**Tabla 3: Proyecciones de Demanda de Energía.**

Año	Demanda Total Caso Base (MWh)	Tasa de Crecimiento (%)	Demanda Total Caso Alto (MWh)	Tasa de Crecimiento (%)	Demanda Total Caso Bajo (MWh)	Tasa de Crecimiento (%)
2015	3 633 317	5,9%	3 633 317	5,9%	3 633 317	5,9%
2016	3 804 563	4,7%	3 804 563	4,7%	3 804 563	4,7%
2017	3 969 778	4,3%	4 005 664	5,3%	3 933 700	3,4%
2018	4 173 567	5,1%	4 249 151	6,1%	4 098 278	4,2%
2019	4 393 506	5,3%	4 513 140	6,2%	4 275 433	4,3%
2020	4 622 395	5,2%	4 790 763	6,2%	4 457 747	4,3%
2021	4 859 241	5,1%	5 081 337	6,1%	4 644 040	4,2%
2022	5 105 240	5,1%	5 386 379	6,0%	4 835 322	4,1%
2023	5 360 410	5,0%	5 706 231	5,9%	5 031 432	4,1%
2024	5 624 755	4,9%	6 041 222	5,9%	5 232 196	4,0%
2025	5 898 318	4,9%	6 391 733	5,8%	5 437 485	3,9%
2026	6 181 401	4,8%	6 758 420	5,7%	5 647 416	3,9%
<b>Tasas anuales acumulativas (%)</b>						
Histórica 1993 - 2003	5,47%		5,47%		5,47%	
Histórica 2004 - 2015	5,56%		5,56%		5,56%	
Proyectada 2016 - 2026	4,97%		5,91%		4,03%	

Nota: el año 2015 es observado.

Fuente: Mercados Energéticos

## 6. Desarrollo de la red de transmisión en alta tensión

La planificación de los sistemas de transmisión tiene por objeto principal determinar el conjunto de obras necesarias, técnica y económicamente viable para el corto, mediano y largo plazo, que permitan operar el sistema de manera segura, cumpliendo con los requerimientos de la calidad de producto y servicio técnico exigidos por su contrato de concesión.

A partir del modelo completo de la red eléctrica del SADI provisto por CAMMESA, de la información disponible en las Guías de Referencia del Sistema de Transporte, se construyó un modelo adecuado para los estudios a ejecutar, conservando el mayor detalle posible en la representación del área de ENERSA (zona de estudio).

La modelización estática del SADI es la contenida en el modelo utilizado por CAMMESA y TRANSENER para el programa PSS/E, la cual contiene una modelización detallada de todas las plantas de generación actualmente vinculadas al sistema interconectado.

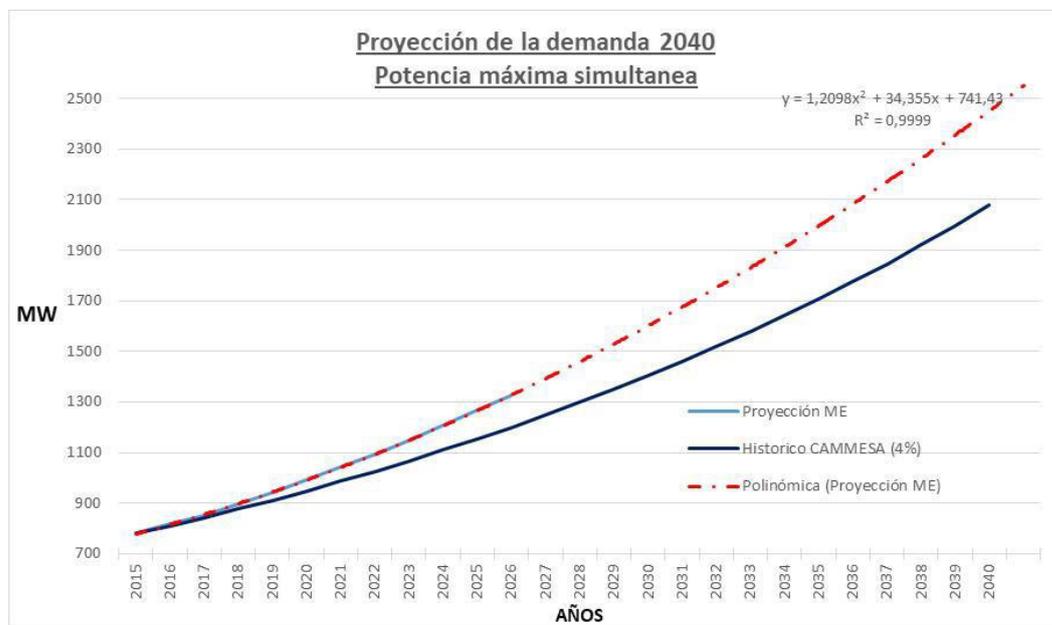
**Como resultado de la modelización se obtuvo el Plan de Expansión de Transmisión, el cual establece que para el 2026 será necesario realizar los siguientes puntos:**

- 10 nuevas ET 132 kV e incremento de 630 MVA de capacidad de transformación 132 kV / MT ( $\approx +60\%$ , alcanzando 1681 MVA) con una inversión estimada de U\$D 125.000.000
- 428 km de nuevas LAT en 132 kV ( $\approx +38\%$ , alcanzando 1560 km) con una inversión estimada de U\$D 85.600.00
- Adecuaciones varias en EETT (diseño, adición de compensación shunt, reactores de neutro, etc.) y líneas de 132 kV (reemplazo de transformadores de corriente y bobina de onda portadora).

Se adjunta como anexo los Esquemas geográficos de Entre Ríos indicando las obras necesarias a lo largo del periodo de estudio.

## 7. Estimación escenario 2040

En función de los resultados obtenidos de las proyecciones realizadas por la consultora Mercados Energéticos se realizó una proyección de la demanda estimada al año 2040 y se la comparo con una proyección considerando una tasa de crecimiento de la demanda del 4%, la cual es la tasa de crecimiento medio histórica de CAMMESA. En la siguiente figura se observan dichas proyecciones.



**Figura 6:** Proyecciones de Demanda Potencia máxima simultánea 2040.

Analizando las proyecciones anteriores se espera que en 2040 la potencia máxima en Entre Ríos sea del orden de entre 2000 a 2500 MW (más del doble del pico actual 850 MW).

El estudio de ME no contempla las posibles influencias de las políticas de incentivo a la eficiencia energética y de generación distribuida a nivel usuario.

Considerando las estimaciones de los Escenarios Energéticos Argentina 2040, donde se concluye que *al final del período de análisis será necesario duplicar y hasta triplicar la potencia instalada a nivel nacional aun considerando un uso responsable de la energía*, podemos concluir que la potencia en Entre Ríos está en consonancia con el orden nacional.

Teniendo en cuenta que en dicho documento se detalla un posible ingreso del auto eléctrico del orden 20 – 40% del parque automotor, como así también una conversión del 50 – 100% de los colectivos urbanos a electricidad, es necesario que desde ENERSA se analice el posible impacto de los nuevos hábitos de consumo en la planificación de las redes.

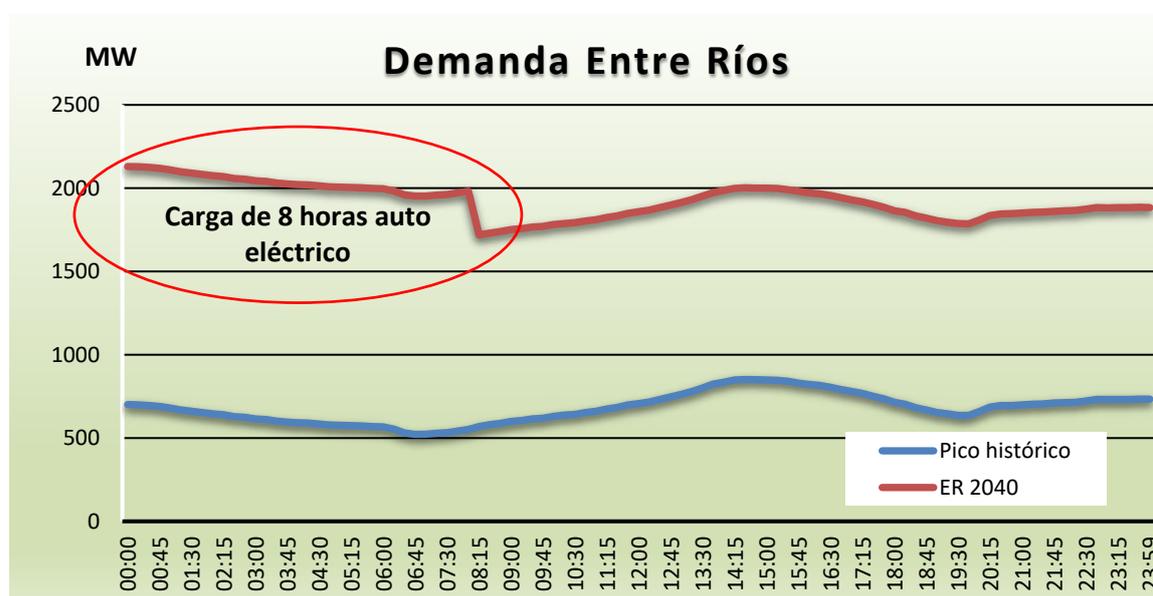
A modo de ejemplo, y con el fin de estimar el posible impacto en ENERSA si se cumpliera con las estimaciones del uso de autos eléctricos se realizó un pequeño cálculo para determinar la potencia eléctrica que demandaría.

Con el dato obtenido de la Asociación de fabricantes de automotores ADEFA del parque automotor en Entre Ríos en el año 2017 y considerando una tasa de crecimiento del 1 %; asumiendo una tasa de crecimiento similar al de la población y no la tasa promedio del 7,5 % entre el periodo 2006/2016 informado por (ADEFA); se estimó el parque automotor al año 2040. Con el valor obtenido se consideró que el 20% de los mismos serán autos eléctricos según las estimaciones de Escenarios Energéticos. Considerando que para realizar la carga de la batería en un tiempo entre 5 y 8 hs se necesitan 6,6 kW de potencia (automóvil Nissan Leaf), y considerando un factor de simultaneidad se obtuvieron los siguientes resultados:

**Tabla 4:** Proyecciones de potencia por inserción de electromovilidad.

Parque automotor a 2017 en Entre Ríos:	335.522
Tasa de crecimiento promedio:	1%
Estimación automotor año 2040:	421.806
Cantidad de autos eléctricos:	84.361
Potencia de carga de batería (5-8hs):	6,6 kW
Potencia necesaria considerando carga simultanea:	557 MW
Potencia necesaria considerando FS=0,5	278,5 MW

Es de esperar que esta demanda de energía se de en los horarios de valle. Considerando esta hipótesis se obtuvo la siguiente gráfica.



**Figura 7:** Proyección Potencia máxima simultanea 2040-Impacto auto eléctrico.

Como se puede observar el uso del automóvil eléctrico tendrá un impacto importante en la curva de demanda horaria pasando a ser una curva más suave con poca diferencia entre los picos de demanda máxima y mínima. Esta conclusión puede tomarse como una oportunidad para ENERSA ya que se aumentaría el factor de utilización de las redes obteniéndose mayores beneficios con la misma infraestructura necesaria para abastecer las demandas máximas.

## 8. Conclusiones

Del análisis realizado sobre el estudio de planificación para la expansión de la red de ENERSA se puede concluir que hasta 2026 se tiene estimada la demanda a esperar como así también la red para abastecerla con adecuados parámetros de calidad.

Para años posteriores a dicho año se deberá evaluar el impacto posible del ingreso del transporte eléctrico, micro generación renovable intermitente a nivel usuario residencial y a mayor escala en las redes eléctricas entrerrianas. Además, se requiere analizar los esquemas tarifarios y regulatorios que impactarán en la parte económica financiera de la Distribuidora como así también en lo que respecta a la operación del sistema eléctrico provincial.

## 9. FODA

De la realización del presente trabajo, para lo cual se analizaron diversos aspectos del Mercado Eléctrico se determinaron las Fortalezas y Oportunidades de la empresa ENERSA como así también las Debilidades y Amenazas obteniendo el siguiente cuadro FODA:

FORTALEZAS	DEBILIDADES
Experiencia en el negocio eléctrico	Dispersión de la demanda
Monopolio Territorial	Red extensa/baja densidad de carga
Planificación a corto, mediano y largo plazo	Activos en dólares Vs Ingresos en pesos
Buena Calidad del producto y servicio (Indicadores CIER)	Imprevisibilidad de las políticas energéticas
	Perdidas no técnicas. Robo de energía
	Atraso de las inversiones
OPORTUNIDADES	AMENAZAS
Auto eléctrico	Volatilidad del tipo de cambio (\$/u\$s)
Nuevas unidades de negocios	Demanda confort (Pico diurno)
Manejo de la curva de carga del usuario	Microgeneración intermitente a nivel usuario
Eficiencia energética de los usuarios (posible reducción del pico diurno (demanda confort)	Resistencia social a las obras eléctricas
	Congelamiento de tarifas

## 10. Bibliografía

### *Libros*

- ✓ Antonio González Expósito (2002) "Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica" – ISBN 9788448135928 – McGraw Hill.
- ✓ José María Martínez Fayó – "Apunte de cátedra PROYECCIÓN DE LA DEMANDA" - Unidad
- ✓ Temática N°1, Centrales y Sistemas de Transmisión.

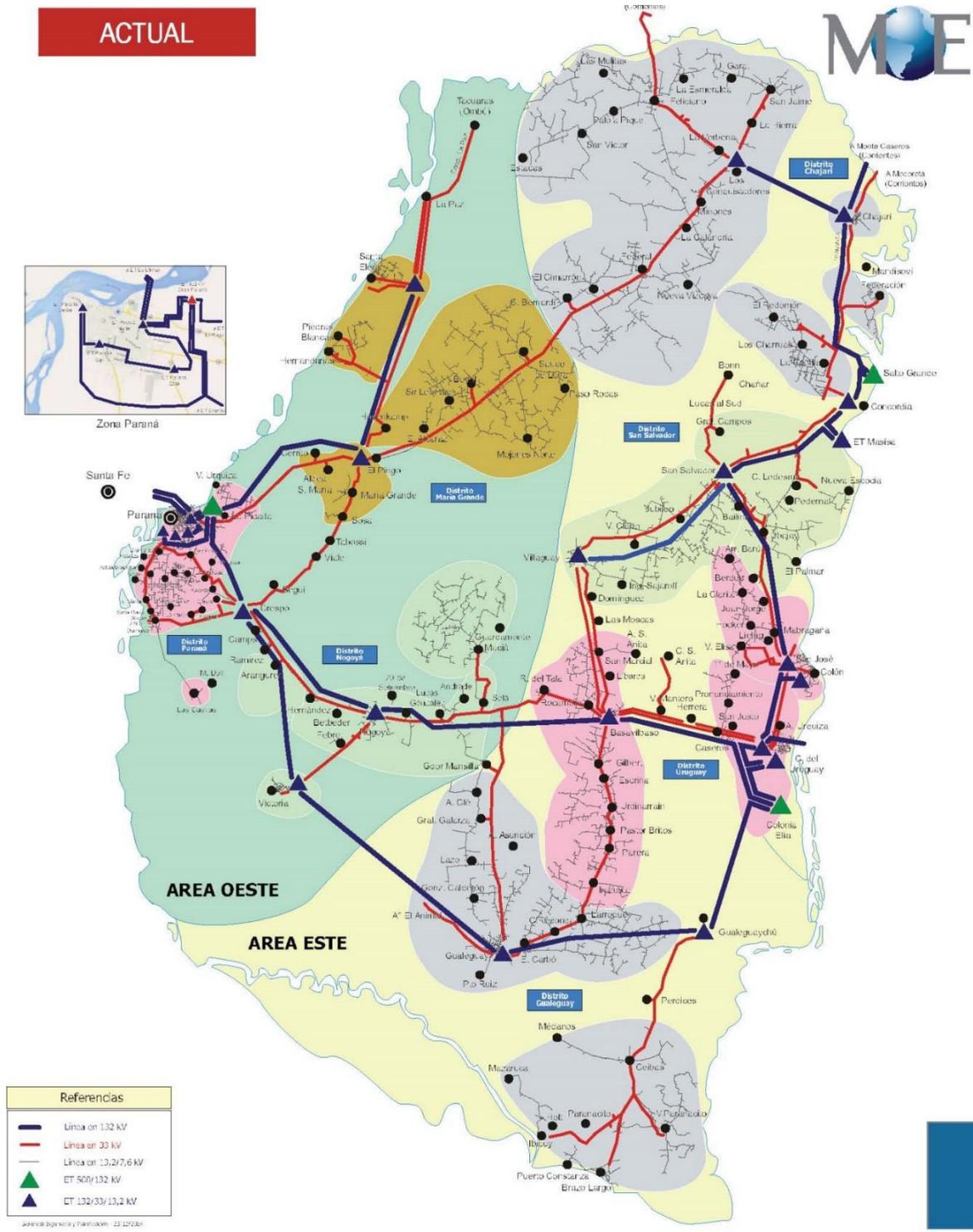
### *Informe privados*

- ✓ Mercado Energético Consultores (2017) "Estudio de planificación de la red de distribución de ENERSA"

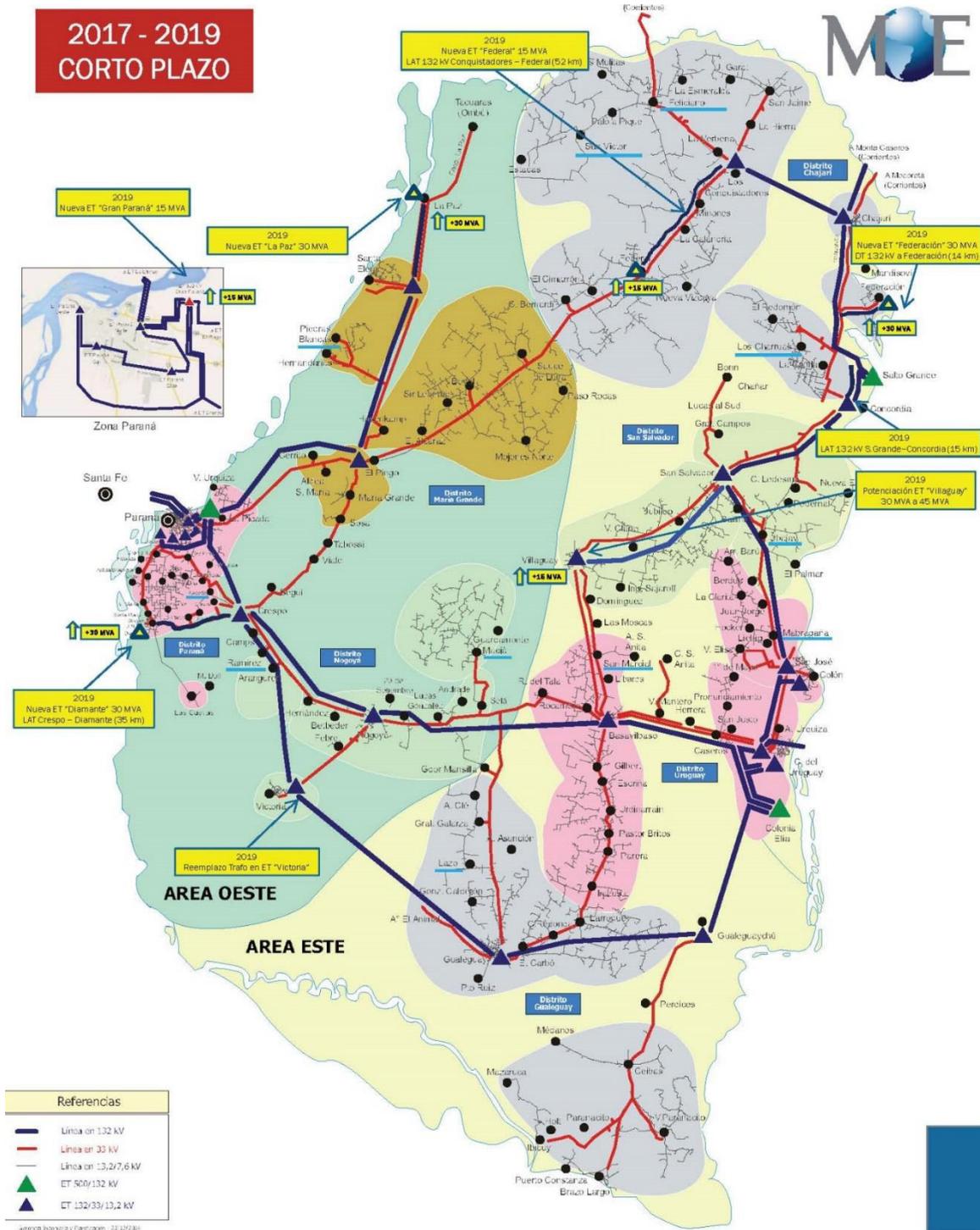
### *Páginas web*

- ✓ Mariela Beljansky, Leonardo Katz, Pablo Alberio y Gustavo Barbarán "Escenarios Energéticos Argentina 2040" – <https://www.escenariosenergeticos.org/publicaciones/>
- ✓ Observatorio Nacional de Datos de Transporte "Evolución del parque de automóviles, vehículos livianos, camiones y autobuses de Argentina" - <http://www.ondat.fra.utn.edu.ar/?p=931>
- ✓ Instituto Nacional de Estadísticas y Censos - <https://www.indec.gob.ar/>
- ✓ Dirección General de Estadística y Censos, Ministerio de Economía, Hacienda y Finanzas, Gobierno de Entre Ríos - <https://Www.Entreros.Gov.Ar/Dgec/>

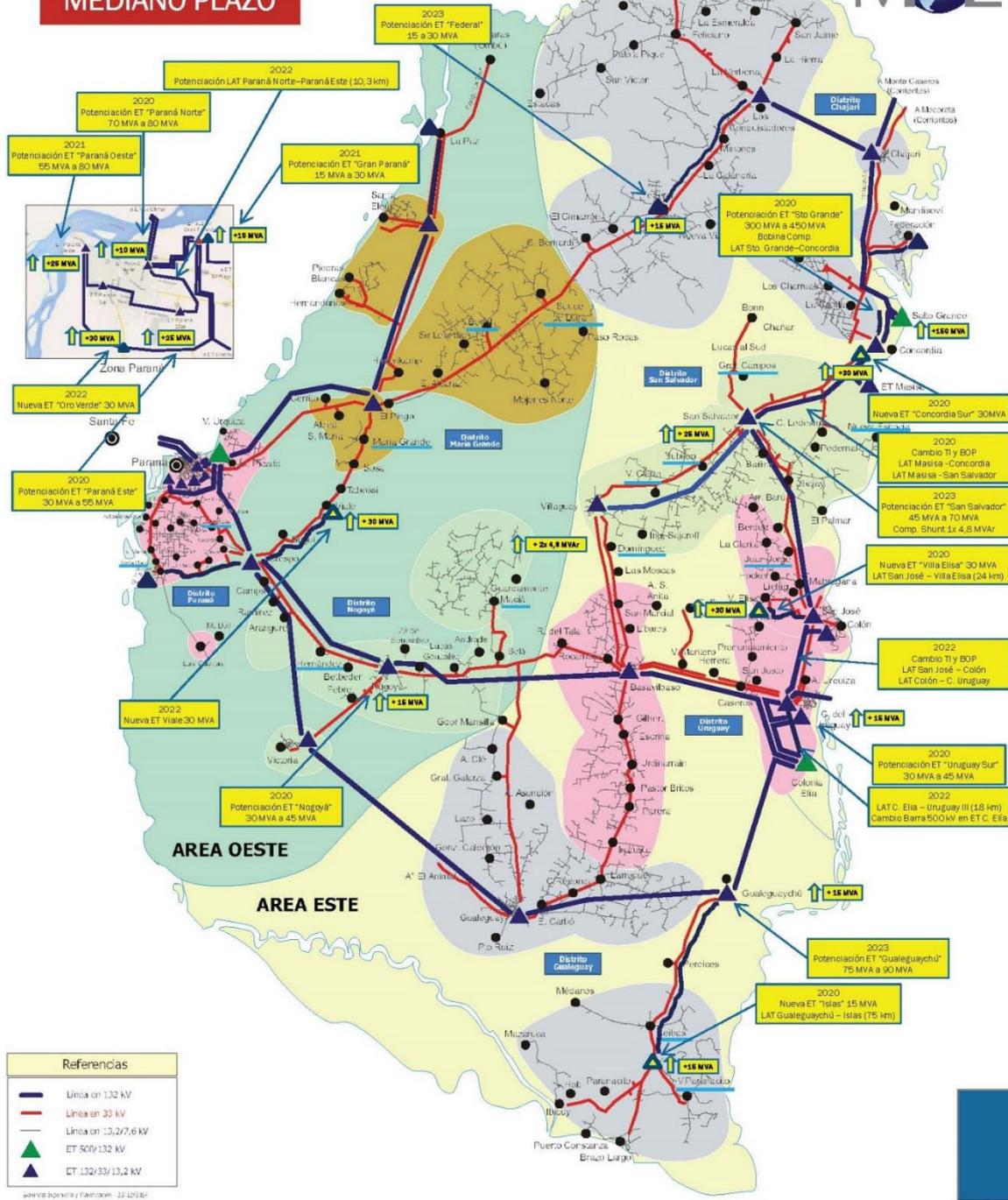
# Anexo 1: Esquema geográfico de Entre Ríos. Obras necesarias periodo 2016-2028



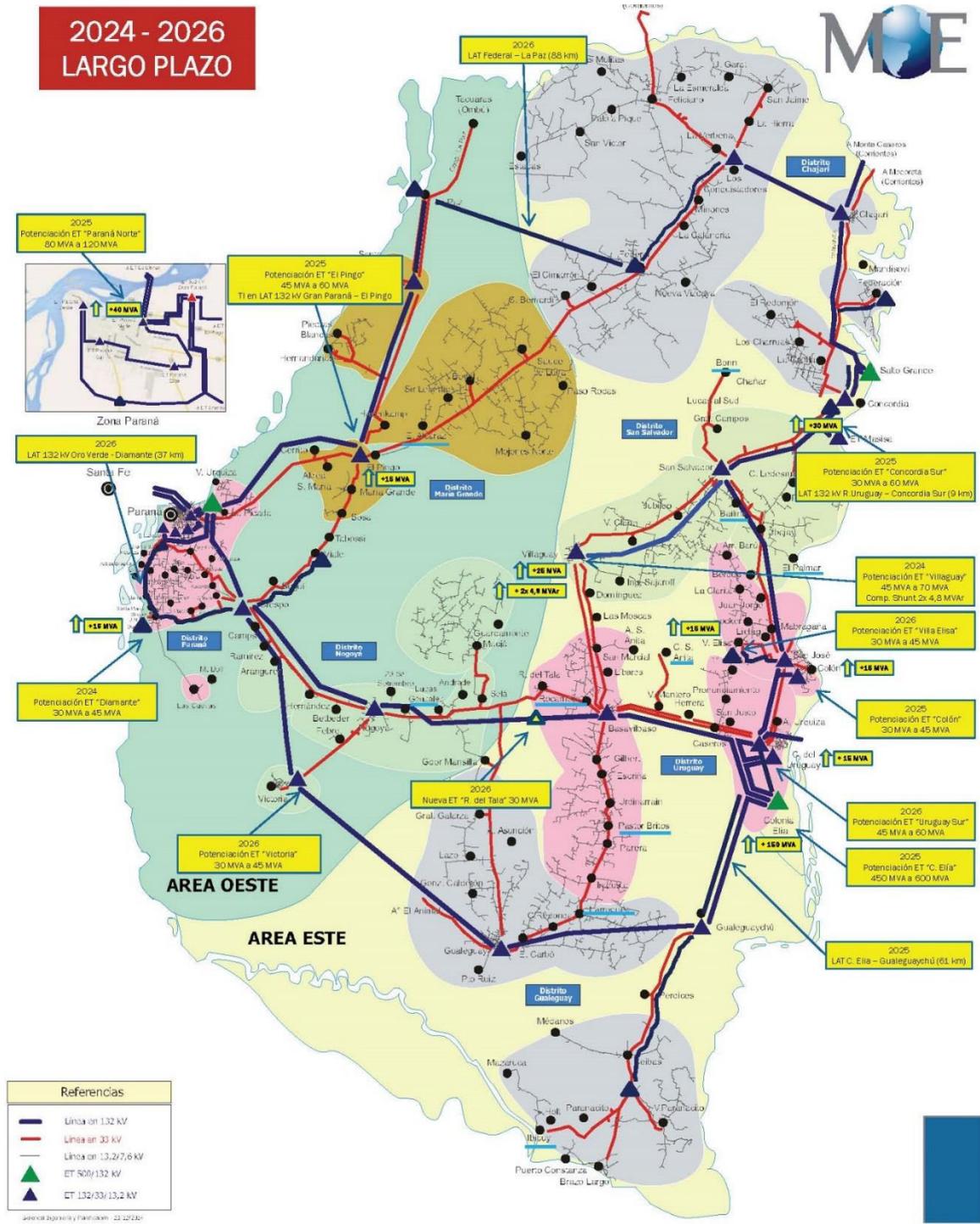
**2017 - 2019  
CORTO PLAZO**



# 2020 - 2023 MEDIANO PLAZO



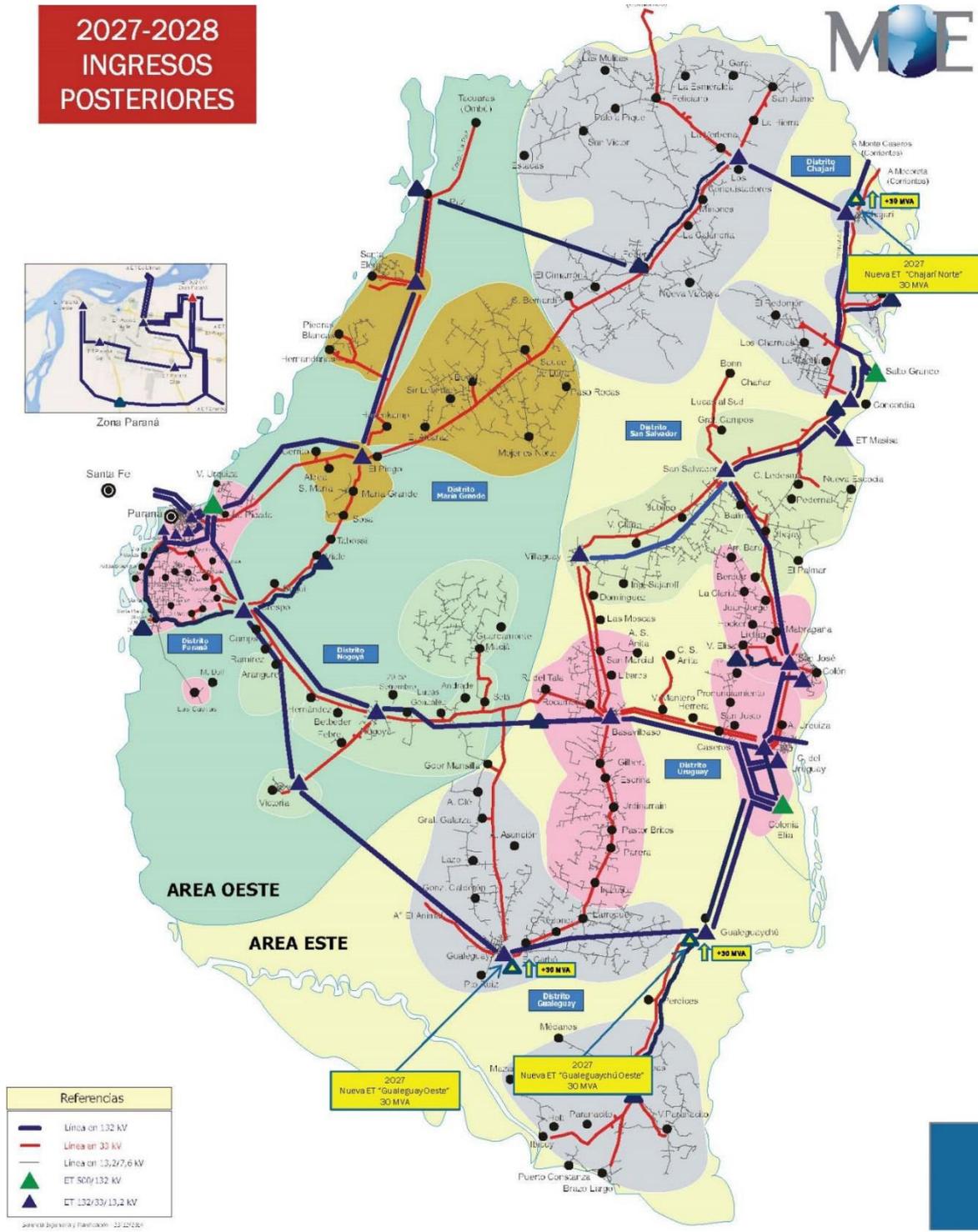
**2024 - 2026  
LARGO PLAZO**



**2027-2028  
INGRESOS  
POSTERIORES**



Zona Paraná



Referencias	
	Línea en 132 kV
	Línea en 33 kV
	Línea en 13,2/7,6 kV
	ET 500/132 kV
	ET 132/33/13,2 kV

Informe de Ingeniería y Planificación - 23/12/2018



# Capítulo 3

---

**La planificación en la distribución de energía eléctrica**

# PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MEJORAS EN LA RED DISTRIBUCIÓN PARA EL PERÍODO 2013-2023 EN LA COOP. ELÉCTRICA DE ZÁRATE (2018). Pitter, Scavuzzo, Retrive

## 1. Introducción

En el presente trabajo se analiza en detalle el periodo de un programa de distribución de energía eléctrica para una compañía distribuidora, en especial a cooperativas y no menor a 10 años. El análisis se desarrolla tanto en lo técnico como en su modelo económico, citando bibliografía de expertos en el tema.

Este proyecto está a cargo de integrantes del departamento de ingeniería eléctrica de la Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional Delta. El mismo tiene como objetivo expandir el modelo de comercialización de energía eléctrica para dicha institución.

En el presente trabajo, se analiza el estado al año 2013 de la Cooperativa Eléctrica de Zárate y se realiza un programa de ampliación y mejoras en la red distribución para el período 2013-2023.

El análisis se desarrolla tanto en lo técnico, como en su modelo económico-social, basado en bibliografía de expertos en el tema, notas de periódicos regionales, balances de acceso público y datos de CAMMESA.

## 2. Objetivos

### Objetivo principal

---

Este trabajo tiene como objetivo determinar los criterios técnicos y económicos para desarrollar un programa de mejora y expansión en el área de distribución y comercialización de energía eléctrica. Evaluando todos los recursos disponibles, financieros y naturales que beneficiarían a todos los habitantes de la ciudad zona concesionada (Partido de Zárate y parte del Delta de Campana) y sus alrededores. Proyectando la distribución eléctrica como un bien común, social e indispensable.

### Objetivos secundarios

---

- ✓ Investigar el crecimiento de la matriz energética y la demanda eléctrica nacional.
- ✓ Integrar al modelo eléctrico a todo habitante de la zona urbana y alrededores, rurales e islas del Delta del Paraná.
- ✓ Analizar el crecimiento de demanda de la distribuidora en relación a la matriz nacional.
- ✓ Realizar inversiones necesarias para afrontar la distribución energética en la región concesionada.

## 3. Estrategias y Políticas del Mercado Eléctrico

Este trabajo es un análisis específico donde se desarrollan nuevas herramientas y un poder de comprensión para evaluar y explicar la comercialización y expansión de energía eléctrica en cualquier institución que así lo desee.

Orientado por profesionales de la temática que se especializan constantemente en temas similares dentro de instituciones de total respaldo universidades, institutos, áreas de investigación, etc.

## 4. Valores y principios cooperativos

Una cooperativa es una asociación de personas autónomas que se unen voluntariamente para hacer frente a sus necesidades y aspiraciones económicas, sociales y culturales comunes por medio de una institución conjunta y democráticamente controlada.

### Valores cooperativos

---

Los valores cooperativos se basan en la ayuda mutua, responsabilidad, democracia, igualdad, equidad y solidaridad. Siguiendo la tradición de los fundadores, siendo su base fundamental los valores éticos de honestidad, transparencia, responsabilidad social y preocupación por los demás.

## *Principios de las cooperativas*

---

- **1er Principio** “Membresía abierta y voluntaria” a todas las personas, sin discriminación de género, raza, clase social, posición política o religiosa. Siempre que estén dispuestas a utilizar sus servicios y aceptar las responsabilidades que conlleva la membresía.
- **2do Principio** “Control democrático de los miembros” Sus miembros participan activamente en la definición de las políticas y en la toma de decisiones. Los hombres y mujeres elegidos para representar a su cooperativa, responden ante los miembros. En las cooperativas de base los miembros tienen igual derecho de voto (un miembro, un voto), mientras en las cooperativas de otros niveles también se organizan con procedimientos democráticos.
- **3er Principio** “Participación económica de los miembros” Los miembros contribuyen de manera equitativa y controlan de manera democrática el capital de la cooperativa. Una parte de ese capital es propiedad común de la cooperativa. Usualmente reciben una compensación limitada, si es que la hay, sobre el capital suscrito como condición de membresía. Los miembros asignan excedentes para cualquiera de los siguientes propósitos: El desarrollo de la cooperativa mediante la posible creación de reservas, de la cual al menos una parte debe ser indivisible; los beneficios para los miembros en proporción con sus transacciones con la cooperativa; y el apoyo a otras actividades según lo apruebe la membresía.
- **4to Principio** “Autonomía e independencia” Las cooperativas son organizaciones autónomas de ayuda mutua, controladas por sus miembros. Si entran en acuerdos con otras organizaciones (incluyendo gobiernos) o tienen capital de fuentes externas, lo realizan en términos que aseguren el control democrático por parte de sus miembros y mantengan la autonomía de la cooperativa.
- **5to Principio** “Educación, formación e información” Las cooperativas brindan educación y entrenamiento a sus miembros, a sus dirigentes electos, gerentes y empleados, de tal forma que contribuyan eficazmente al desarrollo de sus cooperativas. Las cooperativas informan al público en general, particularmente a jóvenes y creadores de opinión, acerca de la naturaleza y beneficios del cooperativismo.
- **6to Principio** “Cooperación entre cooperativas” Las cooperativas sirven a sus miembros más eficazmente y fortalecen el movimiento cooperativo trabajando de manera conjunta por medio de estructuras locales, nacionales, regionales e internacionales.
- **7mo Principio** “Compromiso con la comunidad” La cooperativa trabaja para el desarrollo sostenible de su comunidad por medio de políticas basadas en sus principios y valores aceptados por sus miembros

## *Misión de la Cooperativa de Electricidad y Servicios Anexos Limitada de Zárate*

---

Mejorar la calidad de Vida y dignidad humana, no solo de los asociados sino también de la comunidad en su totalidad. Logrando que el servicio eléctrico no sea un beneficio sino un derecho que todos los habitantes deben percibir. Y brindar todo tipo de servicios para satisfacer otras necesidades, como son los servicios de salud, sociales, turísticos, necrológicos y cualquier otro que la sociedad demande.

## **5. Datos del partido de Zárate**

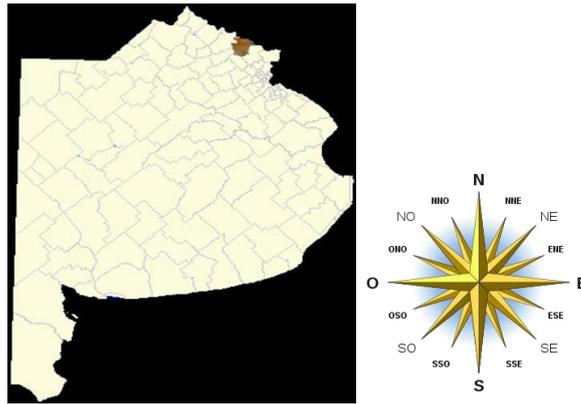
A continuación se determinarán las características geográficas, demográficas e industriales del partido de Zárate, siendo esta la zona de concesión. Contemplando también el crecimiento de la zona proyectando la demanda energética del próximo periodo 2013/2023

### *Zona de concesión, geografía y demografía.*

---

El área de concesión es la correspondiente al partido de Zárate fundada en 1854 y la cual concede el servicio de distribución de energía eléctrica a la Cooperativa desde 1935. Se encuentra en el noreste de la provincia de Buenos Aires a orillas del Río Paraná (figura 1). Contienen dentro de su región una gran superficie de zonas rurales e islas del delta (figura 2).

El partido tiene una superficie de 1202 km<sup>2</sup> con una población cercana a los 100.000 habitantes y una densidad de población de 83 hab/km<sup>2</sup>.

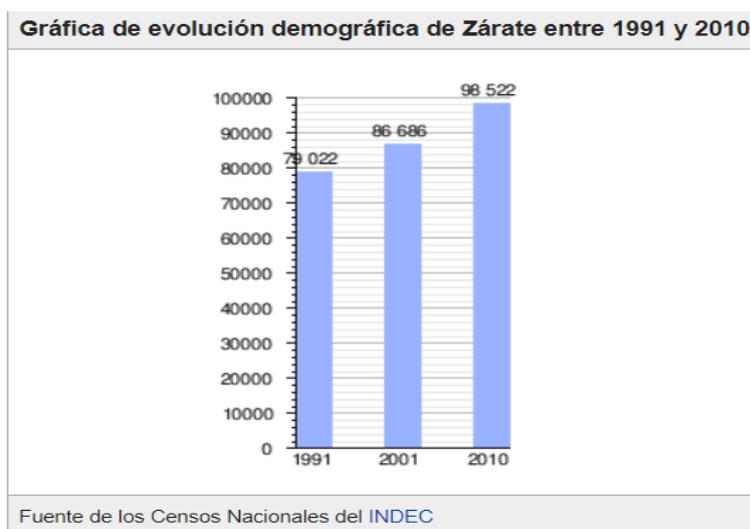


**Figura 1:** Ubicación del partido de Zárate en la Prov. de Bs. As.



**Figura 2:** Partido de Zárate, zona de concesión

De los últimos Censos Nacionales (figura 3) se tiene que hasta el año 2010 había 98.522 habitantes, que comparado con los 86.686 habitantes del censo del 2001, representa un incremento poblacional del 13,6% y promediando con el Censo de 1991 se puede estimar un crecimiento poblacional aproximado del 12% por década.



**Figura 3:** Crecimiento poblacional de la ciudad de Zárate

## Industrias radicadas y el potencial de la zona

Existen radicadas más de 100 Pymes y un parque industrial con más de 40 empresas, mayormente multinacionales (figura 4), que conforman uno de los polos industriales más importantes de la región.

Esto se debe a que la ciudad cuenta con un parque industrial estratégico teniendo en cuenta la excelente ubicación que tiene el partido bonaerense, al estar sobre la costa del río Paraná (con la profundidad necesaria para maniobras de grandes buques) y sobre las rutas nacionales N° 9 (Panamericana), la N° 12 con destino a la Mesopotamia y desde allí al Mercosur, la N° 193 que conecta con la ruta nacional N° 8 (a 30 km) y con la ruta N° 6 que comunica Zarate con La Plata (capital de la provincia de Buenos Aires). Además por el partido de Zarate funcionan dos ramales ferroviarios: El ex-Mitre (Retiro-Rosario-Córdoba-Tucumán) y el ex-Urquiza (Bs. As.-Posadas) a través del puente Zarate-Brazo Largo, le estamos adosando a la región un panorama industrial excelente, de fácil acceso y ramificado hacia el resto del país, el Mercosur y Chile.

Estas características crean condiciones favorables para la radicación de nuevas empresas, con lo cual deberá ser tenido en cuenta a la hora de proyectar las ampliaciones y expansiones de la red de distribución.



**Figura 4:** Algunas industrias radicadas en la zona

## 6. Cooperativa año 2013

La institución lleva 78 años en la distribución de energía eléctrica y brindando servicios sociales y culturales a sus socios y a la comunidad en general.

### Estado y crecimiento de socios

La cantidad de socios de la Cooperativa está en constante crecimiento, debido a las características geográficas y sociales del partido de Zárate. En la actualidad posee 36.000 socios activos.

De los datos históricos, en el año 2003 la cantidad de socios era de aproximadamente 27.000 socios, comparados a los 36.000 socios actuales representa un crecimiento de socios del 3% anual en concordancia con el crecimiento poblacional de la región.

Desde el punto de vista de energético, la demanda residencial, comercial e iluminación pública es de 122 GWh/año que representa aproximadamente el 25% del total de la energía comercializada.

Por otro lado, cuenta con casi 200 grandes usuarios, los cuales consumen 364 GWh/año, que representa el 75% de la demanda total de energía. Acá se observa la gran importancia de la industria a nivel regional.

### Estación Transformadora, potencia instalada y demandada

La Cooperativa cuenta con una Estación Transformadora (ET) de cuatro máquinas que suman una potencia instalada de 105 MVA.



**Figura 5:** Estación Transformadora Zárte

La potencia promedio demandada es de 70 MVA y con un registro de potencia pico máximo de 95 MVA que representa un 90% de la potencia instalada.

### ***Red de distribución***

La red de distribución de energía eléctrica cuenta con 9 líneas de 13,2 kV alimentadas de la ET Zárte, con una extensión total de 70 km. Donde hay 686 SET, en su mayoría se emplean para distribución residencial, comercial y alumbrado público.



**Figura 6:** Red de distribución en 13,2 kV

Además se cuenta con 2 líneas de 33 kV tomadas de ET Zárte, con un longitud aproximada de 50 km. Estas se emplean para alimentar la parte industrial, insular y Lima.

### ***Crecimiento de la demanda energética nacional, provincial y regional***

En base a los datos suministrados por CAMMESA, en función de la figura 7, la demanda de energía eléctrica de la última década a nivel nacional, pasó de 86.442 GWh en 2003 a 129.820 GWh en 2013. Esto implica un crecimiento de la demanda del 5% anual, aproximadamente.

Por su parte, la provincia de Buenos Aires en el mismo período pasó de demandar 8.672 GWh a 16.082 GWh, el cual representa un incremento porcentual del 6,5% anual, el cual es superior que el promedio nacional. Por último, la localidad de Zárte en el mismo período pasó de demandar 276 GWh a 498 GWh, lo que representa un incremento porcentual del 6% anual, crecimiento este muy próximo al crecimiento de la provincia.

Demanda											
(GWh)	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Agentes MEM	82260	87494	92357	97593	102960	105935	104605	110775	116507	121192	125220
Exportación	437	1938	1362	2100	578	1618	1292	359	265	280	0
Bombeo	47	145	432	348	571	537	714	554	566	723	500
Pérdidas y Consumos*	3698	3709	3979	4586	4373	4293	4722	4046	3894	3610	4099
<b>TOTAL</b>	<b>86442</b>	<b>93286</b>	<b>98160</b>	<b>104627</b>	<b>108482</b>	<b>112382</b>	<b>111333</b>	<b>115735</b>	<b>121232</b>	<b>125604</b>	<b>129820</b>
Racionamiento Tensión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Racionamiento Cortes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL REQUERIDO</b>	<b>86442</b>	<b>93286</b>	<b>98160</b>	<b>104627</b>	<b>108482</b>	<b>112382</b>	<b>111333</b>	<b>115735</b>	<b>121216</b>	<b>125604</b>	<b>129820</b>

Figura 7: Evolución de la demanda de energía eléctrica a nivel nacional

### Estado de situación técnica de la red

A la fecha, se observa una importante cantidad de nodos, de las diferentes líneas, saturados.

Debido al desarrollo del pueblo de Lima, la línea de 33 kV que lo alimenta se encuentra congestionada y con problemas de regulación de tensión.

Se nota una gran expansión en la zona sur de la ciudad, la ruta nacional N° 6 pasa a tener dos carriles de cada mano (Autopista Zarate-La Plata). Con lo que se desarrollan otros barrios como Bosch, Villa Eugenia, Saavedra, Smithfield y otros alrededores, aportando un incremento de la población mayor que en otras zonas del partido.

El sector Insular de la ciudad, también se desarrolla con comercios, recreos, establecimientos educativos, estos últimos demandan el servicio como una necesidad de prioridad educativa.

Esta situación generaba los siguientes inconvenientes técnicos en la red:

- Sobrecarga de los transformadores en la ET
- Salidas de servicio de los diferentes alimentadores con excesiva frecuencia.
- Poco margen de maniobra para el despacho de carga
- Baja regulación de tensión por sobrecarga
- Bajo factor de reserva

### Matriz FODA de la Cooperativa de Zárate

A continuación detallamos la matriz FODA de la Cooperativa Eléctrica de Zárate.

<p><b>FORTALEZAS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Es una estructura que cuenta con 80 años</li> <li>• Personal altamente capacitado, en promedio 30 años en el rubro</li> <li>• Cuenta con oferta de servicios anexos (sociales)</li> <li>• No tiene fines de lucro</li> </ul>	<p><b>OPORTUNIDADES</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Radicada en una zona industrial y elevada demanda</li> <li>• Al ser cooperativa no tiene cargas impositivas</li> <li>• Es el único servidor en la zona (monopolio regulado)</li> <li>• Posibilidad de expandir el servicio eléctrico a zonas rurales e islas del delta del Paraná</li> <li>• Generación distribuida</li> <li>• Redes inteligentes</li> <li>• Servicio de asesoramiento en eficiencia energética para industrias y grandes usuarios</li> <li>• Buena línea de crédito</li> <li>• Proveedores de alto prestigio y aporte técnico</li> </ul>
<p><b>DEBILIDADES</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Altos tiempos de ejecución de los reclamos</li> <li>• Falta de conocimiento y capacitación en nuevas tecnologías</li> <li>• Estructura de información relevante sobre el estado de las líneas con baja frecuencia de actualización</li> <li>• Estructura organizativa centralizada</li> <li>• Tercerizados no especializados o con baja capacitación</li> </ul>	<p><b>AMENAZAS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La falta de estabilidad política</li> <li>• Presiones del órgano regulador por incumplimiento</li> <li>• La inflación y actualización facturada</li> <li>• Cierre de importantes empresas en la zona</li> <li>• Bajo recambio generacional del personal calificado</li> </ul>

## 7. Plan de acción y programa de proyectos para el periodo 2013/2023

La Expansión geográfica de las redes eléctricas para el partido de zarate en los próximos años, sería de esta forma como antes mencionamos extendiendo las redes urbanas y repotenciando el sistema con las ET Las Palmas y Corcemar, llegando hasta las zonas rurales e Islas del Delta (figura



**Figura 8:** Zona geográfica de ampliación

### Programa de expansión de redes eléctricas para el partido de Zarate

En base a lo expuesto anteriormente se detallan los proyectos más importantes a realizar durante el período 2013/2023.

1. Instalación de Mini cabina (MiniCab) a la salida de la ET Zárate, para poder operar las líneas de manera independiente de TRANSBA y así optimizar tiempos de maniobras.
2. Incrementar un 100% la potencia instalada, para satisfacer la demanda proyectada y un porcentaje de reserva, mediante ET Las Palmas y Corcemar.
3. Nueva ET Las Palmas, constituida por dos transformadores. Uno de 132/33/13,2kV-30/30/20MVA y otro de 132/33/13,2kV-40/40/40MVA. Esto permitirá descongestionar la ET Zárate y tener una mayor continuidad y calidad de servicio en el Parque Industrial y Lima.
4. Nueva ET Corcemar, con un transformador 132/33/13,2kV-30/30/20MVA). Esto permitirá descongestionar la ET Zárate y tener una mayor continuidad y calidad de servicio en la zona Rural, Insular, Sur de la ciudad e Industrias.
5. Tomar alimentador Lima en 33 kV de ET Las Palmas y ampliación de la línea en 10 km, acompañando la expansión del pueblo.
6. Tomar alimentador Toyota en 33 kV de ET Corcemar
7. Tomar la línea Sur III en 13,2 kV del alimentador Ruta N°6 de ET Corcemar y ampliación de la línea en 7 km, acompañando la expansión de la ciudad hacia los barrios del sur.
8. Tomar alimentador Rural I en 13,2 kV de ET Corcemar y ampliar la línea 5 km para unir la línea actual con la ET.
9. Tomar línea Insular (Islas del Delta) en 33kV desde ET Corcemar, para una mejor calidad de servicio ante posibles salidas de servicio de la ET Zárate.
10. Nuevo alimentador Insular (Islas del Delta) en 33 kV desde ET Zárate, para aumentar la potencia disponible y la calidad del servicio ante posibles averías.
11. Ampliación de la línea Insular de 33 kV desde el SET Islas del Delta hasta la SET Carabelas.
12. Repotenciación SET Islas del Delta, 33/13,2kV-1MVA.
13. Repotenciación transformadores de las SET saturadas.
14. Expansión de líneas rurales
15. Estudio de factibilidad de una central de generación por Biomasa y Solares en las Islas del Delta y en el Parque Industrial.
16. Vinculación con UTN-FRD.

## 8. Avances realizados al 2018

A continuación se detallan las obras más importantes realizadas a hasta el momento.

### Instalación de una cabina MiniCab

Esta mini cabina está instalada, aguas abajo de la ET Zárate, brindando autonomía en las maniobras y optimizando los tiempos de ejecución de algunas tareas de mantenimiento. La misma contiene nueve (9) alimentadores de 13,2 KV y dos (2) de 33 kV. Se encuentra emplazada junto a la ET Zárate por razones de conveniencia técnica y espacio para el montaje de los alimentadores.



**Figura 9:** Alimentador zona urbana 13,2kV y medición indirecta del despacho

### ET Las Palmas 70MVA

Se realizó la primer etapa, derivando la carga del pueblo de Lima, el Parque Industrial y los alrededores rurales mediante un transformador de doble secundario cuyo nivel de tensión es 132/33/13,2 kV y potencia 30/30/20MVA con 6 salidas todas en 33kV. Los alimentadores son denominados de la siguiente manera.

- Lima 1
- Lima 2
- Parque Industrial 1
- Parque Industrial 2
- Quilmes 1
- Quilmes 2

Se está realizando la tramitación pertinente para el montaje del segundo transformador de 40MVA.



**Figura 10:** ET Las Palmas

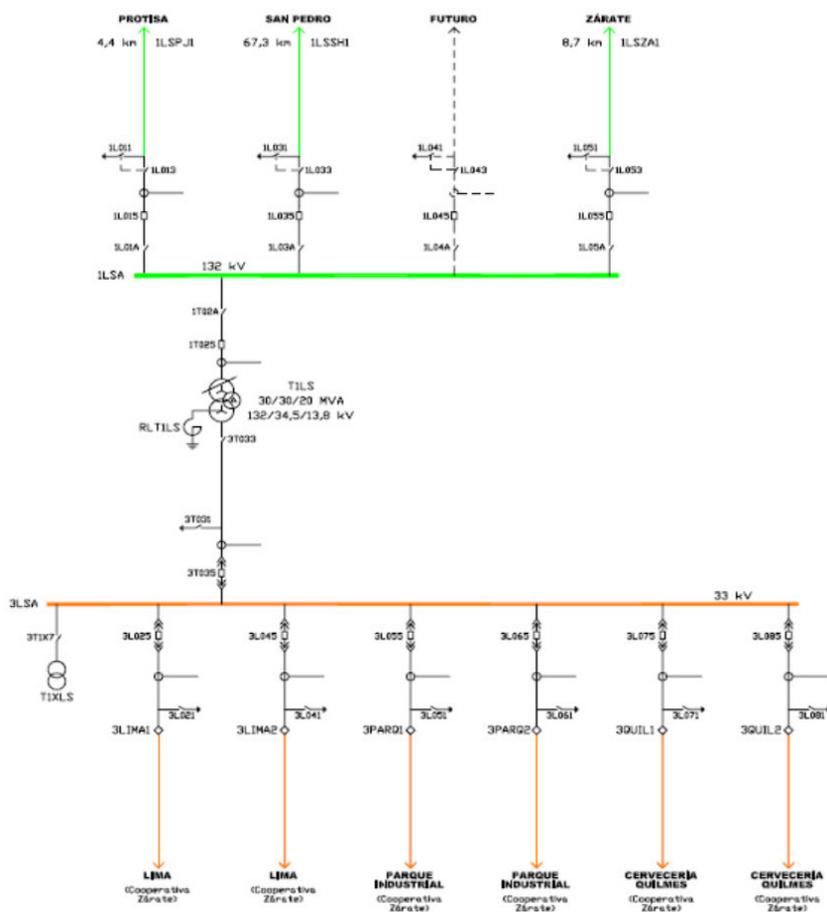


Figura 11: ET Las Palmas unifilar

### Estación Transformadora Corcemar 30MVA

Se realizó la primer etapa, derivando la carga del pueblo de Lima, el Parque Industrial y los alrededores rurales mediante un transformador de doble secundario cuyo nivel de tensión es 132/33/13,2 kV y potencia 30/30/20MVA. El cual cuenta con 8 salidas, 5 en 33kV y 3 en 13,2 kV.

Los alimentadores en 33 kV son los denominados:

- Toyota (fuera de servicio, dado que la empresa comenzó a operar en el MEM).
- Petrobras.
- Monsanto (interconectada con el alimentador de Islas del Delta desde ET Zárate).
- Tawara.
- Reserva (futuro Pirelli)

Los alimentadores en 13,2 kV son los denominados:

- Ruta 6
- Rural I
- Reserva



Figura 12: ET Corcemar

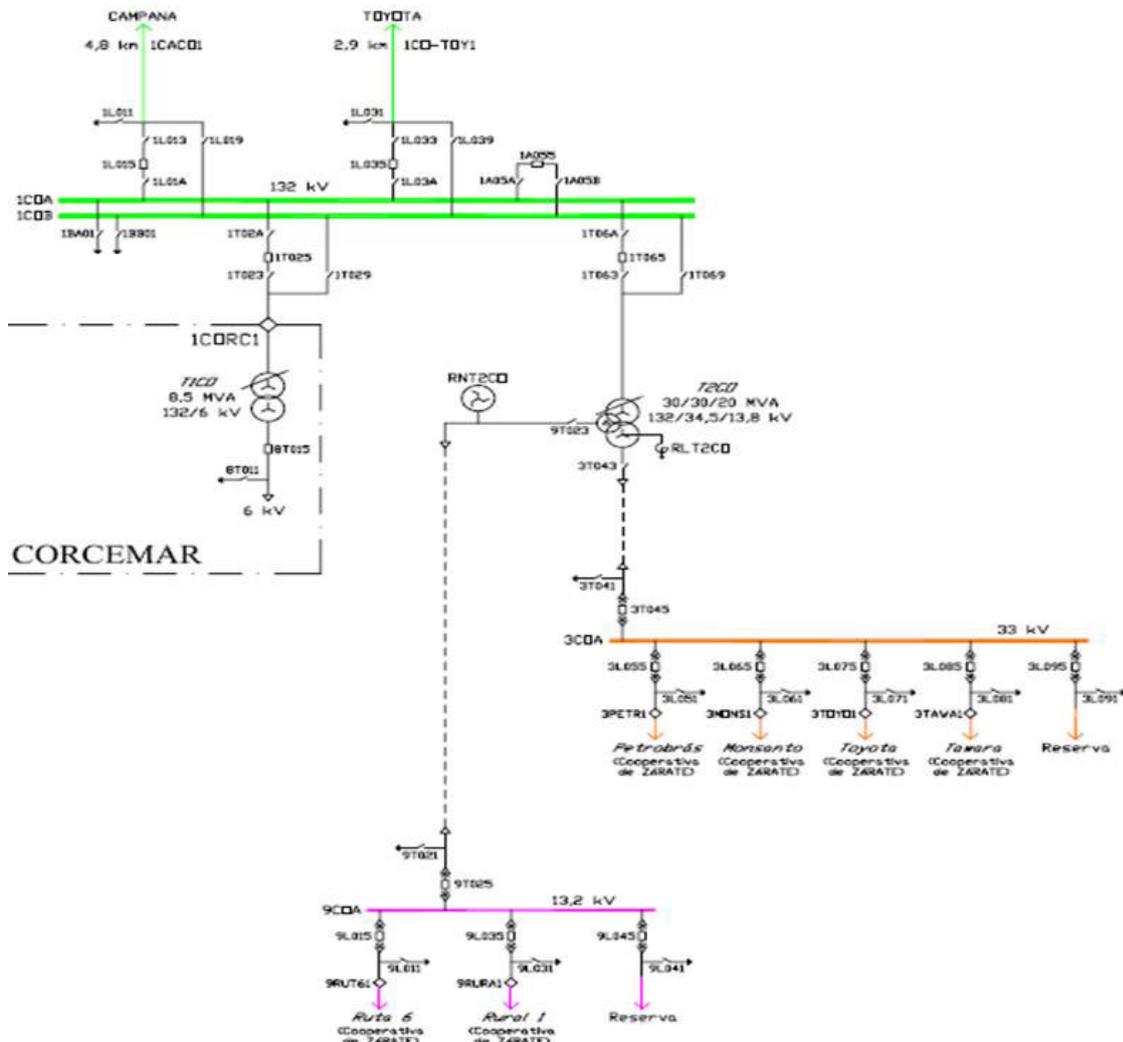


Figura 13: ET Corcemar unifilar

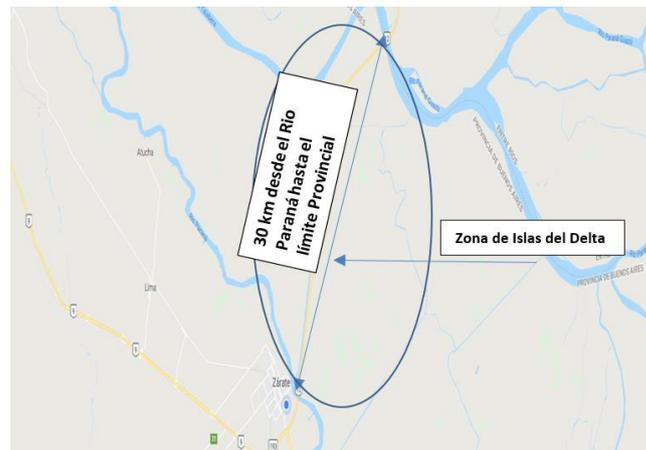
### Zona Insular (Islas del Delta)

- ✓ Se ha logrado repotenciar la SET Islas del Delta mediante un transformador 33/13,2kV-1MVA.
- ✓ Se han comenzado las obras para el tendido de la línea de 33 kV que van desde SET Islas del Delta hasta SET Calaberas.

- ✓ Se tendieron 10 km de la línea de distribución en 13,2 kV.



**Figura 14:** Puente Zárate Brazo Largo que lleva la línea de 33kV hacia las Islas del Delta



**Figura 15:** Zona donde se tenderán 30km de línea de 33kV desde SET Islas del Delta hasta SET Calaberas

Cabe destacar que debido a que la localidad de Campana rescindió el contrato de concesión de energía eléctrica de la IV Sección Insular con el anterior prestador, la Cooperativa ha logrado obtener dicha concesión. Esto permite brindar servicio por primera vez fuera de la localidad de Zárate.

Se han realizado los estudios de factibilidad para la instalación de una central de Biomasa en la zona Insular y actualmente se está en búsqueda de financiación para la concreción del proyecto.

### ***Generación distribuida***

---

Se ha realizado la primera experiencia en Provincia de Buenos Aires con generación distribuida, mediante un convenio firmado con la empresa de logística SIASA para comprar el excedente de energía eléctrica que genere.

Se han realizado los estudios de factibilidad para la instalación de un parque solar de 3MVA, ubicado en el Parque Industrial; actualmente se encuentra a la espera de obtener financiación.

### ***Vinculación con la UTN-FRD***

---

Se realizaron los siguientes trabajos:

- Medición de calidad de servicio en B.T.

- Análisis de las líneas de 13,2kV mediante software y estudio de mejoras. Ya se realizó el análisis técnico de la línea Sur I y se comenzó el relevamiento de la línea Sur II para su posterior estudio.
- En vista a redes inteligentes, se ha desarrollado una prueba piloto para el accionamiento y control a distancia de celdas en 13,2kV. Vinculado con un posible trabajo en conjunto, para la operación mediante PC apertura y cierre de los interruptores de la Minicab.
- Capacitación y desarrollo de tareas de laboratorio

## 9. Bibliografía

- ✓ Cooperativa de Electricidad de Zárate (2003), *“Memoria y Balance del período comprendido entre julio del 2002 y junio del 2003”*.
- ✓ Cooperativa de Electricidad de Zárate (2013), *“Memoria y Balance del período comprendido entre julio del 2012 y junio del 2013”*.
- ✓ Cooperativas de las Américas (2018) *“Principios y Valores Cooperativos”* - <https://www.aciamericas.coop/Principios-y-Valores-Cooperativos-4456>
- ✓ Impacto Local (2018) *“Cooperativa Eléctrica distribuye la energía en la zona de isla de Campana”* - <https://impactolocal.com.ar/2018/02/03/cooperativa-electrica-distribuye-la-energia-la-zona-isla-campana/>
- ✓ La Voz de Zárate (2018) *“La CEZ firmó un acuerdo de energía renovable”* - <http://www.diariolavozdezarate.com/2018/01/25/la-cez-firmo-un-acuerdo-de-energia-renovable/>
- ✓ La Voz de Zárate (2018) *“La Cooperativa Eléctrica planifica construir un parque solar en el Parque Industrial”* - <http://www.diariolavozdezarate.com/2018/01/17/la-cooperativa-electrica-planifica-construir-un-parque-eolico-en-el-parque-industrial/>
- ✓ La Voz de Zárate (2018) *“La Cooperativa Eléctrica tiene casi 52 mil socios”* - <http://www.diariolavozdezarate.com/2018/02/09/la-cooperativa-electrica-tiene-casi-52-mil-socios/>
- ✓ UIC (2017) *“Cooperativa Eléctrica de Zárate y las Energías Renovables”* - <http://uic-campana.com.ar/?p=4275>
- ✓ Zárate Alerta (2016) *“Energía renovable en Zárate: Cooperativa quiere producir con biomasa”* - <http://www.zaratealerta.com.ar/2016/05/12/energia-renovable-en-zarate-cooperativa-quiere-producir-con-biomasa/>

# ANÁLISIS DE LA PLANIFICACION ESTRATÉGICA DE LA EMPRESA ENERGÍA DE ENTRE RÍOS, SOCIEDAD ANÓNIMA (ENERSA) Y NUEVOS APORTES (2019) Cellino, Sangoi

## 1. Introducción

En el presente trabajo realizaremos un análisis del “plan energético con proyección a 10 años” (Pe10) presentado por la empresa de energía ENERSA en conjunto con el gobierno de la provincia de Entre Rios en el año 2017.

Para este análisis utilizaremos el análisis mediante la matriz FODA como herramienta para detectar las falencias y los aspectos no contemplados en dicho plan.

Una vez identificados los aspectos que no fueron incluidos en el plan, realizaremos una investigación sobre ellos, poniendo en evidencia el potencial que la provincia posee en relación a esos puntos excluidos. Los propios datos arrojados por esta investigación serán el justificativo de que estos aspectos deberían haberse contemplado al momento de realizar esta planificación, ya que son de suma importancia para el sector energético entrerriano.

## 2. Objetivos

### *Objetivo principal*

---

- ✓ Analizar el plan energético a 10 años (Pe10) presentado por ENERSA en 2017.

### *Objetivos secundarios*

---

- ✓ Analizar principales obras proyectadas en transmisión.
- ✓ Análisis FODA del Pe10.
- ✓ Analizar posibles alternativas de mejora.

## 3. Energía de Entre Ríos S.A.

### *Contexto Histórico*

---

ENERSA (Energía de Entre Ríos, Sociedad Anónima) nace el 3 de mayo de 2005 mediante disposición del Gobierno de la Provincia de Entre Ríos, quien le otorga la concesión para la prestación del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica en el área de cobertura correspondiente.

ENERSA distribuye y comercializa electricidad a más de 316.336 clientes en su área de concesión, concentrando el 71% del mercado de distribución de energía de toda la provincia.

El restante 29% se encuentra atendido por 18 Cooperativas Eléctricas a las que a su vez ENERSA también brinda servicio.

De este modo, ENERSA tiene a su cargo el transporte y distribución de energía eléctrica en un área de 56.300 km<sup>2</sup> en todo el territorio de la Provincia de Entre Ríos, operando y administrando este servicio público esencial respetando las disposiciones legales nacionales, provinciales y municipales vigentes.

### *Política de Seguridad, Salud y Medio Ambiente de ENERSA*

---

ENERSA promueve un servicio seguro y de alta calidad, preservando la protección del medio ambiente, la seguridad y salud ocupacional de los empleados, contratistas y clientes en todas sus operaciones, las que incluyen actividades como transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.

Para tal fin, se aplican programas de mejora continua, reducción de riesgos ocasionados por el trabajo, mejora de los ambientes laborales, se promueve además, la salud y calidad de vida laboral de los empleados y se evalúan los riesgos para la seguridad, salud y el medio ambiente en los proyectos que se efectúen, en un marco de desarrollo sostenible, buscando la satisfacción del cliente.

Las políticas de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente de ENERSA son las siguientes:

- CUMPLIR con la legislación aplicable, estableciendo objetivos para mejorar continuamente y controlar los peligros, adoptando para ello metas alcanzables y medibles, autoerigiéndonos a avanzar en el cumplimiento de normas internacionalmente aceptadas.
- ASEGURAR programas de capacitación específica para nuestros empleados y contratistas, de modo que los mismos posean competencia para cumplir con sus obligaciones y responsabilidades.
- ACTUALIZAR procedimientos y normas de Control Ambiental, Seguridad y Salud Ocupacional.
- COOPERAR con los gobiernos nacionales, provinciales, municipales, clientes, proveedores y entes educativos en el análisis y solución efectiva de problemas de común interés, tanto científica y éticamente, como así también en términos de factibilidad.
- CORREGIR puntualmente las posibles afectaciones que pueda causar nuestra normal operación en la medida que aquellas impliquen una amenaza al Medio Ambiente, la Seguridad o la Salud Humana.

### *Actualidad de la empresa*

---

#### **Misión**

Brindamos el servicio público de energía eléctrica con calidad y eficiencia; de manera comprometida con la sostenibilidad del medio y con el entorno social de nuestra región, a través de la responsabilidad social y el desarrollo productivo.

Nuestra misión se expresa, día a día, en la búsqueda y la preocupación por la satisfacción del usuario del servicio.

#### **Visión**

Ser una empresa referente de calidad de gestión de Servicios Públicos, orientada a la satisfacción integral de nuestros usuarios.

Promotora del uso racional de los recursos energéticos, en un marco de responsabilidad social y desarrollo sostenible.

#### **Valores**

Orientación al usuario, Eficiencia, Experticia. Fuerza de equipo, Cuidado del ambiente, Seguridad.

## **4. Plan energético a 10 años (Pe 10)**

### *Introducción*

---

El "plan energético a 10 años" es una iniciativa lanzada por la empresa ENERSA y fue elaborado en conjunto con la participación de sectores productivos y académicos de la provincia y apunta a lograr "previsibilidad y confianza" a través obras proyectadas en los próximos diez años.

Plan Energético Entrerriano consiste en plantear todas las necesidades que tenemos en infraestructura eléctrica, tanto convencional como renovable.

### *Objetivos*

---

Generar una política de Estado que trascienda las gestiones de gobierno e incluya a todos los sectores, planificando la matriz energética entrerriana a largo plazo para garantizar el suministro eléctrico a todos los entrerrianos, invirtiendo en obras de infraestructura clave para garantizar la demanda actual y acompañar la radicación de nuevas inversiones.

### *Análisis de la demanda*

---

De acuerdo al informe realizado por la consultora "Mercado Energéticos" en el cual se exhiben los resultados del Estudio de Demanda correspondiente a la primera etapa del Estudio de Planificación de la Red

de Distribución de ENERSA se determina la proyección de las demandas máximas de potencia y energía eléctrica total durante el período 2017-2026, tanto a nivel agregado como por Estación Transformadora (ET).

Además, se evaluaron tres escenarios de crecimiento esperado de la demanda de electricidad: caso base, caso alto y caso bajo.

Para el escenario base, se consideró como mejor alternativa las tasas proyectadas por el Banco Mundial para el PBI Nacional. Cabe mencionar que estas tasas de crecimiento solo se encuentran estimadas hasta el año 2018, por lo que a partir de dicho período se mantuvo constante una tasa de crecimiento de 3,5% anual.

Para el escenario de crecimiento alto, se consideró una tasa de crecimiento un punto y medio porcentual por encima de la tasa considerada en el caso base.

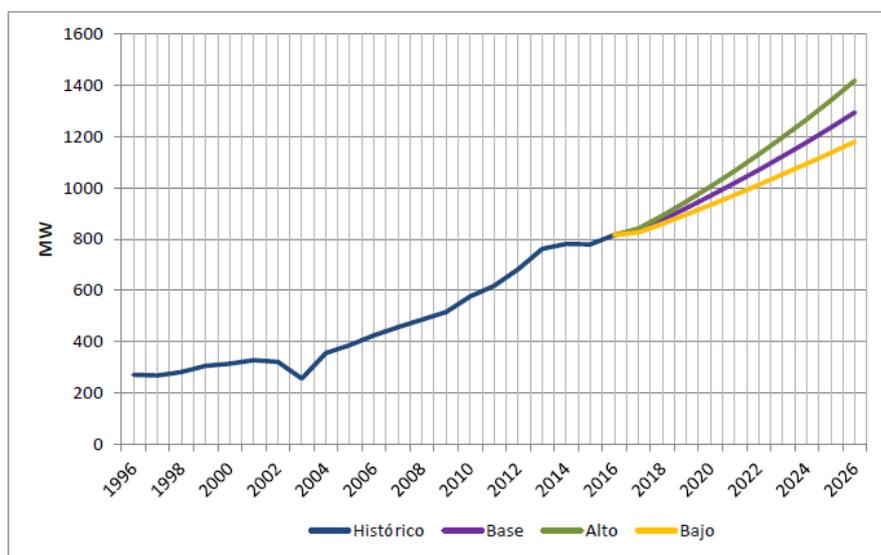
Para el escenario de crecimiento bajo, se tomó una tasa de crecimiento un punto y medio porcentual por debajo de la tasa considerada en el caso base.

En la siguiente tabla se muestran los valores del PBP para cada escenario con su respectiva tasa de crecimiento.

**Tabla 1: Proyecciones de PBP - Fuente: ENERSA**

Año	PBP Caso Base (Miles de \$)	Tasa de Crecimiento (%)	PBP Caso Alto (Miles de \$)	Tasa de Crecimiento (%)	PBP Caso Bajo (Miles de \$)	Tasa de Crecimiento (%)
2015	23 161 112	2,5%	23 161 112	2,5%	23 161 112	2,5%
2016	22 628 406	-2,3%	22 628 406	-2,3%	22 628 406	-2,3%
2017	23 239 373	2,7%	23 578 799	4,2%	22 899 947	1,2%
2018	23 983 033	3,2%	24 687 003	4,7%	23 289 246	1,7%
2019	24 822 439	3,5%	25 921 353	5,0%	23 755 031	2,0%
2020	25 691 224	3,5%	27 217 420	5,0%	24 230 132	2,0%
2021	26 590 417	3,5%	28 578 291	5,0%	24 714 734	2,0%
2022	27 521 082	3,5%	30 007 206	5,0%	25 209 029	2,0%
2023	28 484 320	3,5%	31 507 566	5,0%	25 713 209	2,0%
2024	29 481 271	3,5%	33 082 945	5,0%	26 227 474	2,0%
2025	30 513 115	3,5%	34 737 092	5,0%	26 752 023	2,0%
2026	31 581 074	3,5%	36 473 946	5,0%	27 287 064	2,0%
<i>Tasas anuales acumulativas (%)</i>						
Histórica 1993 – 2003	2,08%		2,08%		2,08%	
Histórica 2004 – 2015	6,11%		6,11%		6,11%	
Proyectada 2016 - 2026	3,39%		4,89%		1,89%	

En la figura 1 se puede observar, aplicando metodologías de cálculo, el comportamiento del PBP histórico y el proyectado en cada caso y el incremento de la demanda previsto.



**Figura 1: Demanda Máxima de Potencia Simultánea Histórica y Proyectada**  
Fuente: ENERSA

## Obras Projectadas

---

En base al análisis previamente descripto, se proyectan obras en el sistema de transmisión y distribución con el fin de satisfacer las demandas previstas a futuro.

Entre las principales obras previstas podemos mencionar:

### Federal

- Los Conquistadores / Federal: Primer tramo “Cierre Norte Entrerriano” (LAT y ET en Los Conquistadores y Federal).

### Feliciano

- Los Conquistadores / San José De Feliciano: Línea de media tensión 33kV.
- San José De Feliciano / San Víctor: Línea de media tensión 33kV.

### Concordia

- Salto Grande: LAT en 132kV Salto Grande – Concordia.

### Colón

- San José / Villa Elisa: Línea de alta tensión y campo de estación transformadora en Villa Elisa.

### Paraná

- María Grande / Viale: Línea de media tensión (Parque Industrial).
- “LAT Viale” y ET Viale

### Uruguay

- Pronunciamiento: Línea de Media Tensión.
- Urdinarraín / Basavilbaso: Línea de media tensión.

## 5. Análisis FODA del Pe10

Realizaremos a continuación un análisis del plan energético a 10 años mediante la técnica de matriz FODA, esto nos dará una apreciación de cómo afectan al plan las distintas variables del contexto en el cual se promueve esta iniciativa.

### Aspectos internos del Plan

---

Como FORTALEZAS podemos identificar que mejora la confiabilidad y operatividad del sistema eléctrico de la provincia, garantiza el suministro de la demanda, incrementa la confianza de inversores internos y externos, atrae futuras inversiones, mejora la imagen de la empresa ENERSA y de la provincial al mostrar un carácter de planificación, crea nuevos puestos de trabajo, mejora la calidad del servicio y producto (Parámetros eléctricos, continuidad del servicio, rápida respuesta ante anomalías), mejora las condiciones de mantenimiento y **promueve el ahorro y la eficiencia energética**.

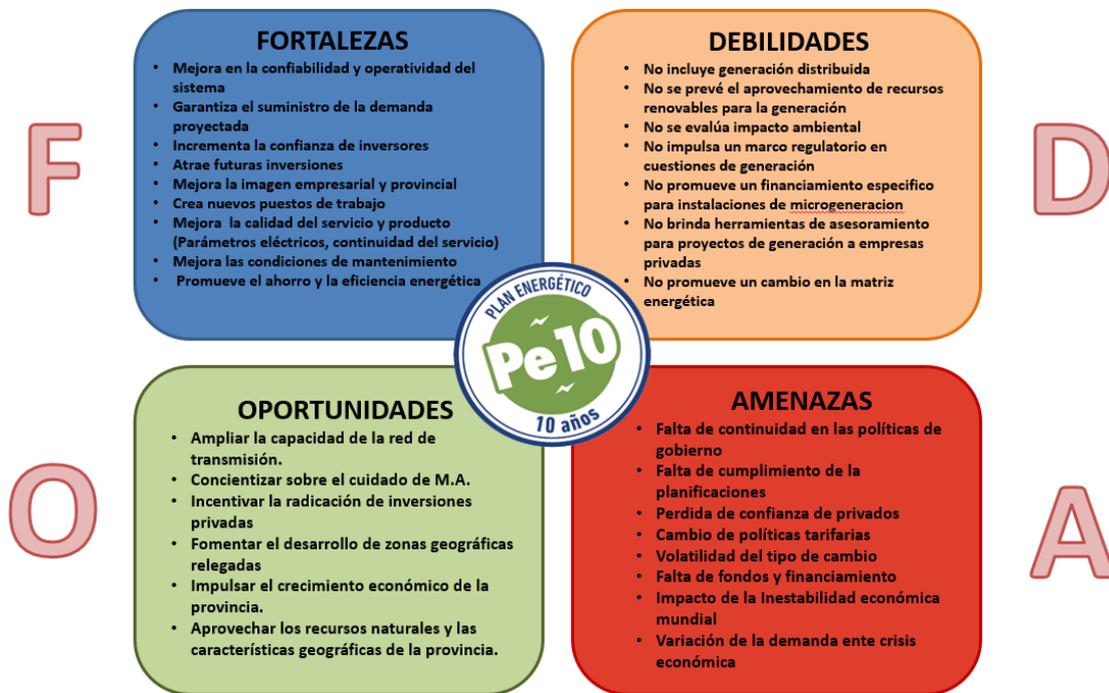
Como DEBILIDADES se destacan que no incluye proyección para generación distribuida, **no se prevé el aprovechamiento de recursos renovables para la generación de energía**, no se evalúa el impacto ambiental de las obras planificadas, no impulsa un marco regulatorio en cuestiones de generación, no promueve un financiamiento específico para instalaciones de micro-generación, no brinda herramientas de asesoramiento para proyectos de generación, **no promueve un cambio en la matriz energética**.

### Aspectos externos del Plan.

---

En cuanto a las OPORTUNIDADES que pueden ser capitalizadas mediante este plan se encuentran, la ampliación de la capacidad de la red de transmisión, generar conciencia sobre el cuidado de M.A., incentivar la radicación de inversiones privadas, fomentar el desarrollo de zonas geográficas relegadas, impulsar el crecimiento económico de la provincia, aprovechar los recursos naturales y las características geográficas de la provincia.

Con respecto a las posibles AMENAZAS que enfrenta esta planificación se encuentran, la falta de continuidad en las políticas de gobierno, la frecuente falta de cumplimiento de la planificación por parte del estado, la posible pérdida de confianza de inversores privados, el constante cambio de las políticas tarifarias, la habitual volatilidad del tipo de cambio, la falta de fondos y financiamiento, el actual impacto de la Inestabilidad económica mundial y la variación de la demanda de consumo de energía eléctrica producto de la crisis económica.



**Figura 2: Matriz FODA**  
Fuente: Elaboración Propia

### Falencias del Pe10

Del análisis previamente realizado, podemos destacar dos debilidades de las cuales consideramos que son fundamentales su inclusión para el desarrollo de las futuras generaciones y para el cuidado del Medio Ambiente. Estas son:

- *No se prevé el aprovechamiento de recursos renovables para la generación*
- *No promueve un cambio en la matriz energética*

Por lo tanto, el siguiente desarrollo se basa en la investigación de posibles aprovechamientos de fuentes de energía primaria potenciales en la provincia para la generación de energía eléctrica.

## 6. Energías renovables en Argentina

Las energías renovables (ER) son aquellas energías que provienen de recursos naturales que no se agotan y a los que se puede recurrir de manera permanente. Su impacto ambiental es casi nulo en la emisión de gases de efecto invernadero como el CO2. Entre ellas se encuentran la energía eólica, la solar fotovoltaica, la geotérmica, la mareomotriz, la pequeña hidráulica y la biomasa. Las ER se encuentran en pleno desarrollo en el ámbito internacional. El interés por diversificar la matriz energética, el compromiso de reducir las emisiones contaminantes y la aparición de nuevas tecnologías de menor costo son los principales motivos que explican el crecimiento de las inversiones para generar energía a través de fuentes renovables en muchos países del mundo.

El estado argentino promociona las energías alternativas a través de la Ley N° 26.190: “Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía

Eléctrica”, que tiene como objetivo lograr una contribución de las fuentes renovables hasta alcanzar el 8% del consumo de energía eléctrica nacional, en el plazo de diez años (Ley N° 26.190, 2006). Sin embargo, de acuerdo con el Informe Anual 2015 de la Compañía Administradora de Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), al 31 de diciembre de 2015, la potencia eléctrica instalada en el sistema argentino de interconexión (SADI) ascendía a 31.257 MW, estando conformada por: energía térmica 61%, hidráulica 36%, nuclear 3 %, eólica 1% y energía solar menos del 1%, valores muy por debajo del 8% esperado (CAMMESA, 2016).

En consecuencia, en el mes de septiembre de 2015 se promulgó la ley N° 27.191, la cual propone modificaciones a la antes nombrada ley N° 26.190, estableciendo nuevos objetivos y obligaciones para el desarrollo de fuentes renovables de generación de energía eléctrica que apuntan a lograr una contribución de las fuentes de energías renovables del 8% hacia el 31 de diciembre de 2017 y del 20% en forma escalonada hacia el 31 de diciembre de 2025. A su vez, esta ley crea el Fondo Fiduciario de Energías Renovables (FODER) que tiene por objeto otorgar préstamos, realizar aportes de capital y otros instrumentos financieros aplicados a la ejecución de proyectos. Además, los grandes usuarios con demandas superiores a 300 kW deberán cumplir obligatoriamente con los objetivos indicados, autogenerando o contratando la compra de energía de fuentes renovables. (Ley N° 27.191,2015).

A partir de las leyes vigentes, durante el año 2017 se incorporarán al SADI generadores eléctricos que utilizan energías alternativas, contribuyendo a la diversificación de la matriz energética del país. Esta incorporación afecta el funcionamiento y dinámica de las redes, aumentando el grado de complejidad, operación y gestión de las mismas.

Regionalmente, la provincia de Entre Ríos, incentiva la incorporación de energías renovables (específicamente la micro-generación) a través del decreto N° 4315/16 MPlyS, aprobado por el poder ejecutivo provincial en marzo del año 2017. En el mismo se aprueba a usuarios conectados al servicio público de distribución de energía eléctrica de la provincia de Entre Ríos con potencias contratadas menores a 50 kW, a inyectar energía eléctrica en paralelo a la red a través de generadores que utilicen fuentes renovables de energía (Decreto N° 4315/16, 2016).

## **7. Alternativas para el aprovechamiento de RR NN en Entre Ríos**

Considerando los recursos naturales, productivos y ubicación geográfica de la provincia, se puede ver que los tipos de energías renovables más viables son los siguientes:

- Solar fotovoltaica
- Eólica
- Biomasa

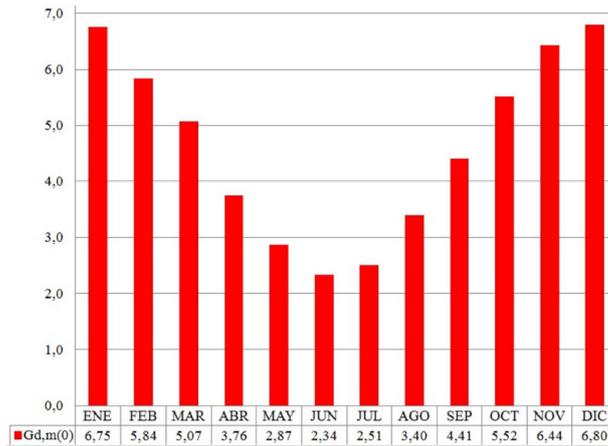
### **Solar Fotovoltaica**

En Argentina, a partir del año 2011, se establece un punto de inflexión en lo referente a sistemas fotovoltaicos con interconexión a red con la creación del Convenio Asociativo Público-Privado de “Interconexión a Red de Energía Solar Urbana Distribuida” (IRESUD), conformado por la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), la Universidad Nacional de San Martín (UNSAM), y cinco empresas privadas, a saber: Aldar S.A., Edenor S.A., Eurotec S.R.L., QMax S.R.L. y Tyco S.A.

En marzo del mismo año se pone en marcha la primera planta solar fotovoltaica (PSFV) con conexión a red de Argentina, ubicada en la localidad de Ullúm, San Juan, con una potencia de 1,2 MW. Ante este proyecto se comienza la investigación y experiencia nacional en generación fotovoltaica de grandes plantas (Gambetta y Doña, 2011).

### **Recurso solar en la provincia de Entre Ríos**

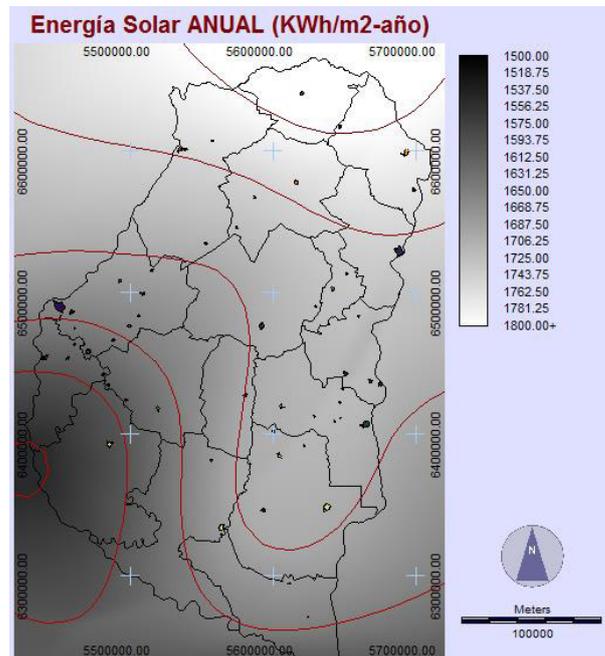
Según el estudio de irradiación solar realizado por la Facultad de Ciencias Agropecuarias de la Universidad Nacional de Entre Ríos en el año 2015, la provincia posee valores de irradiación solar que oscilan entre 2,34 y 6,80 kWh/m<sup>2</sup> promedio al día para los meses de junio y diciembre respectivamente, con media anual de 4,64 kWh/m<sup>2</sup> promedio diario.



**Figura 3:** Irradiación solar global sobre el plano horizontal en Entre Ríos. Valores medios diarios para cada mes expresados en kWh/m<sup>2</sup>  
Fuente: Laboratorio de energías Alternativas – U.T.N. F.R.P

En el siguiente mapa de irradiación solar sobre el territorio provincial, las isolíneas están trazadas cada 50 KWh/m<sup>2</sup>-año.

En términos de energía solar anual puede observarse para la provincia de Entre Ríos que la isolínea de menor valor se ubica sobre la margen del río Paraná entre los departamentos Diamante y Victoria con un valor de 1550 KWh/m<sup>2</sup>-año. Un máximo secundario se encuentra en los departamentos del centro-este de la provincia con valores superiores a los 1700 KWh/m<sup>2</sup>-año mientras que el valor más elevado corresponde a la isolínea de 1800 KWh/m<sup>2</sup>-año en el departamento Feliciano y norte de Federación.



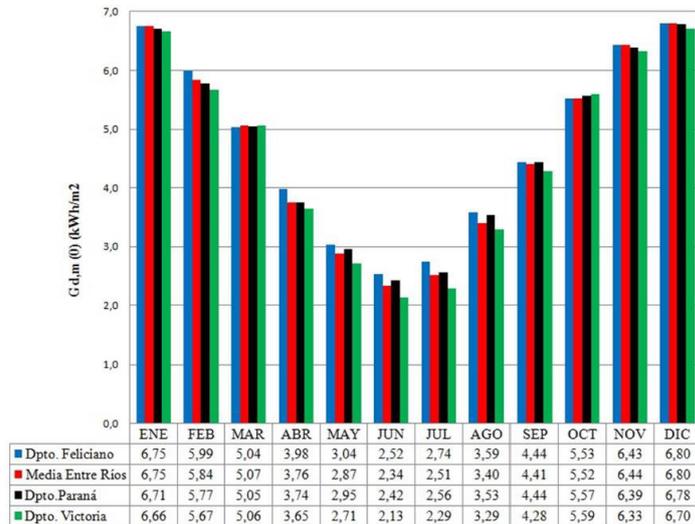
**Figura 4:** Irradiación Solar prov. De Entre Ríos (kWh/m<sup>2</sup>-año)  
Fuente: F.C.A. – U.N.E.R.

Considerando estos datos podemos ver que los departamentos Feliciano, norte de La Paz y norte de Federación son los que poseen mejor recurso solar para realizar aprovechamientos del tipo fotovoltaico.

No obstante, la provincia, tiene una extensión de norte a sur aproximada de 400 km por 200 km de este a oeste, comprendiendo una superficie de alrededor de 80.000 km<sup>2</sup>.

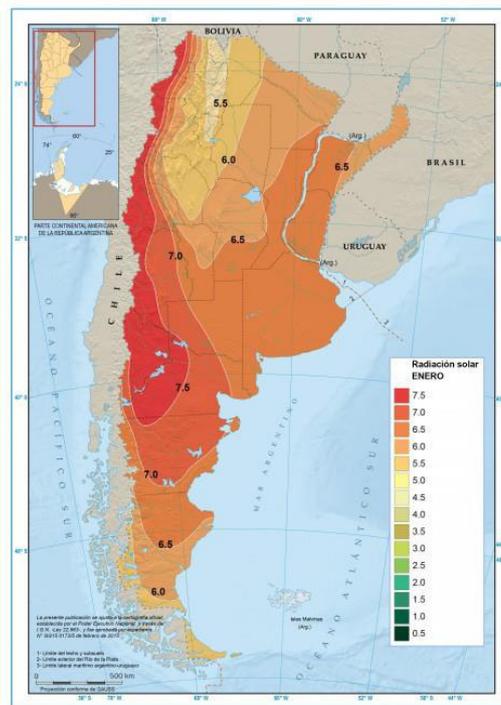
En esta extensión territorial se presentan diferencias de irradiación de hasta casi un 10% en relación a la media provincial, esto significa que el resto del territorio provincial puede ser factible para la implementación generaciones fotovoltaicas.

Como ejemplo de lo anterior en el siguiente grafico podemos ver la curva de irradiación media provincial, conjuntamente con la curva correspondiente al Departamento Feliciano, donde se da el mejor índice de irradiación, y los departamentos Paraná y Victoria, dos de los cuales reciben la menor irradiación del territorio provincial. Se observa aquí que las mayores desviaciones con respecto a la media, presenta el mes de julio con una diferencia de casi un 9%.



**Figura 5:** Comparación de la irradiación solar en diferentes Departamentos  
Fuente: Laboratorio de energías Alternativas – U.T.N. F.R.P

Analizando ahora los valores medios de todo el territorio nacional para el mes de enero podemos ver que la mayor irradiación solar se produce en la zona cordillerana y pre-cordillerana, con un valor medio diario de 7.5 kW/m2. Haciendo una comparativa con los valores presentes en Entre Ríos (media de 6,80 kWh/m2 en enero), podemos decir que la provincia posee valores de irradiación aceptables con respecto al resto del país lo que la pone en un lugar interesante para la instalación de PSFV.



**Figura 6:** Irradiación Solar mes enero territorio nacional (kWh/m2)  
Fuente: energiasdemipais.educ.ar

## Eólica

La generación de electricidad a partir de la energía eólica ha cobrado mucha importancia en los últimos años, principalmente en algunos países europeos, España, Dinamarca, Alemania, etc, y también en EE.UU. En nuestro país este tipo de energía es aún incipiente, aunque se está comenzando a fomentar su desarrollo, ya que Argentina tiene un potencial importante.

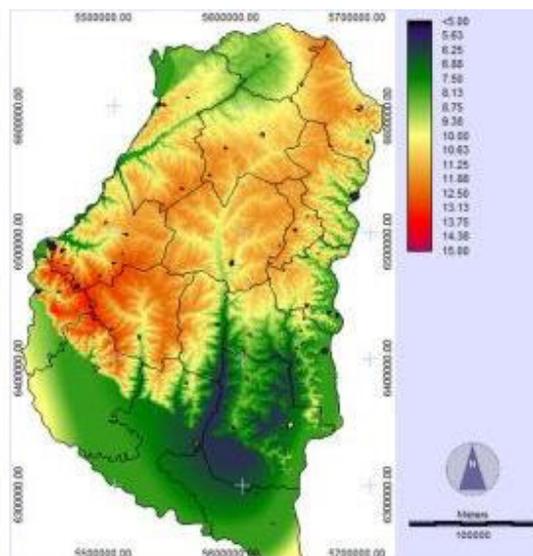
La explotación de este recurso requiere de varios factores: la existencia de vientos frecuentes e intensos (se puede comenzar a producir energía eléctrica a partir de una velocidad de unos 15 km/h) y grandes espacios alejados de los núcleos de población. Desde este punto de vista, Argentina se destaca por contar con la Patagonia, una de las zonas con mayor potencial eólico del planeta, pero además cuenta con recursos eólicos adecuados en otros sitios específicos de todo el país, como la Puna, la pre cordillera y en la costa atlántica de la provincia de Buenos Aires. Otro factor importante es la posibilidad de que los distintos parques eólicos puedan conectarse a la red eléctrica, ya que la intermitencia del viento hace que esta fuente sea complementaria de las otras formas de generación eléctrica. En los últimos años, Argentina ha completado su sistema interconectado nacional, lo que brinda la infraestructura necesaria para el desarrollo de la energía eólica.

El potencial eólico del país es muy grande y si bien aún sus aportes son escasos, La Ley Nacional 26190 establece un Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. Para el año 2020, las proyecciones indican que se podrían alcanzar los 1.000 MW eólicos de capacidad instalada para la generación eléctrica.

Este recurso energético es renovable, en el sentido que no se agota por su uso, es compatible con otros usos del terreno, como la ganadería y la agricultura. Además, es de libre acceso y abundante en muchas zonas del planeta. Sin embargo, tiene también desventajas como su intermitencia y aleatoriedad, ya que los vientos no son constantes, ni cien por ciento predecibles, lo que implica problemas en el control del flujo de energía disponible. Otra limitación que presenta la energía eólica es que la energía eléctrica producida no es almacenable, se debe utilizar de manera directa o de lo contrario se pierde. Por otro lado, también genera algunos impactos ambientales, ya que el ruido que provocan las turbinas produce contaminación acústica, los parques eólicos modifican el paisaje y pueden ser peligrosos para la fauna aérea.

### Recurso eólico en la provincia de Entre Ríos

Respecto del recurso eólico en la provincia de Entre Ríos puede apreciarse que el relieve tiene una notable influencia en la cantidad de energía eólica disponible. A su vez, los valores serán más elevados a medida que se asciende debido la menor influencia de los elementos del terreno (construcciones edilicias, arboledas, entre otros) que disminuyen notablemente la energía eólica. Para la confección de los mapas de energía eólica disponible (o energía meteorológica del viento) se utilizan modelos de elevación de terreno, clasificación de elementos de rugosidad y tipo de suelo obtenidos a partir de imágenes de satélite y datos de estaciones meteorológicas convencionales y automáticas.

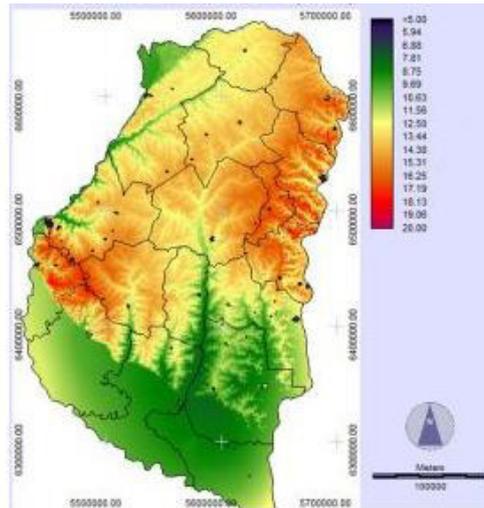


**Figura 7:** Mapa eólico de Entre Ríos en km/h a 10m de altura

Fuente: F.C.A – U.N.E.R.

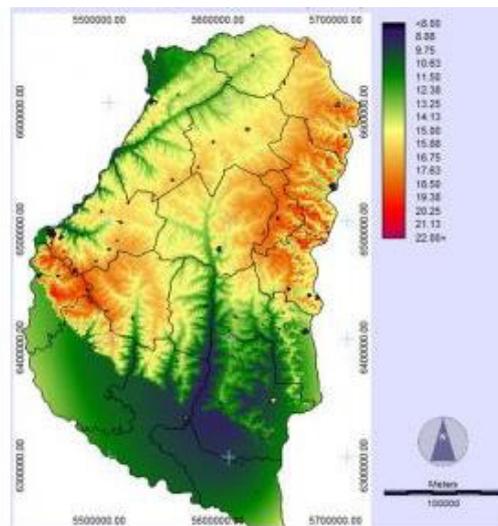
En cuanto a los mapas eólicos, la provincia desarrolló una serie de ellos identificando: velocidad media anual de viento, coeficientes K (de forma) y C (de escala) de la distribución de densidad de probabilidad de Weibull utilizada para estimar el promedio anual del cubo de las velocidades y finalmente la energía eólica disponible anual. Estos mapas fueron confeccionados para las alturas de 10 metros, 30 metros y 50 metros

Observando los mapas de energía eólica disponible a 10 metros de altura sobre el terreno puede destacarse una zona de valores elevados en los límites de los departamentos Diamante-Paraná, Diamante-Nogoyá, Victoria-Nogoyá y Paraná-Nogoyá coincidentes con elevaciones del terreno superiores a la cota 100 msnm. Esta zona coincide con el trazado de la ruta nacional 12 y parte de la traza de la línea de transmisión de energía de 132 KV. Los valores de energía disponible a 10 metros superan 1 MWh/m<sup>2</sup>-año en los sitios más elevados. Los valores más bajos se observan en la zona del delta del río Paraná posiblemente influenciados por la vegetación y la gran cantidad de islas.



**Figura 8:** Mapa eólico de Entre Ríos en km/h a 30m de altura  
Fuente: F.C.A – U.N.E.R.

A 30 metros de altura sobre el terreno se sigue observando un máximo de energía disponible en los sitios mencionados previamente. Sin embargo, se observa un incremento en los valores de energía disponible del viento en la costa norte y centro del río Uruguay. Este comportamiento puede ser debido a que, a 30 metros de altura, la velocidad de viento es menos afectada por la presencia de la forestación que está muy presente en esta zona. Los valores más elevados de energía eólica disponible alcanzan los 2 MWh/m<sup>2</sup>-año.

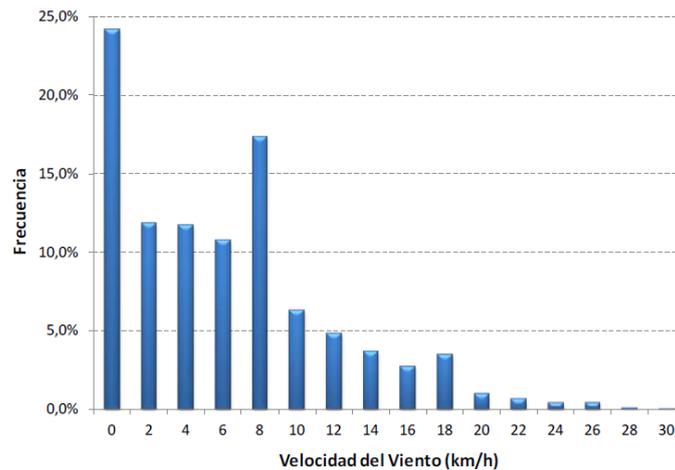


**Figura 9:** Mapa eólico de Entre Ríos en km/h a 50m de altura  
Fuente: F.C.A – U.N.E.R.

A 50 metros de altura sobre el terreno se parecía un incremento de energía eólica disponible. Las zonas de mayor disponibilidad del recurso siguen siendo las mismas con valores que alcanzan en algunos sitios específicos los 2,7 MWh/m<sup>2</sup>-año.

Se debe hacer notar que estos valores corresponden a la energía cinética del viento disponible para ser aprovechada. Es necesario un estudio posterior sobre el comportamiento de diferentes tipos de aerogeneradores con el fin de estimar la que realmente puede ser aprovechada. Para esto es necesario conocer la distribución de velocidades de viento del sitio de interés y la curva de potencia del generador eólico.

A continuación, se muestra el histograma de vientos obtenido mediante el procesamiento de los datos de las estaciones meteorológicas de la “Dirección de Hidráulica de Entre Ríos” ubicadas en las localidades de Villaguay, Concepción del Uruguay, Feliciano, Paraná y Villa Paranacito durante un año, totalizando más de 250.000 registros.



**Figura 10:** Histograma de vientos de Entre Ríos en km/h  
Fuente: F.C.A – U.N.E.R.

Si bien la provincia cuenta con recursos eólicos para la generación de energía eléctrica debido a su condición geográfica, las mismas no son suficiente para la producción a grandes escalas, debido a su baja frecuencia de ocurrencia de velocidades aprovechables.

Su aplicación puede ser redituales en casos muy puntuales y en zonas específicas para consumo de pequeñas potencias.

## ***Biomasa***

Se entiende por Biomasa al conjunto de materia orgánica renovable de origen vegetal, animal o procedente de la transformación natural o artificial de la misma. Como fuente de energía presenta una enorme versatilidad, permitiendo obtener mediante diferentes procedimientos tanto combustibles sólidos como líquidos o gaseosos.

### **Beneficios de producir electricidad a partir de biomasa**

El desarrollo de las energías renovables en general permite a los diferentes países que las impulsan resolver al menos dos cuestiones que preocupan a todos los gobiernos:

- **Energía local:** una de las principales características de la generación eléctrica a partir de ER es que se trata de generación local. El insumo necesario (sol, viento, agua, biomasa, etc.), para la generación de energía eléctrica es local y la generación es propia.
- **Reducción de las emisiones de GEI:** la posibilidad de reemplazar generación tradicional por ER o bien la posibilidad de ampliar la matriz eléctrica hacia las ER, en cualquiera de los dos casos, se produce una reducción de las emisiones de GEI. Ello ayuda a proteger el medio ambiente y a cumplir con los estándares internacionales, París 2015.

En el caso de la biomasa en particular, su uso presenta otras ventajas que son interesantes de destacar:

- Convertir un residuo en un recurso: se utilizan residuos de otras actividades (principalmente forestal y agrícola) que no tenían un valor económico.

- Reducir la disposición de residuos: el uso de la biomasa como fuente energética, constituye un medio para la utilización de grandes cantidades de residuos y con ello una solución a su disposición final.
- Desarrollo económico de áreas rurales: la planta de generación a partir de biomasa debe construirse en las cercanías donde se encuentra el insumo.
- Balance neutro en emisiones de CO<sub>2</sub> (principal responsable del efecto invernadero). La combustión de biomasa produce CO<sub>2</sub>, pero una cantidad análoga a la emitida fue captada previamente por las plantas durante su crecimiento.
- Estabilidad de la oferta: a diferencia de la energía eólica y solar, la energía eléctrica a partir de biomasa es independiente de las condiciones climatológicas.

### Situación actual en la Argentina

En el marco nacional la promoción de la generación de energía eléctrica derivada de la biomasa está basada principalmente en dos programas llevados adelante por el estado nacional, ellos son el programa RenoVar y el proyecto PROBIOMASA.

RenovAr es un plan lanzado por el gobierno nacional en el año 2016 que busca transformar la matriz energética Argentina el impulso para la generación de energías renovables. En la actualidad el programa lleva 147 proyectos adjudicados, con 4466,5 Mw instalados.

El “Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa” – PROBIOMASA-(UTF/ARG/020/ARG-). Es una iniciativa de la Secretaría de Gobierno de Agroindustria del Ministerio de Producción y Trabajo y la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda con la asistencia técnica y administrativa de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO). Su objetivo principal es Incrementar la producción de energía térmica y eléctrica derivada de la biomasa a nivel local, provincial y nacional para asegurar un creciente suministro de energía limpia, confiable y competitiva, y a la vez, abrir nuevas oportunidades agroforestales, estimular el desarrollo regional y contribuir a mitigar el cambio climático.

### Potenciales aprovechamientos en Entre Ríos

La provincia de Entre Ríos posee gran potencial con respecto a la generación de energía eléctrica mediante biomasa, pero por las características productivas y geográficas que posee se destacan tres tipos de aprovechamiento que revisaremos con detenimiento:

- Cascara de arroz
- Residuos Forestoindustriales
- Residuos avícolas

### Cascara de arroz

#### **La cascara de arroz como combustible**

La cascara de arroz es uno de los desechos más importantes de la producción de arroz. La cantidad de cascara que se genera en el país año tras año puede superar las 250.000 ton / año con el agravante que por su baja degradabilidad natural se acumula en el ambiente dificultando su descarte o tratamiento. Su peso específico es 125 kg/m<sup>3</sup>, es decir, 1 tonelada ocupa un espacio de 8 m<sup>3</sup> a granel.

El poder calorífico de la cascara de arroz es de 3.281,6 Kcal/kg, y por su alto contenido de sílice (20%) es muy poco biodegradable.

La temperatura máxima que se obtiene al ser quemada varía de acuerdo con su condición: 970°C (seca), 650°C (con algún grado de humedad) y hasta los 1000°C (mezclada con combustible).

Tradicionalmente este producto se ha utilizado principalmente como cama o asiento de las aves en la industria avícola, para homogeneizar la estructura de la tierra en viveros, como asiento o cama de equinos y como mezcla para dar volumen al alimento bovino.

Sin embargo, su uso se ha diversificado en los últimos años, gracias a su alto poder calorífico, su temperatura de combustión y a la gran cantidad de disponibilidad de este material que se obtiene en las zonas arroceras.

Todo esto lo hace de la cascara de arroz una buena opción como combustible, y, por lo tanto, le da la posibilidad de extender su modalidad de uso a la generación de energía eléctrica, compitiendo con ventajas económicas y ambientales con otros insumos caloríficos tradicionales como el carbón, los derivados del petróleo, el gas natural, etc.

**Potencial de la provincia de Entre Ríos**

La provincia de Entre Ríos posee características geográficas que favorecen a la producción del cultivo de arroz, por lo tanto, se encuentra ubicada en la segunda posición entre las provincias con mayor producción arroceras del país, detrás de Corrientes, concentrando un 38 % de la producción total con un promedio de 578.760 toneladas de grano cosechado al año.

**Tabla 2: Producción de arroz por provincia**

Provincias	Superficie Cosechada (ha)	Producción	Participación Nacional
Corrientes	97.022	659.750	43%
Entre Ríos	74.200	578.760	38%
Santa Fe	43.300	207.840	14%
Formosa	7.954	46.133	3%
Chaco	5.900	29.500	2%
<b>Total Nacional</b>	<b>228.376</b>	<b>1.521.983</b>	<b>100%</b>

Fuente: Asociación Correntina de plantadores de Arroz

Las principales zonas arroceras de la provincia son las que se detallan en el siguiente mapa, concentrándose la mayor producción en dos zonas, la primera comprendida por las localidades de Villaguay, San Salvador y Villa Elisa, y la restante en los alrededores de la ciudad de Gualeguaychú, siendo la primera de ellas la más preponderante en volumen de producción.



**Figura 11: Zonas Arroceras de Entre Ríos**

Fuente: Asociación de plantadores de arroz de Entre Ríos

A continuación, se detalla la distribución de molinos arroceros en toda la provincia, y podemos apreciar que la mayor cantidad de estos coincide con las zonas de mayor producción del cultivo.

**Tabla 3: Molinos Arroceros por localidad**

Localidad	Cantidad
San Salvador	13
Gualeduaychú	10
Villaguay	6
Villa Elisa	6
C. Del Uruguay	6
Los Charrúas	3
Urdinarrain	3
Basavilbaso	3
La Paz	2
Concordia	2
Paraná	2
Hasenkamp	1
Villa Mantero	1
Chajarí	1
Crespo	1
San José	1

Fuente: Asociación de plantadores de arroz de Entre Ríos

Según un estudio realizado por el entonces Ministerio de Planificación Federal en el año 2007, basado en los volúmenes de producción de la provincia, se estimó que la misma era capaz de generar aproximadamente unas 100.000 toneladas de cascara al año, y realizando una proyección al 2027 se calculó que se llegarán a producir unas 180.000 toneladas anuales.

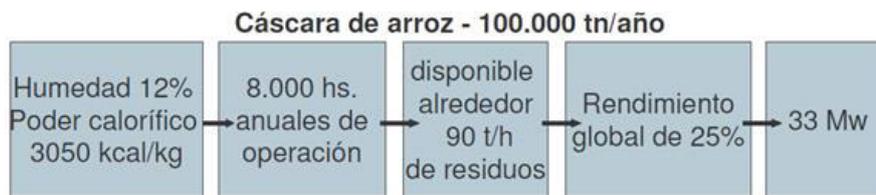
**Tabla 4: Proyección de la producción de cascara**

AÑO	PRODUCCION	CASCARA
2007	450.000	100.000
2012	520.000	230.000
2017	610.000	270.000
2022	700.000	300.00
2027	810.00	360.000

Fuente: Asociación de plantadores de arroz de Entre Ríos

#### **Aprovechamiento de la cascara para la generación**

Situándonos en el plano de la utilización de la cascara para la generación de energía eléctrica, nos valdremos de un estudio de prefactibilidad realizado por el proyecto “Probiomasa” que ha analizado la utilización de residuos derivados de la industria arroceros para la generación de energía eléctrica en la provincia, y considera para dicho estudio una producción de cascara promedio de 100.000 toneladas al año.



**Figura 12:** Diagrama de producción de energía eléctrica mediante incineración de cáscara de arroz  
Fuente: Ex min. De Planificación Federal

Según los cálculos realizados en este estudio se tiene que con el volumen de producción actual de cáscara es posible instalar centrales de generación por una potencia total de 33 MW.

Además, surge de las evaluaciones realizadas que las dos centrales de más viable implementación con la cáscara de arroz como combustible son las siguientes:

- Central en San Salvador - 7,5 MW – cáscara de arroz – generación de energía eléctrica por medio de combustión directa / grilla vibrante.
- Central en Villaguay – 2 MW – cáscara de arroz – cogeneración por medio de combustión en grilla vibrante.

Para finalizar podemos decir que la cáscara de arroz como combustible para la producción de energía eléctrica parece tener un panorama muy alentador dentro de la provincia, ya que es un recurso que se genera como residuo de una actividad productiva importante y que hoy es un desperdicio que se acumula sin posibilidad de utilizarlo.

### Residuos Forestoindustriales

Los residuos forestoindustriales son una forma de biomasa o combustible ecológico generado por la recuperación o utilización de subproductos derivados de la industria de la madera y catalogado como combustible de CO<sub>2</sub> neutro. Esta definición determina el valor de las emisiones a la atmósfera derivadas de la combustión, que en este caso son neutras. Es decir que el CO<sub>2</sub> emitido es igual al CO<sub>2</sub> que absorbieron esas plantas durante su crecimiento.

En general el suministro de este tipo de biomasa viene dado morfológicamente en dos aspectos, “chips” de madera y pellets de aserrín.

#### **Chips de madera**

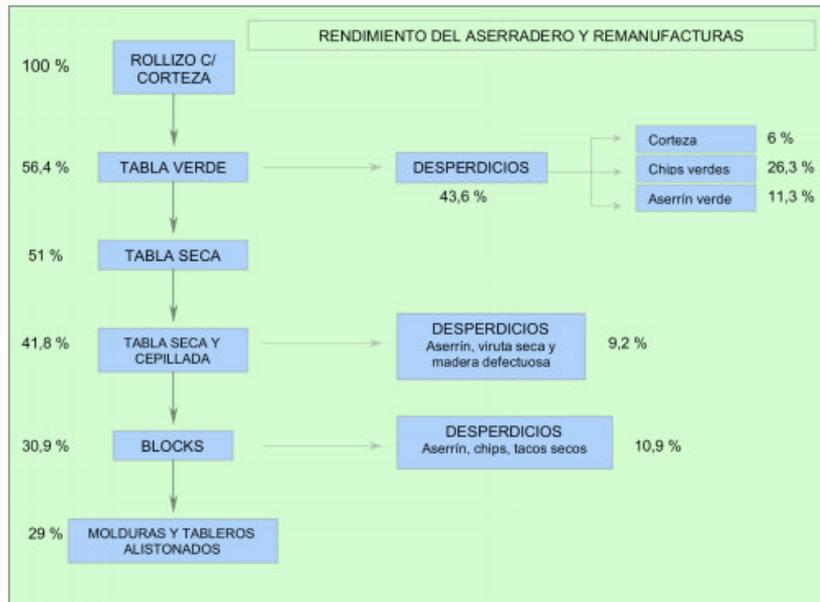
Los Chips de madera son pequeños pedazos de madera provenientes del picado o destroncamiento de residuos forestales o de madera de bosques cosechada para energía. Los residuos pueden provenir de distintas fuentes, de los subproductos y residuos del manejo silvícola (despunte, ramas, podas, raleos, cosecha forestal) o subproductos de la industria maderera producidos por aserraderos, fábricas de mueble, plantas de 2° o 3° transformación (vigas, tableros, maderas terciadas, pisos, aberturas, etc).

#### **Pellets de aserrín**

Los pellets son un combustible a base de madera comprimida de forma cilíndrica. Por lo general el pellet se fabrica usando subproductos o residuos producidos en los aserraderos. Siendo las materias primas más comunes viruta, aserrín, corteza, ramas de podas de árboles y raleos de bosques.

#### **Obtención de los residuos**

En la primera transformación de la madera se obtiene un 41,8% de tabla seca y cepillada, hasta llegar a un rendimiento de producto final (molduras y tableros alistonados) de poco menos del 30% respecto del rollizo con corteza.



**Figura 13:** Rendimiento de producción en aserradero  
Fuente: INTI

Estos valores obtenidos en la industria de la madera, dan una idea de la magnitud de la cantidad de residuos generados y el “problema” que esto puede traer aparejado. Tanto su manipulación como la ubicación física del mismo generan un punto importante a considerar dentro de las industrias debido al espacio ocupado por éstos.

#### Potencial de la provincia de Entre Ríos

Entre Ríos se ubica entre las provincias con mayor producción forestal de la Argentina, ubicándose en la tercera posición en superficie plantada, detrás de Misiones y Corrientes.

**Tabla 5:** Producción forestal de Argentina por Provincia

Provincia	Superficie Plantada
Misiones	352.392
Corrientes	373.269
Entre Ríos	154.000
Buenos Aires	57.673
Mendoza	7900
San Juan	457
San Luis	150
Neuquén	62.970
Río Negro	6.628
Chubut	31.527
Santa Cruz	14
Jujuy	13.697
Salta	4.638
Tucumán	3.670

Provincia	Superficie Plantada
Catamarca	290
Córdoba	37.541
La Pampa	1.024
Santa fe	15.036
Formosa	1.353
Chaco	925
Santiago Del Estero	3.257
<b>Total Nacional</b>	<b>1.120.411</b>

Fuente: Min. Agricultura, Ganadería y Pesca

Las principales zonas forestoindustriales de la provincia están ubicadas sobre la costa del río Uruguay, siendo las localidades más importantes Concordia, Federación, Chajari y Colon.

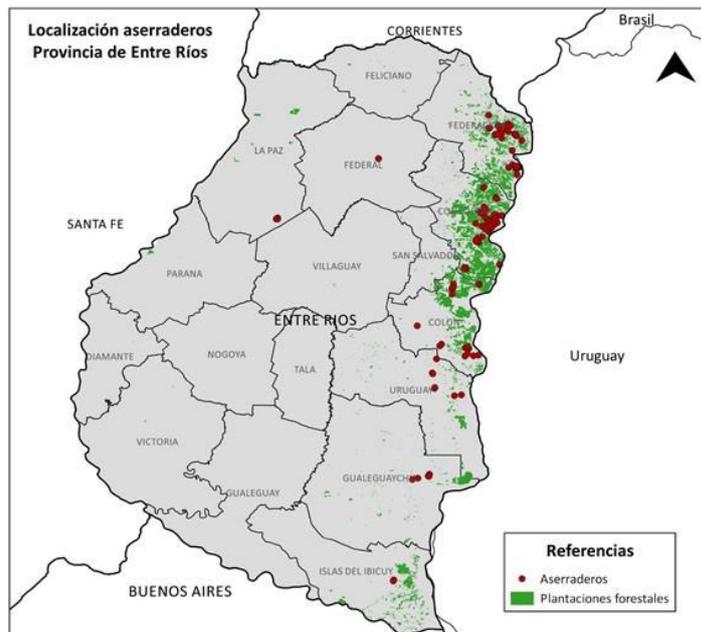


Figura 14: Zonas de producción forestal

Fuente: [entrieriosforestal.blogspot.com](http://entrieriosforestal.blogspot.com)

Dentro de esas localidades la distribución de los aserraderos es la siguiente:

Tabla 6: Cantidad de aserraderos por localidad

Localidad	Cantidad
Chajarí	36
Federación	35
C. Del Uruguay	4
Colon	4
Gualeguaychú	3
Concordia	2

Localidad	Cantidad
Villa Del Rosario	1
San Salvador	1
Villa Elisa	1
Cerrito	1
Paraná	1

Fuente: Min. Agricultura, Ganadería y Pesca

En el año 2007 el entonces Ministerio de Planificación Federal realizó un estudio del potencial de los residuos generados en la provincia de Entre Ríos y estimó los valores entre **710000 y 840000 toneladas anuales de residuos aprovechables para la generación de energía eléctrica.**

En base a los resultados arrojados se concluyó que con ese volumen de producción de residuos se podrían instalar centrales por una potencia total de 64Mw, teniendo en cuenta el poder calorífico de estos residuos que está en el orden de 2450 kcal/kg con una humedad promedio del 40%.



**Figura 15:** Diagrama de producción de energía eléctrica mediante residuos forestales

Fuente: Ex min. De Planificación Federal

En este estudio también se analizó la factibilidad de instalar dos centrales para la generación de energía eléctrica, de ello devino que las alternativas más viables son las siguientes:

- Central en Concordia – 25 MW – Residuos forestoindustriales Gasificación y combustión directa.
- Central en Federación – 25 MW – Residuos forestoindustriales Gasificación y combustión directa

### Residuos avícolas

La producción animal moderna ha evolucionado hacia sistemas donde la concentración animal y la intensificación son factores clave del proceso y determinantes del éxito económico-financiero de la industria avícola.

Sin embargo, los esfuerzos en las mejoras técnicas de las granjas no han sido acompañados por un proceso de adecuación de la gestión de las excretas de origen animal. Al aumentarse el número de animales por galpón, el número de granjas por departamento y los volúmenes de producción nacional de huevos y pollos ha aumentado también el volumen de excretas generadas.

La generación de residuos en el sector avícola puede provenir de diversas fuentes, como son, granjas de cría y engorde, plantas de incubación, granjas de ponedoras y frigoríficos, y pueden crear enormes problemas de contaminación debido a la gran cantidad de sustancias contaminantes que producen. Además, originan grandes volúmenes de estiércol que se depositan en el suelo, considerándolos como un residuo desaprovechable.

### **Transformación del residuo en energía**

La digestión anaerobia para la producción de biogás es una tecnología cada vez más utilizada en el tratamiento de residuos tanto agrarios como industriales o urbanos.

El concepto de digestión anaerobia, aplicada a pequeña o mediana escala, es una solución sostenible desde la perspectiva económica (ahorro de energía gracias al autoconsumo, ahorro en gestión de residuos), energético (consumo propio energético, disminución de pérdidas y desventajas por la ubicación) y

medioambientales (disminución de emisiones de gases desaprovechados, disminución de emisión de gases de CO2 por el traslado, eliminación de vectores de enfermedades por los residuos crudos).

Este método de producción de energía a través del tratamiento de desechos presenta múltiples ventajas.

La simplicidad de operación y la disponibilidad de biodigestores estándares en el mercado facilitan la decisión a la hora de buscar una alternativa en la producción de energías limpias.

#### Potencial avícola de la provincia de Entre Ríos

La provincia de Entre Ríos es la mayor productora avícola del país, concentrando el 43.44 % del total de granjas avícolas seguido en orden de importancia por la provincia de Bs. As. (32.24%).

**Tabla 7:** Granjas Avícolas por Provincia

Provincia	Granjas	%
Entre Ríos	3.355	43,44
Buenos Aires	2.490	32,24
Córdoba	491	6,36
Santa Fe	464	6,01
Misiones	137	1,77
Mendoza	135	1,75
Tucumán	85	1,10
Chubut	61	0,79
Rio Negro	61	0,79
San Luis	61	0,79
Corrientes	57	0,74
La Pampa	49	0,63
Salta	48	0,62
Resto del país	230	2,97
<b>Total</b>	<b>7.724</b>	<b>100,00</b>

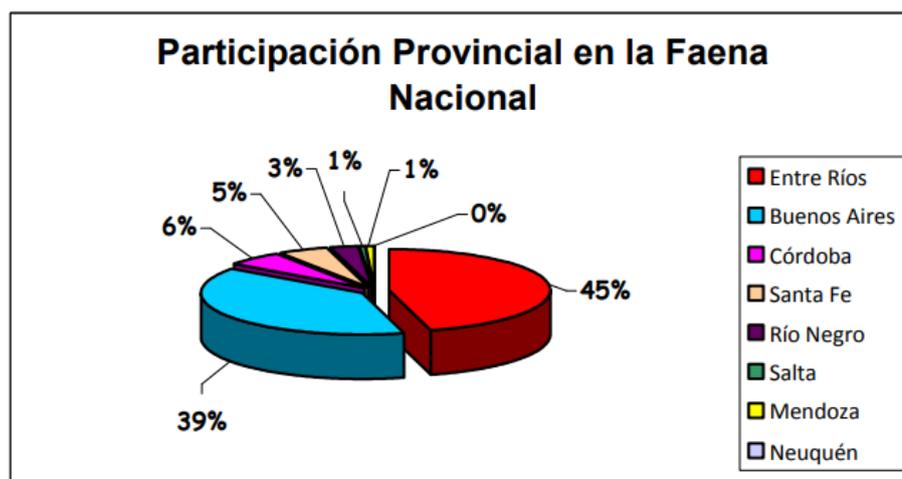
Fuente: SENASA



**Figura 16:** Granjas Avícolas en Argentina por provincia

Fuente: SENASA

En lo que respecta a la faena, se observa que la Provincia aporta el 45,95 % de la Faena Nacional a diciembre del año 2013, y ese número se mantiene casi sin variaciones en la actualidad.



**Figura 17:** Participación de Entre Ríos en la faena Nacional  
Fuente: SENASA

En la tabla 8 se detalla la distribución geográfica de los frigoríficos.

**Tabla 8:** Frigoríficos por departamento

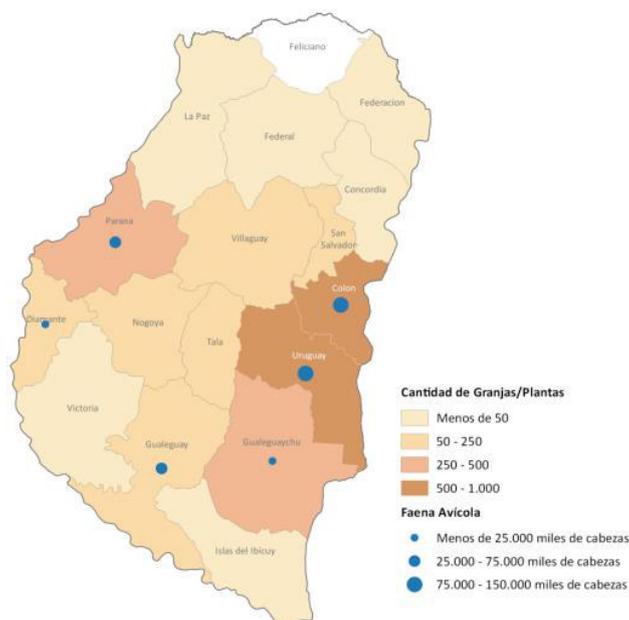
Frigorífico	Departamento
Serviave S.A.	Uruguay
Las Camelias SRL	Colón
TSVSA	Gualedguay
Frigorífico Avícola Basavilbaso	Uruguay
Bonnin Hnos.	Colón
Industrializadora S.A.	Colón
Domvil SAICA	Gualedguaychú
Soychu SACFIA	Gualedguay
Frigorífico Okay SRL	Villaguay
Sagemuller S.A	Paraná
Faenar S.R.L.	Paraná
Fepasa	Uruguay
Super S.A.	Uruguay
Santiago Eichhorn e Hijos S.R.L.	Paraná
Complejo Alimentario	Diamante
Fadel S.A.	Colón
Industria Avícola	Paraná

Fuente: Min. Agricultura, Ganadería y Pesca

### Distribución geográfica de la producción

Se puede apreciar que la producción se encuentra ampliamente distribuida por casi todo el territorio de la provincia de Entre Ríos, concentrándose el 60% de las granjas en los Departamentos de Uruguay, Federación, Concordia, Colón y Zona Norte de Gualedguaychú; el 30% en los Departamentos Paraná,

Diamante, Villaguay, Noroeste de Nogoyá, Norte de Tala, y el 10 % en los Departamentos Gualeguay y Sureste de Nogoyá.



**Figura 18: Distribución Geográfica de la producción Avícola**  
Fuente: SENASA

Considerando que la actividad del sector avícola se encuentra distribuida en la mayor parte del territorio provincial, compuesta por un gran número de granjas y frigoríficos, podemos concluir que lo más conveniente es realizar pequeños aprovechamientos en los distintos puntos de producción del residuo (granjas y frigoríficos) para que estos puedan suplir sus propias demandas, ya sea de gas o de electricidad, debido a que este tipo de producción no posee una concentración geográfica, lo que dificulta el transporte de los residuos desde los puntos de producción a lo que podría ser un gran centro de generación de energía.

Si bien en la actualidad hay algunos aprovechamientos implementados que mencionaremos más adelante, cabe destacar que no hay grandes avances en los estudios de los volúmenes de residuos producidos, ni tampoco de la potencial energía que se puede generar mediante estos.

### Proyectos llevados adelante en la actualidad

A continuación, realizaremos una revisión de los distintos proyectos relacionados con las energías renovables mencionadas que están en funcionamiento o en proceso de evaluación dentro del territorio provincial hasta el momento.

#### Generación Fotovoltaica

En lo que refiere al aprovechamiento de la energía solar actualmente se están desarrollando proyectos de distintas escalas, algunos ya concluidos y otros en proceso de evaluación.

En el caso de los ya construidos podemos mencionar generaciones de pequeña escala montadas por la empresa ENERSA en distintas reparticiones de la misma en la provincia. Estas generaciones fueron montadas sobre los techos de instalaciones actuales ya construidas de la empresa y se encuentran conectadas a la red de distribución. A continuación listaremos cada una de ellas:

- Paraná - Almacenes Racedo 500: 12,5 kW
- Paraná – Distrito Paraná Racedo 500: 5,5 kW
- Ceibas – Oficinas Comerciales: 12,5 kW
- Chajarí – Oficinas Comerciales: 12,5 kW

El otro proyecto es de una envergadura mayor y apunta a la construcción de un parque solar. Está en proceso de evaluación y es llevado adelante por la empresa 360 Energy, quien pretende postularse a la ronda

3 del programa RenoVar con una planta de generación de energía fotovoltaica en la ciudad de San Salvador, y si bien hasta el momento se han iniciado las gestiones administrativas para el estudio de los recursos e infraestructura, aun no se ha decidido la potencia que se instalará.

### **Biomasa**

En lo que respecta a la biomasa, si bien en un momento el estado nacional proyectó dos plantas de generación en la zona de Concordia y Federación como ya hemos visto, con los cambios en las políticas de gobierno estos emprendimientos quedaron trancos.

Con el lanzamiento del programa RenovAr se han abierto otras oportunidades y es el caso de la generación con biomasa para Entre Ríos hay dos proyectos en evaluación que serían construidos en el marco de este programa y otro proyecto que ya se encuentra en funcionamiento y es de índole privada.

### **Generación con residuos forestoindustriales**

En el marco de Plan RenovAR, la empresa ENERGY33 está analizando la posibilidad de presentar 2 proyectos a base de residuos de la industria de la madera en la Provincia de Entre Ríos, estos son:

- Cogeneración en el Aserradero Ubajay, ubicado en el parque industrial de la localidad de nombre homónimo con las siguientes características:
  - ✓ **Combustible:** Astillas de madera, aserrín y viruta
  - ✓ **Potencia Neta:** 10 MW
  - ✓ **Generación:** 330 días
  - ✓ **Generación de Energía Anual:** 79,200 MWh
  - ✓ **Consumo Biomasa:** 144,000 ton por año
  - ✓ **Empleos Directos:** 30
  - ✓ **Conexión propuesta:** A 33 kV
- Cogeneración en el aserradero Maringa Maderas, ubicado en el parque industrial de la localidad de Federación con las siguientes características:
  - ✓ **Combustible:** Astillas de madera, aserrín y viruta
  - ✓ **Potencia Neta:** 10 MW
  - ✓ **Generación:** 330 días
  - ✓ **Generación de Energía Anual:** 79,200 MWh
  - ✓ **Consumo Biomasa:** 144,000 ton por año
  - ✓ **Empleos Directos:** 30
  - ✓ **Conexión Propuesta:** 13.2 kV en la conexión con el aserradero Maringa Maderas.
  - ✓ **Conexión Alternativa:** 33 kV con una línea de 4 km, y abriendo la línea que alimenta a Federación.

### **Residuos avícolas**

Como ya hemos mencionado, si bien la industria avícola en la provincia es muy importante y los volúmenes de producción de residuos son muy altos, aun no se ha puesto el foco sobre este tipo de biomasa para la generación de energía eléctrica.

Pero si existen pequeños aprovechamientos para la generación de Biogás, que es usado para consumo propio dentro de las instalaciones de los productores del propio residuo, ya sea para calefacción de los galpones en el caso de las granjas o para los quemadores de las calderas en de los frigoríficos.

Como caso más relevante en la provincia se destaca un aprovechamiento realizado por la empresa Las Camelias SA en uno de sus frigoríficos situado en la ciudad de San José.

Allí esta empresa con el fin de generar biogás para ser utilizado en la caldera de agua caliente sanitaria de su planta, construyó un biodigestor sobre una laguna ya existente, instalando una cubierta de polietileno de alta densidad y su sistema de captación de biogás, que a través de tuberías se conduce a la planta compresora donde se inyecta a la caldera.

El biodigestor está produciendo 150 m<sup>3</sup>/h de gas, lo que permite cubrir aproximadamente un 10% del total de gas consumido por la planta.

## 8. Impulso del Pe10 al ahorro y la eficiencia energética

Si bien en Pe10 no ha realizado un apoyo a las energías renovables como ya lo hemos mencionado, si se han desplegado acciones en el campo del ahorro de energía y la eficiencia energética.

Estos planes de acción se han implementado en diferentes sectores y los describiremos a continuación.

### Programa “Mi ciudad LED”

El programa Mi ciudad LED es una iniciativa de ENERSA que tiene por objetivo mejorar la eficiencia energética en el alumbrado público en jurisdicción de los Municipios de la provincia que dispongan adherirse a este programa.

La propuesta consiste en reemplazar un total de 50.000 lámparas convencionales por luminarias de tecnología LED, llegando a cubrir más del 50% de los sistemas de iluminación existentes en todo el territorio provincial.

La implementación de este programa se da mediante una financiación por parte de ENERSA a los distintos municipios. Para ello ENERSA realizó una licitación de compra mayorista por la cantidad de luminarias mencionada, adquiriendo las mismas en distintas potencias (50w y 100w), para luego cederlas a los municipios mediante un plan de pago conveniente para los mismos.

Al finalizar el programa se habrán reemplazado 50 000 convencionales por lámparas LED en el alumbrado público de las distintas comunas y con ello se promoverá la eficiencia energética en 78 municipios y 169 Juntas de Gobierno.

### Programa “Mi Casa solar. Mas sol, menos gasto”

Este es un programa mayormente de promoción, orientado al aprovechamiento de la energía solar a través de la utilización de termotanques solares.

Mediante este programa ENERSA impulsa esta iniciativa brindando información y gestionando vínculos entre usuarios, proveedores e instaladores.

Además, ENERSA ofrece un nexo entre los usuarios y las entidades financieras para la obtención de financiamientos para la adquisición de los termotanques y la instalación de los mismos. De esta manera se pretende aumentar las posibilidades de las familias para que puedan acceder a ésta tecnología económica y amigable con el medio ambiente.

### Vehículos eléctricos y Eco Ruta

En el año 2018 ENERSA adquiere dos camionetas de tracción 100% eléctricas Renault Kangoo Z.E.

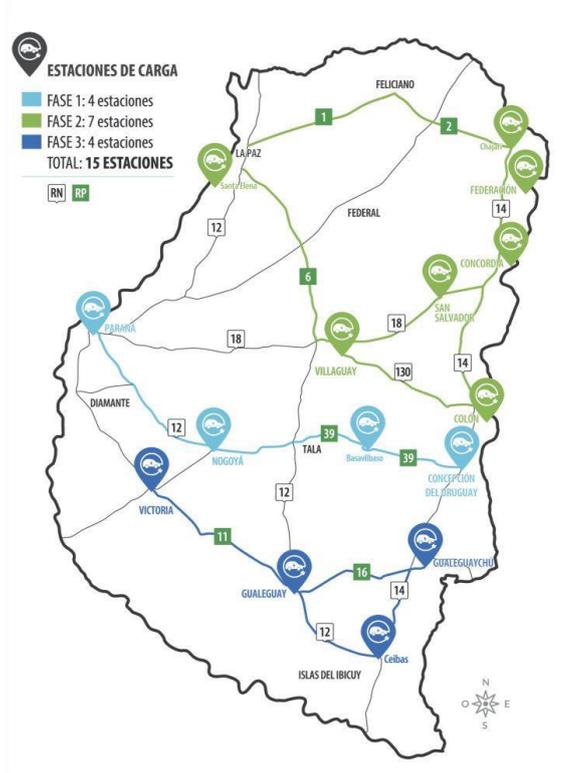
Esta compra tuvo como objetivo dar el primer paso para marcar el rumbo en cuanto a la utilización de vehículos eléctricos, y todas las cuestiones que ello trae consigo, como la adecuación de las redes de distribución, nuevos tipos de cargas, etc.

Posteriormente, en el presente año, se comenzó con el programa “Eco Ruta”, formado por una red de estaciones de carga planificada en etapas incrementales.

Esto significa que en cada etapa se va a ir mejorando y aumentando la cantidad de estaciones de carga, acompañando la demanda de autos eléctricos en la provincia.

La primer etapa 2019 tiene como objetivo emplazar 15 estaciones de carga, distribuidas en toda la provincia en 3 fases:

- **Fases de instalación de estaciones de carga**
  - ✓ Primera Fase: se instalarán 4 estaciones de carga situadas en Paraná, Nogoyá, Basavilbaso y Concepción del Uruguay, en cada estacionamiento de las oficinas comerciales de ENERSA en dichas localidades.
  - ✓ Segunda fase: se instalarán 7 estaciones de carga en Villaguay, Santa Elena, Chajarí, Concordia, Federación, San Salvador y Colón.
  - ✓ Tercera fase: se instalarán 4 estaciones de carga en Victoria, Gualeguay, Gualeguaychú y Ceibas.



**Figura 19: Mapa de la "EcoRuta"**  
Fuente: ENERSA

## 9. Conclusiones

De acuerdo al análisis realizado, se observa que la provincia de Entre Ríos cuenta con suficientes recursos naturales para la implementación de diversas formas de generación de energía eléctrica renovable, donde se destacan dos tipos de aprovechamientos, en primer lugar la generación mediante biomasa, ya que posee bastos y diversificados recursos en este sentido, y muy pocos de estos son explotados en la actualidad. En segundo lugar el potencial solar, que si bien no es de los mejores del país es factible para aprovechamientos a nivel de micro-generaciones o plantas de generación de escalas medias.

En este sentido, las políticas energéticas provinciales planteadas en el Pe10, no promueven una mayor participación de la energía Renovable en la Matriz Energética Nacional.

Se destaca el fomento y la implementación del ahorro y la eficiencia energética tanto al usuario como a los municipios mediante campañas de concientización y programas de acción en este sentido. En contra partida, ENERSA no cuenta con un plan interno de ahorro energético en sus instalaciones y demás dependencias públicas. En este aspecto deberían incluirse en el plan políticas de Uso Racional de la Energía (URE), que puedan ser llevadas a la práctica mediante programas creados para estos fines.

En cuanto al marco regulatorio se cuenta con un decreto provincial, el N°4315 del 2016 focalizado solo sobre las pequeñas generaciones e inyección a la red de hasta 50kW (microgeneración). La provincia debería considerar la adhesión a las leyes nacionales N° 26.190 (2006) y N° 27.191 (2016) que promocionan y regulan el uso de la generación de energías Renovables, que permitiría su integración al contexto Nacional.

## 10. Bibliografía

### Publicaciones

- ✓ G. Gareis - J. Stivanello - C. Maché (2017) "Generación de energía solar fotovoltaica en grandes superficies" - Laboratorio de Energías Alternativas (LEA) – U.T.N. F.R.P.
- ✓ Dr. Ing. César Aguirre (2015) "Relevamiento Detallado de los recursos solar y eólico en la provincia de Entre Ríos para la generación de energía" – F.C.A. U.N.E.R.

- ✓ Federico Moyano (2018) *“Potencial de Generación Térmica del Sector Forestal Argentino”* – Asociación Forestal Argentina
- ✓ Álvarez, José M. - Caneta, Luciano (2015) *“Biomasa y Biogas”* – Universidad Nacional Del Nordeste Facultad de Ingeniería
- ✓ Dr. Héctor L. Schell - Ing Agr. Maria Laura Cumini (2013) *“Información de la Actividad Avícola en Entre Ríos”* – Ministerio de Producción de Entre Ríos

### ***Páginas web***

---

- ✓ Guido Gubinelli – *“Entre Ríos se prepara para competir en la licitación de energías renovables”* - [www.energiaestrategica.com](http://www.energiaestrategica.com)
- ✓ Daniel Caraffini – *“Potencial eólico y solar de la provincia”* - [www.unoentrerios.com.ar](http://www.unoentrerios.com.ar)
- ✓ Nanda Singh – *“El potencial de la biomasa en Argentina”* - [www.energiaestrategica.com](http://www.energiaestrategica.com)
- ✓ *“Energía”* - [www.probiomasa.gob.ar](http://www.probiomasa.gob.ar)
- ✓ *“e-renova”* - [www.inti.gob.ar](http://www.inti.gob.ar)
- ✓ *“Energías alternativas: biomasa y biogás”* - [www.factorenergia.com](http://www.factorenergia.com)
- ✓ *“Programa RenoVar”* - [www.minem.gob.ar](http://www.minem.gob.ar)
- ✓ *“Energía Biomasa”* - [www.energia.gov.ar](http://www.energia.gov.ar)
- ✓ *“Atlas de Energía solar de la República Argentina”* - [www.aldar.com.ar](http://www.aldar.com.ar)
- ✓ *“Mapa de radiación solar”* – [www.energiasdemipais.educ.ar](http://www.energiasdemipais.educ.ar)

# PLANIFICACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (2017) Previale, Reyes, Tkaczyk.

## 1. Introducción

En el presente trabajo se presentarán las características distintivas de la Planificación de las Redes de Distribución de la Energía Eléctrica.

Se mostrarán los conceptos básicos utilizados para la previsión de la demanda, los estudios de diagnóstico y expansión de las redes y la confección de un plan director de obras e inversión en las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

## 2. Objetivos

### *Objetivo principal*

---

- ✓ *Establecer los lineamientos generales utilizados en la planificación de redes de distribución de la energía eléctrica.*

### *Objetivos secundarios*

---

- ✓ *Describir la metodología utilizada para la previsión de la demanda de energía y potencia.*
- ✓ *Mostrar los principales índices de calidad de servicio y producto.*
- ✓ *Profundizar en el proceso de planificación de las redes.*
- ✓ *Explicar el análisis llevado a cabo para la confección de un plan director de inversiones de la red.*

## 3. Planificación de Redes de Distribución de Energía Eléctrica

La planificación, en particular, aquella referente a la expansión de los sistemas de transmisión y distribución de la energía eléctrica, constituye un proceso de estudio recurrente, cuyo objetivo principal es: determinar el conjunto de obras necesarias, técnica y económicamente viables, para el mediano y largo plazo, que permitirán operar el sistema de manera segura; cumpliendo con los requerimientos de calidad del producto y servicio técnico. Todo esto, naturalmente, sin dejar de lado la temática social, económica y medio ambiental asociada a cada proyecto.

### *Previsión de la demanda de energía y potencia*

---

El resultado de un estudio de demanda constituye el punto de inicio del proceso de planificación, el cual permitirá adaptar la red para el abastecimiento de la demanda en el período de estudio, garantizando el cumplimiento de los estándares de calidad, confiabilidad y seguridad.

El encargado de la planificación debe saber que potencia espera entregar, así como también saber *dónde* y *cuándo* esa potencia debe estar disponible. Tal información surge de la previsión de la demanda eléctrica.

La demanda se puede dividir en dos clases:

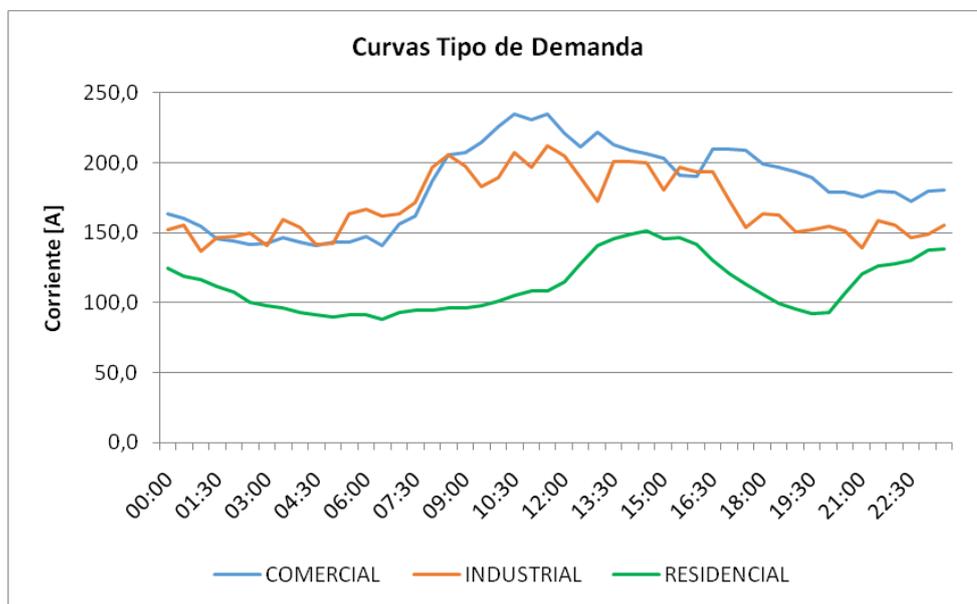
- *Tendencial:* es aquella que ya existe y su crecimiento está determinado por aspectos sociales, económicos, tecnológicos, climáticos, etc.
- *Extra-tendencial:* son demandas futuras que se obtienen de recolectar información de entes municipales, provinciales ó privados y de las cuales se tiene mayor detalle de información.

La demanda se puede caracterizar por el tipo de consumidor conectado a la red, el cual tiene un perfil de carga que varía diaria y anualmente. Esta variación depende de factores tales como:

- Actividad desarrollada (residencial, comercial, industrial)
- Ubicación geográfica (urbana, residencial, área industrial)
- Tipo de edificación (casa, edificio de apartamentos, centro comercial, etc)
- Tipo de acondicionamiento térmico (aire acondicionado, loza radiante, otros)
- Disponibilidad de gas natural

- Costo de la tarifa
- Temperatura media durante el año

Estos factores sirven para clasificar a los usuarios en diferentes categorías, las cuales se caracterizan por tener una curva de carga tipo con cierto patrón diario y anual, lo cual se puede observar en la 0.



**Figura 1:** Curvas Tipo de demanda característica del día 19 de enero de 2017.  
Fuente: SCADA EPESF – ET Esperanza, Salidas 3, 4 y 6 en 13,2 kV.

### Período de estudio

Dependiendo de los intervalos de tiempo considerados para la planificación, se puede establecer la siguiente clasificación:

- *Planificación a largo plazo o estratégica:* consiste en planes y estrategias ideadas para su aplicación en intervalos de tiempo mayores a 10 años. Debido a los lapsos de tiempos considerados, este tipo de planificación implica un grado importante de incertidumbre en las variables consideradas.  
Es aconsejable en este tipo de planificación realizar estudios de sensibilidad y proponer diferentes escenarios de evolución de la demanda como ser un escenario de crecimiento bajo, uno de crecimiento medio (base) y otro de crecimiento alto.
- *Planificación a mediano plazo:* consiste en planes ideados para su aplicación en intervalos de 5 a 10 años.
- *Planificación a corto plazo:* está diseñada para implementar en tiempos menores a 5 años, consiste básicamente en el diagnóstico de la red y el mejoramiento de su operación.

### Modelos de previsión de la demanda

Básicamente existen tres modelos para la previsión de la demanda:

- *Modelo Causal o Econométrico:* estima mediante técnicas econométricas una relación entre las ventas de energía (variable dependiente) y variables independientes (PBI, tarifa, etc.).
- *Modelo Tendencial:* utiliza estudios de series de tiempo y ajusta una curva de crecimiento (lineal, exponencial, logarítmica, etc.) sin utilizar variables dependientes, solo se utiliza la serie histórica de ventas de energía por tipo de consumidor.
- *Modelo subjetivo:* opiniones expertas.

#### **Modelo causal**

Los modelos de pronóstico causales (como por ejemplo el econométrico), parten del supuesto de que el grado de influencia de las variables que afectan al comportamiento del mercado permanecen estables, para

luego construir un modelo que relacione ese comportamiento con las variables que se estima son las causantes de los cambios que se observan en el mercado.

Se puede señalar tres etapas para el diseño de un modelo de proyección causal:

- La identificación de una o más variables respecto a las que se pueda presumir que influyen sobre la demanda, como por ejemplo el Producto Bruto Interno, número de clientes, la tasa de natalidad, la población, tarifas, etc.
- La selección de la fórmula que vincule a las variables causales con el comportamiento del mercado, normalmente en la forma de una ecuación matemática de primer grado; y
- La validación del modelo de pronóstico, de manera que satisfaga tanto el sentido común como las pruebas estadísticas, a través de la representación adecuada del proceso que describa.

#### **Modelo causal ajustado.**

Es una simplificación del modelo causal. Divide la zona de estudio en tipos de consumidores y se les aplica un factor de crecimiento a cada tipo de consumo.

La tasa global de la zona sale del ponderado de todos los tipos de consumo.

#### **Modelo tendencial.**

Utiliza estudios de series de tiempo y ajusta, mediante mínimos cuadrados, una curva de crecimiento del tipo lineal, logarítmica, polinómica, etc.

En primer lugar se ajusta el modelo y una vez que se confirma la bondad del mismo se realizan las proyecciones a los años de estudios. Esa proyección presentará un margen de error, es decir se tendrá un valor mínimo y máximo de demanda futura.

Generalmente se realizan series por tipo de cliente.

### **Procedimiento para la previsión de la demanda.**

En primera instancia se realiza la recolección y depuración de la venta de energía (kWh) asociada a la zona de estudio, desagregada por tipo de cliente (residencial, comercial, industrial, alumbrado público), por nivel de tensión y por centro de distribución o estación transformadora.

Con los datos obtenidos se realiza la estimación de los modelos tendencial y causal o causal adaptado, se proyectan los datos históricos y se realiza un análisis de bondad de ajuste por ambos métodos. A estos datos estimados se les suman las demandas puntuales extratendenciales conocidas.

Por último es recomendable que si la proyección del método causal o causal adaptado se encuentra dentro del intervalo de confianza del método tendencial, la tasa de crecimiento se obtenga como el promedio de la tasa estimada por ambos métodos.

En caso que la proyección obtenida por el método causal o causal adaptado no se encuentre dentro del intervalo de confianza del método tendencial, es recomendable recurrir a la opinión de un experto y priorizar el modelo tendencial, utilizando las tasas más cercanas.

**Tabla 1:** Ejemplo de previsión de la demanda por medio de los modelos tendencial y causal para el período 2014-2030.

Tipo de Cliente	Valor real 2014	Valor proyectado modelo lineal 2030	Tasa anual promedio modelo lineal	Límite superior del intervalo de confianza proy. Lineal 2030	R2	Valor proyectado modelo causalidad 2030	Tasa anual promedio modelo causalidad
Industrial	12.678	19.991	2,56%	22.155	0,917	22.518	3,24%
Residencial	15.910	24.629	2,46%	26.535	0,959	25.814	2,73%
Comercial	4.251	6.192	2,11%	6.739	0,934	7.461	3,17%
A. Público	1.435	2.115	2,18%	2.598	0,572	2.539	3,22%

**Fuente:** Comisión de Integración Energética Regional.

En la 0 se muestran los resultados de un estudio de previsión de la demanda de energía de acuerdo al modelo tendencial lineal y causal adaptado para un período de estudio correspondiente a los años 2014-2030.

A continuación se resumen como aplicar los criterios antes descriptos de acuerdo a los resultados mostrados por tipo de cliente:

- *Industrial*: el ajuste lineal es bueno (0,917) pero no hay intersección de proyecciones. De todas formas es mínima la diferencia entre la causalidad y el límite superior, se recomienda utilizar el promedio entre las dos proyecciones.
- *Residencial*: el ajuste lineal es bueno (0,959) y hay intersección de proyecciones, se recomienda utilizar el promedio entre las dos proyecciones.
- *Comercial*: es bueno el ajuste lineal (0,934) pero no hay intersección, la diferencia es grande. En primer lugar se puede recurrir a opiniones expertas de la zona u estudios existentes. En segundo lugar se puede volver a hacer el mismo estudio pero considerando industrial y comercial en una única categoría, muchas veces presentan complementaciones importantes que mejoran los indicadores de bondad de ajuste (sería el sector no residencial).
- *Alumbrado Público*: el ajuste lineal no es bueno (0,572), ya no tiene sentido el intervalo. Se recomienda indagar opiniones expertas (municipios, políticas particulares sobre alumbrado, etc.) para poder proponer una tasa adecuada.

### Diagnóstico de instalaciones existentes.

Una vez que se tiene determinada la previsión de demanda para el período a evaluar, lo primero que se debe hacer es determinar las condiciones iniciales de la red o subsistema que se desea estudiar.

Para poder llevar a cabo esta evaluación es necesario recabar la siguiente información:

- Infraestructura eléctrica instalada (conductores, transformadores, reguladores de tensión, etc).
- Estado de conservación de las instalaciones y equipos.
- Topología de la red.
- Generación distribuida instalada o a instalarse.
- Restricciones medioambientales o de seguridad pública.
- Normativa constructiva de la empresa de distribución.
- Grandes clientes conectados en el nivel de tensión analizado o en niveles inferiores que requieran calidad de producto o servicio especiales.
- Históricos de incidentes de fallas.
- Índices de calidad de producto y servicio.
- Ordenanzas Municipales, Provinciales, etc.

Se procede a construir el modelo de impedancias de Thévenin equivalentes, y al análisis del circuito para los escenarios de demanda máxima y mínima en condición normal (N) y ante contingencia simple (N-1).

Los resultados de las simulaciones van a permitir obtener el estado de cargabilidad de los transformadores y líneas, los perfiles de tensión en los distintos nodos de la red y la energía no suministrada (ENS) en caso de contingencia.

Por otro lado, las estadísticas o índices de confiabilidad, con base en las interrupciones de larga duración, son el punto de referencia de las empresas distribuidoras y los entes reguladores del servicio para determinar la calidad del mismo.

La calidad del servicio técnico se evaluará en base a indicadores de la frecuencia y duración de las interrupciones de la red de distribución:

Los indicadores más comúnmente utilizados son:

- Indicadores de interrupción por transformador:
  - FMIT: Frecuencia media de interrupción.
  - TTIT: Tiempo total de interrupción.
- Indicadores de interrupción por kVA instalado:
  - FMIK: Frecuencia media de interrupción.
  - TTIK: Tiempo total de interrupción.

- Indicadores de interrupción adicionales (tiempos totales de primera y última reposición y energía media indisponible).

Todos los análisis de la red antes mencionados, nos sirven para identificar los problemas actuales del sistema.

A partir de esta base se plantean y evalúan técnica y económicamente alternativas de solución de los problemas actuales, las que entrarían en lo que se dijo anteriormente una planificación a corto plazo.

### Formulación de las alternativas de solución.

Como se mencionó con anterioridad el objetivo de la planificación es acompañar el crecimiento de la demanda a través de la solución practicable más eficiente, desde el punto de vista técnico, económico, social y medioambiental.

La planificación busca responder tres cuestiones claves:

- *¿Qué hacer?*
- *¿Dónde hacer?*
- *¿Cuándo hacer?*

La planificación termina siendo en definitiva un problema de optimización de un modelo de planificación el cual surge de establecer objetivos que están sujetos a ciertas restricciones.

Entre los objetivos que típicamente se contemplan en un modelo de planificación se encuentran:

- Minimización de los costos de inversión fijos (instalación de nuevos transformadores, líneas, etc)
- Minimización de los costos variables por pérdidas en conductores y transformadores.
- Confiabilidad, el cual se puede modelar en función a los costos asociados a la ENS.

Para el caso de las restricciones aplicables al modelo es posible mencionar las siguientes:

- Leyes de Kirchhoff.
- Capacidad máxima en líneas.
- Capacidad máxima de transformadores y equipamiento.
- Perfiles de tensión admitidos.
- Respaldo ante contingencias de elementos de la red.

Los objetivos definidos pueden entrar en conflicto entre sí, por ejemplo la minimización de los costos de inversión y de las pérdidas se contraponen, por lo tanto lo el proceso de optimización podría no estar orientado a la búsqueda de una solución óptima global, sino a un conjunto de soluciones eficientes que representen el mejor compromiso posible entre los objetivos.

Este conjunto de soluciones eficientes o no dominadas es denominado Frente de Pareto.

Existen diferentes métodos matemáticos para optimizar modelos multiobjetivos y poder elegir entre las diferentes alternativas de solución a un problema, a continuación se enuncian algunos de éstos:

- Método e-constraint
- Método de asignación de pesos

### Plan Director de Inversiones

#### **Evaluación de la inversión y elección de alternativa**

Para las alternativas halladas, según el inciso 0, en la planificación a los problemas diagnosticados, se deben estimar sus ingresos y costos asociados para el período de estudio a partir del año de ingreso.

Dentro de los ingresos considerados se tiene:

- Ventas incrementales de energía.
- Valor residual del equipamiento.

Los costos asociados considerados son:

- Inversiones (INV)
- Pérdidas Técnicas y no-técnicas

- Operación y Mantenimiento
- Calidad de Servicio y Producto
- Energía No Suministrada

Una vez obtenido estos datos se evalúa la rentabilidad de cada una de las alternativas, aplicando el criterio del Valor Actual Neto (VAN):

- $VAN > 0$ ; es rentable, debería ejecutarse.
- $VAN = 0$ ; es indiferente su ejecución.
- $VAN < 0$ ; no es rentable, su ingreso al plan de obras es sometido a un análisis gerencial.

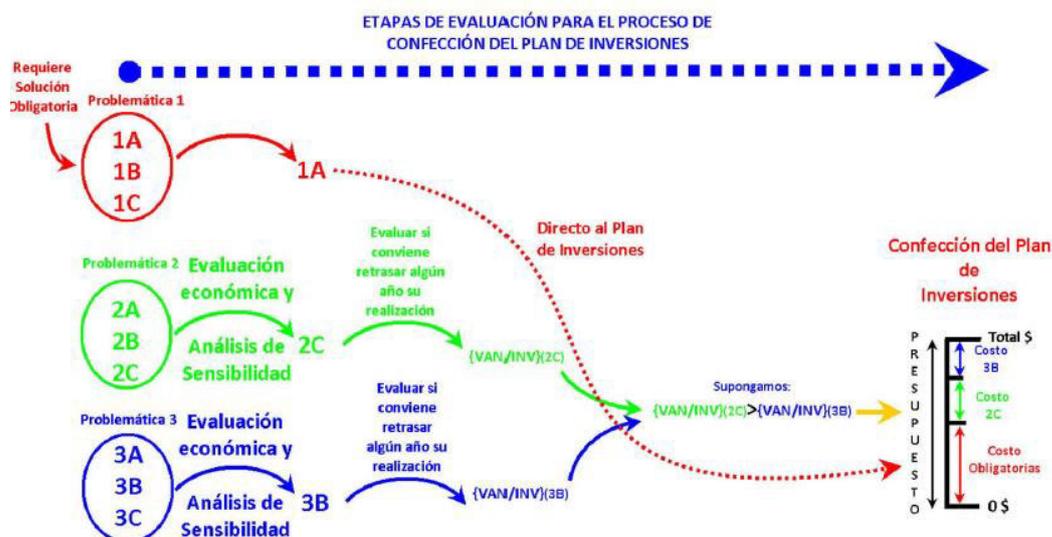
Cuando se obtenga más de una alternativa rentable para un mismo problema, una manera sencilla de definir la solución definitiva que ingresará al plan de inversiones es comparar las relaciones VAN/INV, optando por la que tenga mayor relación.

### Ordenamiento de las obras.

En la mayoría de los casos los montos de inversión resultantes de planes superan ampliamente el presupuesto asignado anualmente por las empresas, por lo tanto no es posible realizar todas las obras planificadas inicialmente.

Surge entonces la necesidad de dirimir cuales son las obras que integrarán el plan director de obras y para esto se debe utilizar algún método de priorización como puede la comparación entre las relaciones VAN/INV de cada obra u estableciendo prioridad según el problema que resuelve (ENS, calidad de producto, servicio, etc)

En las empresas de distribución pueden surgir obras que tengan un carácter obligatorio de ejecución, por lo tanto estas ingresan directamente al plan de inversiones, repartiéndose el resto del presupuesto en las demás obras según el criterio de priorización adoptado.



**Figura 2:** Metodología para la confección del Plan Director de Inversiones.  
Fuente: Comisión de Integración Energética Regional

## 4. Conclusión

Se puede concluir que la planificación de las redes de distribución de energía eléctrica es un proceso que tiene por finalidad la confección de un plan director de inversiones, el cual busca satisfacer el crecimiento de la demanda de la mejor manera técnica y económicamente posible.

El alcance de este plan de inversiones dependerá del horizonte de estudio seleccionado (corto, mediano o largo plazo) para la planificación.

El punto de partida del proceso de planificación es la previsión del crecimiento de la demanda para el período de tiempo elegido. Debido al elevado grado de incertidumbre, otorgado por la inseguridad en el comportamiento de las variables que actúan sobre el modelo, es aconsejable realizar un estudio de

sensibilidad del mismo, proponiendo tres escenarios de evolución de la demanda, crecimiento bajo, medio y alto.

La planificación es un modelo multiobjetivo, en el cual no se obtiene una solución óptima global que satisfaga todos los objetivos, ya que varios de estos se contraponen, sino que llega a un conjunto de soluciones de compromiso entre los mismos.

El plan director de inversiones se debe adaptar al presupuesto que la empresa destinará a la ejecución de obras, para esto se debe establecer un orden de mérito de las obras a ingresar, ya sea por medio de una comparación de rentabilidad u otro tipo de criterios.

Como se ha menciona la planificación debe responder tres preguntas:

- ¿Qué hacer?
- ¿Dónde hacer?
- ¿Cuándo hacer?

## 5. Bibliografía

### *Libros*

---

- ✓ Edenor, (2003), *"Filosofía de la Red Eléctrica EDENOR"*, Buenos Aires.
- ✓ E.P.E.S.F, (2016), *"Estudio de Demanda, Abastecimiento y Desarrollo de la Red de la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe"*, Santa Fe.
- ✓ Roberto C. Barrenechea Gruber, (2010), *"Planificación Multicriterio de Redes de Distribución de Distribución Eléctrica Mediante Algoritmos Linealizados"*, Trabajo de Grado, Universidad Simón Bolívar.
- ✓ Comisión de Integración Energética Regional, (2015), Apuntes de curso *"Planificación de Redes de Distribución"*.
- ✓ H. Lee Willis, (2004), *"Power Distribution Planning Reference Book"*, Segunda Edición, Marcel Dekker, New York.

### *Páginas web*

---

- ✓ Ente Provincial Regulador de la Energía de Entre Ríos - *"Calidad del Servicio Técnico"* - <http://epre.gov.ar/web/calidad-de-servicio-tecnico/>
- ✓ Ente Provincial Regulador de la Energía de Entre Ríos - *"Calidad del Producto"* - <http://epre.gov.ar/web/calidad-de-producto/>



# Capítulo 4

---

**Camino a la transición energética: la eficiencia energética y la generación distribuida**

# PLAN DE EFICIENCIA ENERGÉTICA APLICADO A LA PROVINCIA DE SANTA FE (2020). Carreri, Díaz, Zunino

## 1. Introducción

El cambio climático es una realidad en todo el mundo y como Santafesinos comprometidos con el desarrollo sustentable nos propusimos desarrollar un Plan de Eficiencia Energética en la provincia de Santa Fe. El mismo, podrá ser utilizado como una parte fundamental del Plan Energético Provincial que debe desarrollarse por nuestro gobierno con vistas de cumplir con los acuerdos internacionales en los que adhirió la Argentina. Entre ellos podemos mencionar el Protocolo de Kyoto, y el acuerdo de París.

Santa Fe como provincia no está exenta, y lleva adelante desde 2017 un acuerdo MOU Under2 contra el cambio climático en el marco del hermanamiento entre el Estado de California y Santa Fe, promovido por la Fundación Nueva Generación Argentina.

En ese acuerdo, la provincia se suma a los esfuerzos en aras de proteger el planeta haciendo uso de nuevas tecnologías, políticas, mecanismos de financiamiento e incentivos económicos a fin de reducir emisiones, y a la par, desarrollar métricas estandarizadas para medir sus avances.

Santa Fe fue la primera provincia argentina en comprometerse con el objetivo mundial de reducir la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) para 2050, con el que se espera limitar el calentamiento global a menos de 2 grados Centígrados.

## 2. Objetivos

### *Objetivo principal*

---

- ✓ Desarrollar un plan de Eficiencia Energética aplicado a la provincia de Santa Fe implementando la metodología utilizada en la elaboración de la propuesta del Plan Nacional de Eficiencia Energética (PlanEEAr).

### *Objetivos secundarios*

---

- ✓ Investigar sobre el Marco teórico y metodológico para la elaboración de un Plan de Eficiencia Energética.
- ✓ Tomar conocimiento respecto del consumo energético actual.
- ✓ Determinar los sectores de alcance provincial para aplicar este plan.
- ✓ Investigar sobre experiencias anteriores previas en la ejecución de planes de eficiencia energética.
- ✓ Elaborar planes de acción orientados a la Eficiencia Energética.

## 3. Marco Teórico y Metodológico

### *Concepto de Eficiencia Energética*

---

La Eficiencia Energética es una manera de gestionar el crecimiento de la energía, obteniendo un mismo resultado con menor consumo; o visto de otra manera, obteniendo un mayor resultado consumiendo lo mismo.

Está asociada a la cantidad de energía útil que se puede obtener de un sistema o de una tecnología en particular, con el fin de desarrollar de manera óptima las tecnologías de productos, procesos y servicios que consumen energía para contribuir a la reducción de su demanda. Estas tecnologías y servicios utilizarían menos energía realizando la misma tarea y obteniendo los mismos beneficios finales.

Entre sus beneficios principales se encuentra la reducción de importaciones de energía, de gastos de energía en los hogares, de costos de operaciones de las empresas y del consumo de combustible en el transporte. Además, contribuye a la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (Cambio Climático) y a la seguridad energética del país (Ministerio de Energía y Minería [MINEM], s.f.).

## Desarrollo de Políticas de Eficiencia Energética

Al momento de desarrollar cualquier política relacionada con el sector energético deben tenerse en cuenta las interacciones e impactos bidireccionales entre el sector energético y el desarrollo socioeconómico. El sistema energético tiene impactos claros sobre el crecimiento económico, la calidad de vida de la población y el medio ambiente que son de extrema relevancia (OLADE/CEPAL/GTZ, 2003). En esta dirección, tal como lo destaca la Agencia Internacional de la Energía (IEA por sus siglas en inglés), la eficiencia energética ha ganado gran trascendencia como un recurso clave para el desarrollo socioeconómico, expandiéndose en los últimos años la perspectiva de que las políticas de eficiencia tienen solo impactos sobre la reducción de la demanda energética y la reducción de los Gases de Efecto Invernadero (GEI) (IEA, 2014). Así, las políticas de eficiencia energética pueden tener impactos múltiples sobre distintos actores sociales, o múltiples co-beneficios; por ejemplo:

1. **Desarrollo Macroeconómico:** Las acciones de EE suelen tener impactos directos e indirectos en la economía nacional, el empleo y balanza comercial.
2. **Finanzas públicas:** Las acciones de eficiencia energética pueden tener diversos impactos sobre las finanzas públicas nacionales (o sub-nacionales), y en general muchos de estos impactos se encuentran asociados al impacto macroeconómico de la eficiencia. Así, por ejemplo, estas acciones podrían generar reducciones en el gasto público de calefacción, refrigeración o iluminación; también en los casos en que las acciones de eficiencia energética tienen efectos positivos sobre el desempeño económico se podrían generar impactos positivos a través del incremento en recaudación impositiva por incrementos en actividad económica o reducción de costos de desempleo.
3. **Salud y Bienestar:** En particular, las acciones de eficiencia energética en el sector residencial, y en edificaciones en particular, tienen como resultado las mejoras en la salud y la calidad de vida de algunos grupos, particularmente en los casos en que mejoran las condiciones sanitarias de la edificación.
4. **Productividad industrial:** A pesar de que la industria suele percibir las inversiones en eficiencia energética como un costo que no genera beneficios, está demostrado que los beneficios de la eficiencia exceden la reducción de los gastos en energía, al aumentar la competitividad, calidad de los productos, ambiente de trabajo, reducción de costos de mantenimiento, entre otros efectos. Es fundamental, en este sentido entonces, que se trabaje en la difusión de estos beneficios y el cambio de esta percepción de las inversiones en eficiencia energética por parte de la industria. En este sentido, en el marco del PlanEEAr, las acciones de capacitación y difusión en el ámbito industrial a través de los talleres y de las auditorías energéticas (así como también las acciones ya desarrolladas por la SSERyEE) serán de vital importancia (Bouille, Recalde, Di Sbroiavacca, Dubrovsky, & Ruchansky, 2019).

Seguidamente, se presenta un cuadrilátero en el cual pueden observarse los cuatro pilares fundamentales sobre los cuales debería sustentarse cualquier política energética de largo plazo (véase Figura 1).



**Figura 1:** Cuadrilátero de un modelo energético a largo plazo (Stella, 2020).

## Ejemplo de Política Energética de Promoción de la Eficiencia Energética - Plan PlanEEAr

En mayo de 2018, en el marco de una Cooperación entre la Unión Europea (UE) y la Secretaría de Gobierno de la Energía de Argentina (SE), se inicia el proyecto “Eficiencia Energética en Argentina”, financiado por el Partnership Instrument de 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. Sus objetivos particulares son los que se detallan a continuación:

- Contribuir al cumplimiento de los compromisos de reducción de gases de efecto invernadero asumidos en la Contribución Nación de la República Argentina a través del Acuerdo de París 2015.
- Desarrollar un Plan Nacional de Eficiencia Energética (PlanEEAr), junto con el marco regulatorio requerido para su implementación, que se oriente a los sectores industria, transporte y residencial.
- Recibir asistencia técnica de la UE para determinar estándares de eficiencia y etiquetado de performance energética, implementar sistemas de gestión de la energía en industrias, optimizar el consumo energético en el sector público y participar de actividades internacionales relacionadas, beneficiándose de buenas prácticas y mejores tecnologías de eficiencia en el uso de la energía (Bouille et al, 2019).

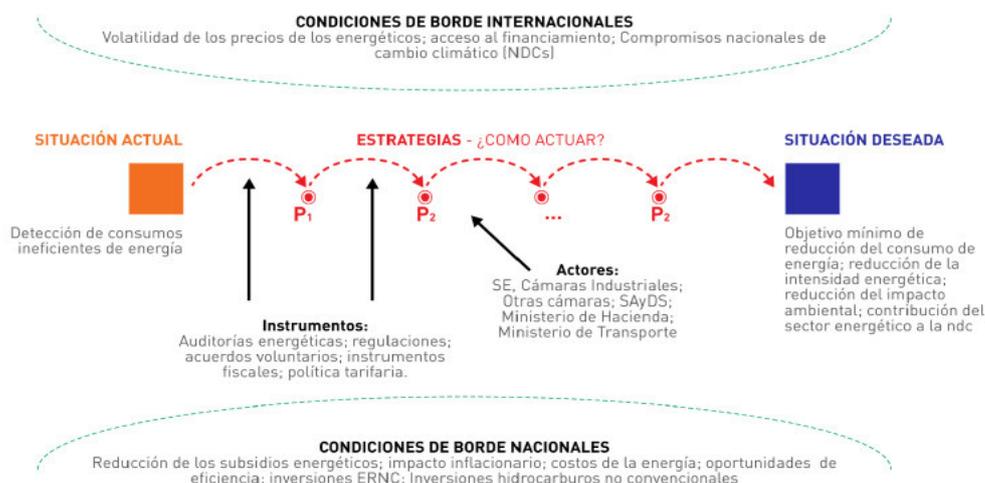
Las principales líneas de acción del plan PlanEEAr, son las siguientes:

- Estudiar las diversas oportunidades de eficiencia energética que posee el país, a partir de la interacción con los representantes de los distintos sectores productores de bienes y servicios.
- Analizar otras experiencias internacionales de medidas, incluyendo diferentes alternativas y evaluar los mecanismos para su adopción a nivel local.
- Identificar las oportunidades existentes en cada uno de los sectores considerados como prioritarios.
- Estimar las barreras existentes en los distintos sectores para la adopción de medidas de eficiencia energética.
- Desarrollo de una prospectiva 2030/2040 (GFA Consulting Group, s.f.).

## Metodología para elaboración del plan PlanEEAr

La metodología para el plan de eficiencia energética se enmarca en el abordaje metodológico para la elaboración de políticas energéticas propuesta por OLADE/CEPAL/GETZ (2003) y retomado en OLADE (2017); siendo las políticas de eficiencia una componente de la política general, compuesta al mismo tiempo por diferentes políticas sectoriales de eficiencia energética (dependiendo de los sectores priorizados).

En la Figura 2 se presenta una ilustración de la lógica de elaboración de política energética propuesto por OLADE/CEPAL/GETZ (2003) adaptado al caso específico de políticas de eficiencia energética.

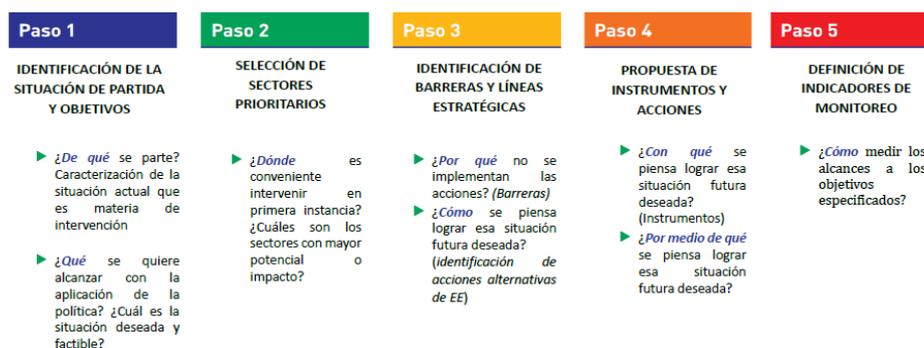


**Figura 2:** Proceso de implementación de la política de eficiencia energética (Bouille et al, 2019).

De acuerdo con este enfoque, el diseño de la política energética implica lo siguiente:

1. Caracterización de situación actual no deseada (dónde se está en la actualidad).
2. Identificación de una situación futura ideal o deseada (a dónde se pretende ir).
3. Cómo se quiere llegar a través de diferentes caminos (cursos de acción).
  - Líneas estratégicas (medidas técnicas y buenas prácticas).
  - Instrumentos y Acciones.
4. Detectar obstáculos en los instrumentos y acciones a utilizar: condiciones de borde y barreras.
5. Definir indicadores de monitoreo.
6. Rever el plan como mejora continua.

Así, la metodología diseñada y adoptada en el plan PlanEEAr presentada anteriormente, puede ser resumida en cinco grandes pasos (véase Figura 3):



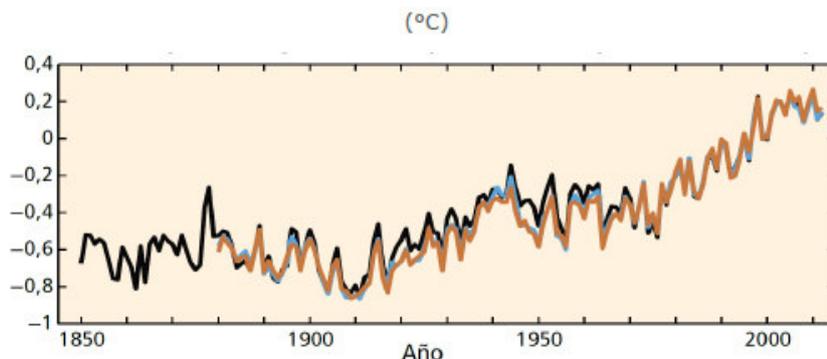
**Figura 3:** Pasos de la formulación de la política de eficiencia energética (Bouille et al, 2019).

En los siguientes puntos, se implementará la metodología adoptada en el plan PlanEEAr para la elaboración de un Plan de Eficiencia Energética para la Provincia de Santa Fe.

#### 4. Plan de Eficiencia Energética para la Provincia de Santa Fe

##### Contexto Internacional - Firma del Acuerdo de París

Según Bastante, Bazán, Serricchio, Grignaffini, & Riádigos (2019), en el 2015 y en anticipación a las negociaciones multilaterales que se iban a desarrollar, el Panel Intergubernamental en Cambio Climático afirmaba que la influencia humana en el sistema climático es clara, y las emisiones antropogénicas recientes de Gases de Efecto Invernadero (GEI) son las más altas de la historia. Las concentraciones en la atmósfera de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) y óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) no tienen precedente, siendo la causa dominante del aceleramiento del calentamiento global desde 1950 (véase Figura 4).



**Figura 4:** Anomalía del promedio global de temperaturas en superficie, terrestres y oceánicas, combinadas. (Bastante et al, 2019).

Las consecuencias de esta conclusión son variadas; además del calentamiento de la atmósfera y el océano, disminuyeron los volúmenes de nieve y hielo, se elevó el nivel del mar, y se incrementaron y

generalizaron las olas de calor extremo y el número de precipitaciones intensas, aumentando el número de sequías, inundaciones, ciclones, e incendios forestales. La sucesión de fenómenos climáticos extremos demuestra la vulnerabilidad humana a las consecuencias del cambio climático. En ausencia de una acción global y urgente, los efectos futuros tendrán impactos graves, generalizados e irreversibles para las personas y los ecosistemas a nivel global, siendo necesario reducir de forma sustancial las emisiones de GEI para limitar el daño del cambio climático.

*Reducir las emisiones sólo es posible si existe un cambio de los patrones de consumo de energía, así como de las técnicas de producción en general, y específicamente, de forma sustentable cuando involucre el uso del suelo.*

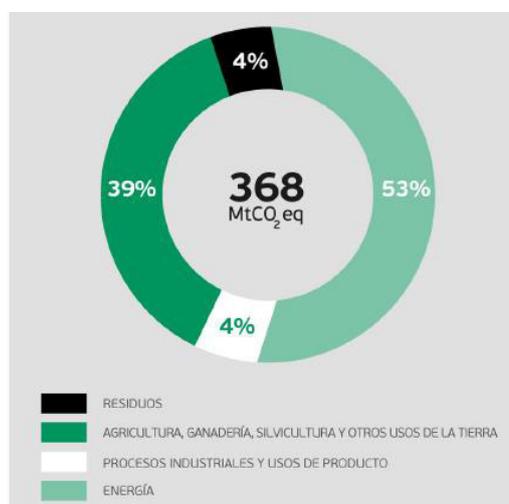
**Los efectos del cambio climático dependen de las emisiones acumuladas de GEI.** La comunidad científica estima que el límite de emisiones acumuladas en la atmósfera a partir del cual existe un elevado riesgo de cambios climáticos irreversibles es de 3 GtCO<sub>2</sub> equivalente, habiéndose emitido aproximadamente dos terceras partes de este límite. Este valor es compatible con un calentamiento global por debajo de los 2 °C sobre las temperaturas preindustriales. Solo si se recortan drásticamente las emisiones de GEI durante los próximos decenios, a valores inferiores a 530 GtCO<sub>2</sub> equivalentes anuales, se pueden reducir notablemente los riesgos que entraña el cambio climático al limitarse el calentamiento en la segunda mitad del siglo XXI.

*Las conclusiones de la comunidad científica fueron el fundamento principal para que, en 2015, 174 países firmaran el Acuerdo de París en la Conferencia de las Partes (COP21) de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.* Estos asumieron el compromiso de coordinar los esfuerzos para traducir en acción las recomendaciones científicas de limitar las emisiones, conteniendo el incremento de la temperatura de la tierra “muy por debajo de los 2°C” con respecto al nivel preindustrial, y esforzarse para limitarlo en 1,5°C, así como alcanzar la neutralidad de emisiones entre 2050 y 2100.

#### **Contexto Nacional - Emisiones de GEI en Argentina en 2014**

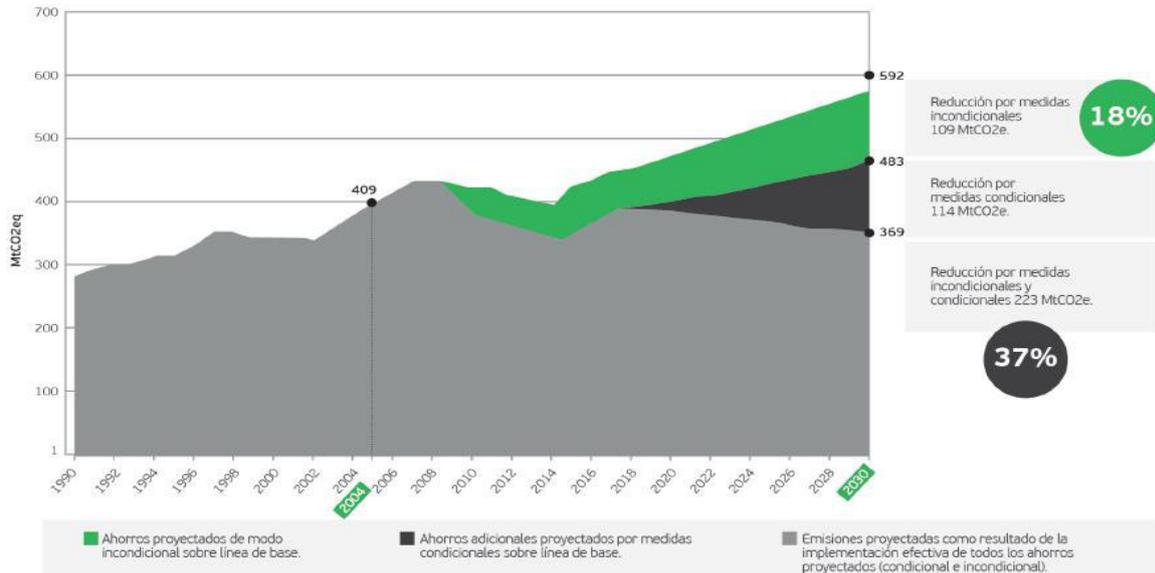
El último inventario de emisiones de GEI realizado en Argentina se estimó de acuerdo a las Directrices del IPCC de 2006 para el año 2014 y arrojó un resultado total de 368 MtCO<sub>2</sub>eq., las cuales están compuestas en un 67,0% por emisiones de CO<sub>2</sub>, 21,2% de CH<sub>4</sub>, 11,6% de N<sub>2</sub>O, y el resto emisiones de HFC, PFC y SF<sub>6</sub>.

Al analizar las emisiones según el sector, se observa que los sectores energía, agricultura, ganadería, silvicultura y otros usos de los suelos constituyen casi el 92% de las emisiones de GEI totales. Las emisiones derivadas de los usos energéticos aportaron el 52,5% del total, concentrándose principalmente en la combustión de combustibles utilizados en el transporte, en los hogares y las industrias, en ese orden. La agricultura, ganadería, silvicultura y otros usos de los suelos (AFOLU por sus siglas en inglés) alcanzaron el 39,2% de las emisiones totales, siendo las emisiones derivadas de la fermentación entérica del ganado la principal causa de las emisiones de esta categoría, seguida de las emisiones indirectas generadas por la gestión de los distintos usos del suelo, los pastizales y las tierras cultivadas. Por último, el 8,3% restante se compone de las emisiones que surgen de los propios procesos productivos de la industria y los materiales que ésta utiliza, más la gestión de los residuos (véase Figura 5) (Bastante et al, 2019).



**Figura 5:** Distribución de emisiones nacionales de GEIs (Gobierno de Santa Fe, 2019).

En el Acuerdo de París, los países se comprometieron a fijar metas concretas de reducción de emisiones, acordes a sus posibilidades, que fueron formalizadas mediante las denominadas “Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC)”. Argentina firmó y depositó su instrumento de ratificación el día 21 de septiembre de 2016 comprometiéndose a no exceder la misión neta de 483 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO<sub>2</sub>eq) en el año 2030 (véase Figura 6).

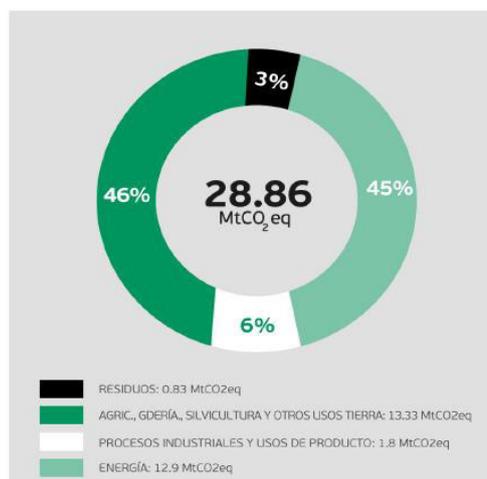


**Figura 6:** Emisiones en los escenarios BAU, incondicional y con medidas condicionales. (Gobierno de Santa Fe, 2019).

Para no exceder los 483 MtCO<sub>2</sub>eq comprometidas en la NDC, de las 592 MtCO<sub>2</sub>eq proyectadas a nivel nacional para 2030, será necesario evitar la emisión neta de 109 MtCO<sub>2</sub>eq. Para lograrlo es necesario implementar medidas de reducción de emisiones que involucren a varios sectores de la economía, focalizando el accionar en iniciativas relacionadas con la generación eléctrica, el consumo eficiente de la energía, prácticas agrícolas, ganadería, bosques, transporte, procesos industriales y gestión de residuos. Complementariamente, será necesario implementar medidas que aumenten la masa forestal para captar carbono de la atmósfera y disminuir el valor neto de emisiones por vía de la captura y confinamiento (Gobierno de Santa Fe, 2019).

### Situación de partida provincial y objetivo propuesto

Según el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero publicado en el último reporte bianual (BUR) presentado por la República Argentina a la CMNUCC, en 2016 el total de emisiones netas del país alcanzaron las 368,30 MtCO<sub>2</sub>eq, de las cuales 28,90 MtCO<sub>2</sub>eq (el 7,80%) corresponden a la Provincia de Santa Fe (véase Figura 7).



**Figura 7:** Distribución porcentual de emisiones de GEIs en la Provincia de Santa Fe. (Gobierno de Santa Fe, 2019).

De acuerdo a lo indicado en el gráfico anterior, se observa que las emisiones generadas en la provincia de Santa Fe provienen principalmente del sector energía y de las actividades relacionadas con la agricultura, la ganadería, silvicultura y otros usos de la tierra. El resto de las emisiones proceden de las actividades industriales, la gestión de residuos y otras fuentes de orígenes diversos, que en conjunto tienen una significación menor al 10% del total (véase Tabla 1).

**Tabla 1:** Composición de Emisiones correspondientes a la Provincia de Santa Fe en 2016

SECTOR	INVENTARIO NACIONAL	
Energía	45%	12.90
Procesos Industriales y uso de Productos	6%	1.80
Agricultura, Ganadería, Silvicultura y Otros Usos	46%	13.33
Residuos	3%	0.83
Total	28.86	

Fuente: Gobierno de Santa Fe, 2019; Elaboración propia.

Como consecuencia de lo expuesto, cualquier programa de mitigación que se implemente y que tenga como objetivo reducir las emisiones de gases de efecto invernadero generadas, deberá hacer foco indefectiblemente en los dos sectores que generan mayor contaminación; a saber: Energía y Agricultura, Ganadería, Silvicultura y otros usos del suelo.

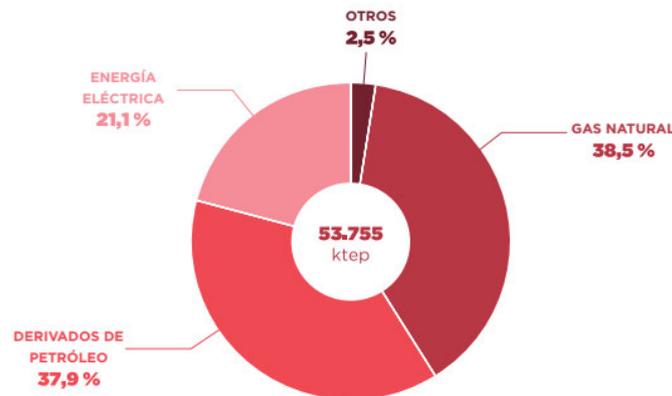
Respecto a las emisiones que le cabe reducir a la Provincia de Santa Fe, si bien no existe un compromiso específico que obligue a una determinada cantidad, resulta razonable establecer un valor en función de la participación porcentual de las emisiones provinciales en el total nacional. Por lo tanto, para acompañar el cumplimiento de la meta nacional de reducción de 109 MtCO<sub>2</sub>eq, a la provincia le corresponde implementar acciones de mitigación dentro de su territorio que en su conjunto reduzcan el 7,80 % del total nacional, es decir 8,60 MtCO<sub>2</sub>eq (Gobierno de Santa Fe, 2019).

## Estado actual de consumos energéticos (participación porcentual. Nacional y provincial)

Como primera medida se recopila información de la condición actual de los consumos de energía, teniendo en cuenta la participación porcentual de cada sector y con la premisa de lograr un uso eficiente de la Energía a futuro.

Se adoptan los valores de consumo Nacional como Provincial debido a la falta de datos y a que estadísticamente tienden a ser similares.

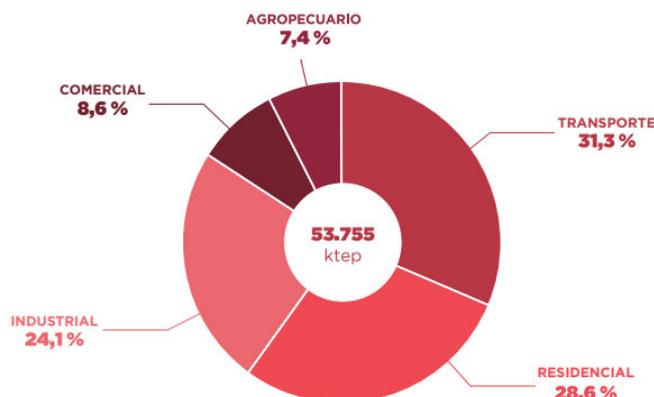
A nivel nacional se obtiene que en 2016 el consumo final de energía (no se incluye el sector no energético) alcanzó los 53.755 ktep y que los principales consumos de energía se satisfacen mediante gas natural y derivados de petróleo (cada uno aporta un 38 % aproximadamente), energía eléctrica (21,1 %) y otros (2,5 %) (véase Figura 8) (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable, 2017).



**Figura 8:** Consumo final de energía por fuentes (2016)  
(Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable, 2017).

Al analizar el consumo por sectores, se observa que ese año el transporte representó el 31,3 % del consumo final, manteniéndose como el sector de mayor importancia, seguido por el residencial (28,6 %), el industrial (24,1 %) y el comercial y público (8,6 %). El 7,4 % restante correspondió al sector agropecuario (véase Figura 9) (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable, 2017).

Cabe destacar que durante la última década, el mayor crecimiento observado en el consumo correspondió al sector residencial, que se incrementó a un ritmo del 2,7 % a.a..

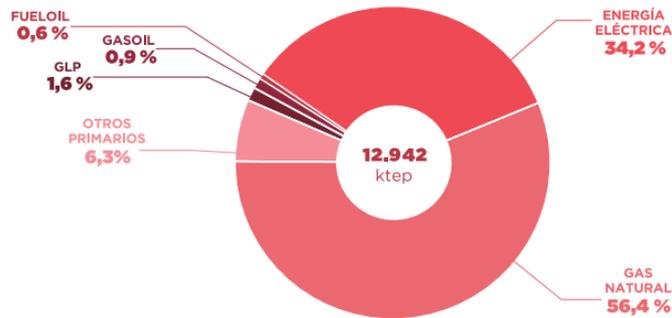


**Figura 9:** Consumo final de energía por sector (2016)  
(Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable, 2017).

A continuación se detallan los consumos finales por sector y por fuente.

### Consumo final de energía del sector industrial

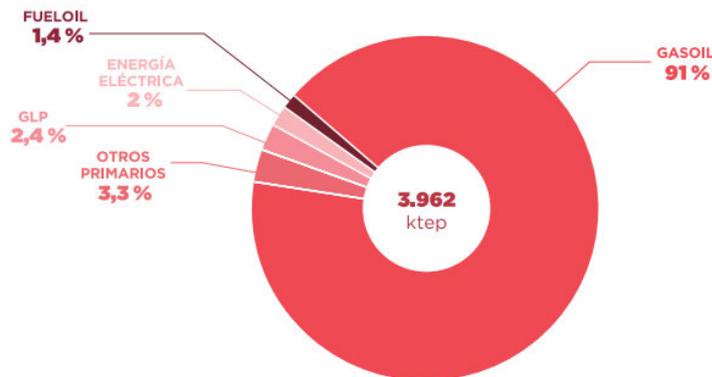
El sector industrial representó en 2016 el 24,1 % del consumo final de energía del país. La principal fuente de energía utilizada fue el gas natural que representó (con una variación del -0,5 % a.a.) el 56,4 % de la demanda del sector, seguido por la energía eléctrica, con 34,2 %, que, en la última década, mostró un crecimiento del 2,0 % anual (véase Figura 10).



**Figura 10:** Consumo final de energía del sector industrial por fuente (2016).  
(Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable, 2017).

### Consumo final de energía del sector agropecuario

El sector agropecuario demandó en 2016 el equivalente al 7,4 % del consumo final de energía del país. Entre los años 2007 y 2017, la demanda de este sector disminuyó a un ritmo del 0,5 % anual. En esta demanda el gasoil, que presentó en la última década una tasa de variación anual acumulada del -0,4 %, representó el 91,0 % de su consumo (véase Figura 11).

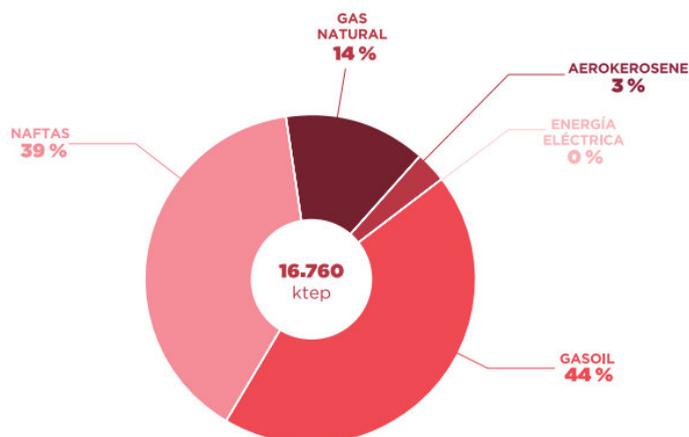


**Figura 11:** Consumo final de energía del sector agropecuario por fuente (2016).  
(Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable, 2017).

### Consumo final de energía del sector transporte

El sector transporte, que representa el 31,3 % del consumo final de energía en el país, es actualmente el mayor demandante de energía (16.760 ktep) y está fuertemente vinculado con la utilización de gasoil y motonaftas, que representan respectivamente el 44,4 % y el 38,5 % del total (véase Figura 12).

Durante la última década, la demanda energética para consumo final del sector creció a un ritmo del 2,1 % anual, incrementándose notablemente la participación de las motonaftas, combustible que creció a un ritmo de 7,2 % anual.

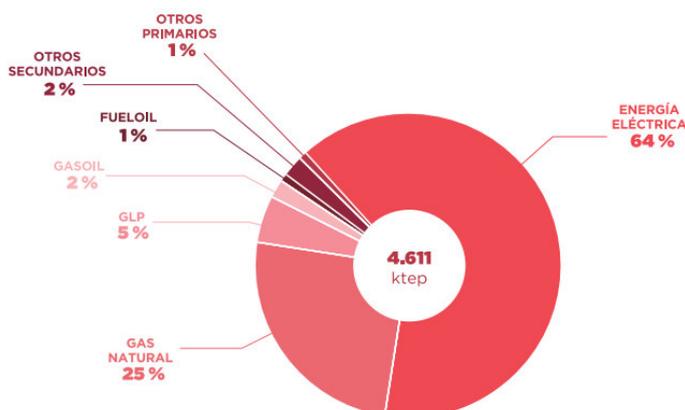


**Figura 12:** Consumo final de energía del sector transporte por fuente (2016).  
(Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable, 2017).

### Consumo final de energía del sector comercial y público

El sector comercial y público representó en 2016 el 8,6 % del consumo final de energía. Entre los años 2007 y 2016, el consumo del sector creció a un ritmo del 1,2 % anual, alcanzando los 4.611 ktep.

El 63,9 % de la energía consumida por el sector corresponde a la energía eléctrica, a la que le siguen el gas natural (24,6 %) y el GLP (4,9 %) (véase Figura 13). Durante la última década, la participación del gas natural en la matriz de consumo del sector comercial y público se fue reduciendo paulatinamente a un ritmo del 2,1 % anual.

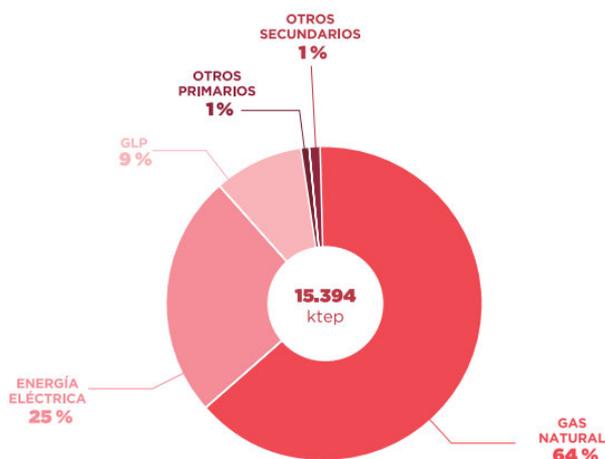


**Figura 13:** Consumo final de energía del sector comercial y público por fuente (2016).  
(Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable, 2017).

### Consumo final de energía del sector residencial

El sector residencial representó en 2016 el 28,6 % del consumo final de energía. Entre los años 2007 y 2016, el consumo del sector creció a un ritmo del 2,7 % anual, alcanzando los 15.394 ktep.

Este sector muestra una fuerte dependencia del gas natural, equivalente al 64,3 % de su consumo total. La segunda fuente por volumen de consumo es la energía eléctrica, que abastece el 25,0 %, seguida por el GLP, sustituto del gas natural, con el 8,9 % (véase Figura 14).

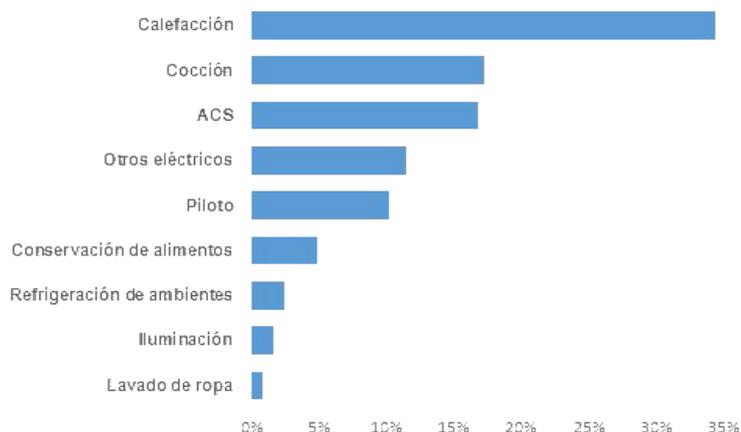


**Figura 14:** Consumo final de energía del sector residencial por fuente (2016).  
(Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable, 2017).

En resumen, los sectores industriales, residencial y de transporte son los principales consumidores de energía en nuestro país, llevándose el 84% del consumo de energía final, en donde se destaca que:

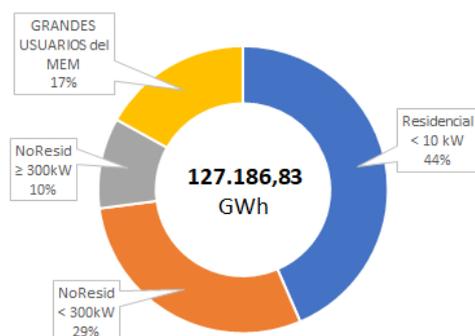
- El sector industrial consume el 24,1% de la energía, predominando el GN con el 56,4%.
- El transporte consume el 31,3% de la energía, con el gasoil aportando el 44,4%.
- El sector residencial consume el 28,6% de la energía, con predominio del GN con el 64,3%.

Si vemos los consumos residenciales de una casa tipo, el consumo de energía de gas y electricidad, es decir el 90% del consumo total, se emplea en primer lugar para calefacción, utilizando un 35%, seguido de la cocción de alimentos que emplea un 18%. El tercer consumo corresponde al Agua Caliente Sanitaria (ACS) con un 17%. Cabe destacar que el piloto de los artefactos a gas consumen el 11% (véase Figura 15) (Secretaría de Energía de la Nación, s.f.).



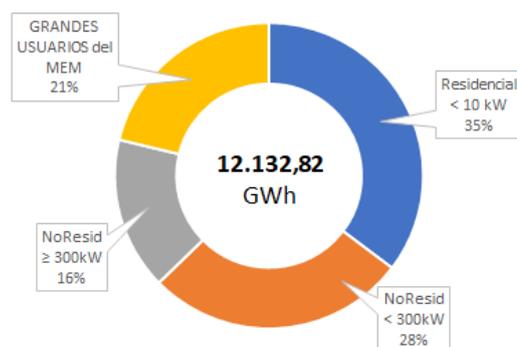
**Figura 15:** Los consumos en nuestro hogar - Como se emplea la energía.  
(Secretaría de Energía de la Nación, s.f.).

En lo que a Energía Eléctrica respecta, la demanda total en el país en el 2019 fue de 127.186,83 GWh. La participación de la Demanda por categoría tarifaria fue del 43,54% para el Residencial < 10 kW, 29,37% para el No Residencial < 300kW, 16,88% para GRANDES USUARIOS del MEM y 10,20% para el No Residencial ≥ 300kW (véase Figura 16) (Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina [ADEERA], 2020).



**Figura 16:** Demanda total del País por categoría tarifaria en 2019  
(Fuente: ADEERA, 2020; Elaboración propia).

Ahora bien, la provincia de Santa Fe tuvo una participación del 9,54% de la demanda nacional, consumiendo 12.132,82 GWh totales. Santa Fe está tercera en el consumo de energía a nivel nacional, es superada por la provincia de Buenos Aires con una participación del 11,37% y por CABA+GBA con una participación del 37,98%.



**Figura 17:** Demanda total de la provincia de Santa Fe por categoría tarifaria en 2019.  
(Fuente: ADEERA, 2020; Elaboración propia).

La Demanda por categoría tarifaria de la provincia fue del 35,31% para el Residencial < 10 kW, 27,35% para el No Residencial < 300kW, 21,21% para GRANDES USUARIOS del MEM y 16,13% para el No Residencial ≥ 300kW (véase Figura 17) (ADEERA, 2020).

### Identificación de Sectores Prioritarios para aplicación del plan

Se concentrará en el sector residencial (en algunos usos en particular), el transporte y la industria, ya que de acuerdo al Balance Nacional de Energía estos sectores son los que en conjunto explican el 84 % del consumo de energía final.

Naturalmente, el sector residencial es de especial importancia en términos de consumo energético y eficiencia energética. Es el segundo sector responsable del consumo total de energía final (primaria y secundaria), representando el 28,6% del mismo. Es el sector en el cual puede avanzarse en primera instancia con una propuesta de líneas estratégicas y medidas a implementar.

### Aplicación del Plan de Eficiencia Energética en la Provincia de Santa Fe

En 2007, bajo el Decreto Nacional 140/07, se lanza El Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía o PRONUREE, que se compromete a mejorar la administración de la demanda de energía eléctrica en función de los criterios de racionalidad, eficiencia y responsabilidad, a fin de continuar con la directiva lanzada en 2004 denominada PUREE (Programa de uso racional de la energía eléctrica). Posteriormente, han surgido diferentes planes y programas, que tienen la misma directriz, incorporando nuevos conceptos.

Esto hace que, las condiciones de tiempo y presupuesto relacionadas con la elaboración de planes suelen requerir no solo la priorización y selección de sectores, sino un plan de desarrollo secuencial y paulatino (Bouille et al, 2019).

Por último, los planes de acción sectoriales presentan partes de su estructura en desarrollo y se elaborarán, complementarán o ajustarán progresivamente. Por otra parte, las hojas de ruta de las medidas de mitigación constituyen contenidos sometidos a una mejora continua (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable, 2017).

De esta manera, el plan de acción de eficiencia energética en la provincia de Santa Fe será clasificado según tres niveles (véase Tabla 2).

Luego, se desarrollan estos niveles y los pilares fundamentales para armar las medidas de mitigación o acciones del plan que resultan ser el puntapié inicial de una revisión continua.

**Tabla 2:** Niveles de clasificación del plan de acción de eficiencia energética en la provincia de Santa Fe

Nivel	Tipo	Consideradas	Inversión	Horizonte	Plazo de Ejecución	Crecimiento Anual
1er	Acciones de Gestión	Buenas prácticas	Baja o nula	Inmediato/corto plazo	Hasta 3 años	33%
2do	Inversiones intermedias	Costos OyM, reparaciones importantes y/o modificaciones en planta	Intermedia	Mediano plazo	Entre 3 y 10 años	10%
3ro	Cambio tecnológico	Cambio de equipos, intervención de procesos productivos que incorporen nuevas tecnologías, etc.	Alta	Largo plazo	Entre 10 y 20 años	5%

#### **Medidas de Primer Nivel – Acciones de Gestión**

Según talleres realizados por el equipo PlanEEAr, se pudieron recuperar las siguientes líneas directrices que, a su vez, son aplicables a la provincia de Santa Fe: mediciones energéticas, generación de información para toma de decisiones y acciones de concientización.

Es por ello, que la elaboración de campañas de capacitación en los sectores residenciales, públicos (edificios y oficinas) e industriales serán los ejes de este nivel.

Los puntos a desarrollar en viviendas, edificios y oficinas públicas e industrias por los planes de información y capacitación serán:

- Montaje, mantenimientos de rutina y temperaturas recomendadas sobre los equipos de aire acondicionado evidenciando los porcentajes de ahorro.
- Ubicación, mantenimientos de rutina y buenas prácticas sobre electrodomésticos, haciendo hincapié en refrigeradores.
- Tipos de tecnologías recomendadas para pantallas de PC y formas de ahorro de energía.
- Ajustar los requerimientos lumínicos de cada sector y fortalecer el aprovechamiento de luz natural. Difusión acerca de mantenimiento y buenas prácticas de uso sobre las luminarias.
- No promover el uso de calefacción de ambientes por medio de equipos ineficientes como ser calventores y estufas eléctricas.

Particularmente en el Residencial puede mencionarse:

- Buenas prácticas de uso y mantenimiento de hornos de cocina.
- Buenas prácticas de uso y mantenimiento de lavarropas.

En Edificios y Oficinas Públicas:

- Buenas prácticas acerca de la iluminación ornamental luego de un horario determinado.
- Apagado de equipos de iluminación y electrodomésticos en horarios no laborables.
- Incluir en licitaciones de obras, bienes o servicios, criterios de eficiencia energética, ya sea en nuevos equipos, sistemas, o inmuebles.

Para el sector Industrial:

- Promover gestorías energéticas a través de asesores energéticos provinciales y/o cursos de capacitación a referentes de cada industria para su implementación.
- Revisión de contratos de energía eléctrica.
- Revisión de instalaciones de aire comprimido.
- Revisión de instalaciones mecánicas y sistemas de ventilación para equipos.
- Promover capacitaciones internas a empleados sobre buenas prácticas. Focalizarse en sectores específicos donde más puede haber ineficiencias según cada industria.

Como se indicó anteriormente, las barreras a este tipo de acciones están relacionadas con la aceptación de las medidas propuestas, ya que apuntan a modificaciones en los patrones de consumo de energía. Esto implica la necesidad de establecer motivaciones claras para lograr los cambios de hábitos en múltiples actores de la sociedad, imprescindibles para su implementación efectiva (véase Tabla 3).

**Tabla 3: Plan de eficiencia energética de Santa Fe – Medidas de primer nivel**

Medidas de primer nivel – Acciones de gestión						
Sector	Medidas	Beneficios	Barreras	Oportunidades y acciones	Financiamiento	Índices de monitoreo
<b>Residencial y públicos</b>	Programas claros de buenas prácticas de eficiencia energética	Ahorros promedios entre 5 y 20% de energía.	Dificultad en la aceptación de las medias propuestas.	Campañas de información que evidencien los ahorros energéticos en números (\$ y %). Propaganda en redes sociales y banner de la ciudad, campañas publicitarias televisivas, incentivos para quienes reduzcan el consumo. Leyes y Decretos.	Financiamiento estatal ya sea propio o a través de otras instituciones que colaboren con la disminución de la huella de carbono.	Cantidad de inmuebles que reducen el consumo de energía a partir de la aplicación del plan. Alcance: cantidad de viviendas a definir según censo a realizar.
<b>Edificios y Oficinas públicas</b>	1-Límites horarios en iluminación ornamental. 2-Promoción del apagado de equipos fuera del horario de trabajo.	Debe estimarse el ahorro que puede lograrse e incentivar su aplicación.	Medida Nro.1 implementación sencilla. Medida Nro.2 evidencia la dificultad en la aceptación por parte de los empleados.	Campañas de información y formación que evidencien los ahorros energéticos en números (\$ y %). Banners informativos en edificios. Charlas informativas. Recordatorios antes de retirarse del trabajo.	Financiamiento estatal ya sea propio o a través de otras instituciones que colaboren con la disminución de la huella de carbono.	Cantidad de Ed y Of que aplican el plan. Disminución del consumo de energía en % de la cantidad de Ed. Y Of. Públicas. Base: según lo que defina el estado luego de realizar un censo.
<b>Edificios y Oficinas públicas</b>	Inclusión conceptual de EE en construcción de nuevos espacios públicos	Reducción de consumo energético.	Falta de legislación que incorpore estos puntos.	Elaborar un decreto o legislaciones que incluyan estos conceptos en nuevos pliegos.	Estatual a través de instituciones que colaboren con EE o créditos de gobierno nacional.	Cantidad de nuevos pliegos que se lanzan anuales con el concepto eficiencia energética respecto al total anual.
<b>Industrias</b>	Revisión de contratos de energía eléctrica y buenas prácticas de manufactura.	Reducción en el monto de la factura eléctrica. Dependerá del tipo de industria y contratación.	Desconocimientos por parte de industriales. Dificultad de apertura a la información para externos.	Mostrar casos de aplicación donde se evidenciaron ahorros importantes. Ofrecimiento de gestores energéticos que evalúen las contrataciones. Capacitaciones a líderes de las empresas.	Privado / inversión muy pequeña vs. Ganancias / ahorros obtenidos.	Costo de anual promedio de la factura eléctrica por unidad de producción, medida sobre la cantidad de industrias definidas a aplicar. A definir en base según lo que defina el estado luego de realizar un censo.

Fuente: Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable, 2017; Elaboración propia.

### Medidas de Segundo Nivel – Inversiones intermedias

La primera medida de mitigación a adoptar en este nivel es el recambio de equipos de iluminación tanto residenciales, edificios y oficinas públicas e industrias.

Este programa puede acoplarse con el PLAE (Plan Alumbrado Eficiente) nacional que consiste en el recambio de luminarias por equipos más eficientes de tecnología led en la vía pública y aplica a municipios y rutas provinciales del país.

A su vez, en residencias también puede relacionarse con programas de recambio de luminarias ya lanzados anteriormente a nivel nacional.

Por último, en lo que respecta a la industria, a través de los mismos gestores y asesorías energéticas que puedan otorgarse del gobierno provincial, podrán elaborarse un plan de eficiencia que contemple a mediano plazo mejoras sustanciales.

A continuación, describiremos las bases que son de aplicación según corresponda el sector:

- Mejora en las envolventes térmicas. Esto puede aplicar desde las envolventes de una vivienda residencial hasta la de un proceso productivo en que se evite la pérdida de calor.
- Actualización de electrodomésticos de mayor eficiencia (mayormente residencial).
- Corrección en sistemas de fluidos o aire comprimido.
- Recuperación de calor.
- Incorporación de sistemas de control de iluminación inteligentes.

Las barreras están relacionadas a la falta de financiamiento para estas acciones, pero a la vez concernientes con el primer nivel de acción que es el conocimiento sobre la eficiencia energética para poder tomar determinaciones. Es por ello, que es necesario crear líneas de financiamiento que acompañen este tipo de medidas y ayuden a mitigar estas barreras. Por otro lado, a nivel residencial, la relación entre costo de energía eléctrica y el diferencial de precio para el recambio tecnológico de electrodomésticos no genera el suficiente incentivo (véase Tabla 4) (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable, 2017).

**Tabla 4: Plan de eficiencia energética de Santa Fe – Medidas de segundo nivel**

Medidas de segundo nivel – Inversiones intermedias						
Sector	Medidas	Beneficios	Barreras	Oportunidades y acciones	Financiamiento	Índices de monitoreo
<b>Viales municipales y Rutas provinciales</b>	Recambio de luminarias por tecnologías eficientes (led o nuevas de vapor de sodio eficientes) en Rutas provinciales y calles municipales	Reducción de costo en la factura eléctrica del organismo encargado (hasta 50%). Vida útil 3 veces más. Instalaciones menos robustas (cables, transformadores, etc.)	Aplicación del programa en niveles municipales de bajo presupuesto. Falta de formación en estas tecnologías.	Acompañamiento a través de equipos formados en la materia para la implementación de los programas. Relevamiento de luminarias a reemplazar por cada municipio o ruta donde se adopte el plan.	Línea de crédito nacional. Colaboración de organismos internacionales que adhieran al acuerdo de Paris y contribuyan a facilitar líneas de créditos a países emergentes que desean contribuir a la mitigación del cambio climático.	Cantidad de luminarias reemplazadas anualmente según relevamiento inicial. El objetivo es reemplazar todas las luminarias públicas.
<b>Residencial y público</b>	Recambio de lámparas por tecnología LED	Disminución en consumo energético y ahorro monetario.	Precio de lámparas menos accesibles a las de bajo consumo.	Aplicarlo en municipios y comunas pequeñas. Otorgar recambio de lámpara por Leds en punto de recambio.	Ídem anterior.	Cantidad de lámparas recambiadas/ventas según censo donde se estime la cantidad de lámparas incandescentes o de bajo consumo a cambiar. El objetivo es el 70%.
<b>Edificios públicos y residencial</b>	Mejora en envolventes térmicas para reducir consumos de combustibles y electricidad en la climatización.	Menores pérdidas de calor. Menor variación de temperatura interior respecto a los exteriores. Reducción en consumo energético.	Financiamiento del plan. Falta de asesoría. Precios no competitivos respecto al costo de la energía.	Promover financiamiento a través de líneas de créditos provinciales que favorezcan estas mejoras con auditores que acompañen en el proceso.	Financiamiento facilitado por la provincia proveniente de otros organismos nacionales, internacionales, gubernamentales y/o no gubernamentales.	Cantidad de residencias y/o instituciones que aplican a estos créditos según censo y objetivo definido.

Medidas de segundo nivel – Inversiones intermedias						
Sector	Medidas	Beneficios	Barreras	Oportunidades y acciones	Financiamiento	Índices de monitoreo
Residencial	Actualización de electrodomésticos de mayor eficiencia	Ahorros energéticos generales. Ahorros en la factura energética (luz, agua, gas).	Falta de información. Falta de financiamiento. Precios de los servicios no competitivos con el precio de los productos y viceversa.	Planes informativos. Incentivo de adquisición de electrodomésticos eficientes en cuotas (y levemente subsidiados) con la entrega del anterior. Normas y/leyes que avalen estas propuestas.	Ídem anterior.	Venta de electrodomésticos según la eficiencia anual. Propuesta a 2030 60% A3+ + A5+.
Sectores varios	Calefones solares y calefones eficientes	Ahorro energético. Colaboración en huella de carbono.	Bajo costo de combustibles para obtener energía calórica. Marcos normativos que regulen la certificación de equipos. Escaso personal idóneo.	Proyectos de ley. Quita de subsidios a los combustibles fósiles. Capacitación a personal para la instalación y mantenimiento.	Línea de crédito nacional. Colaboración de organismos internacionales que adhieran al acuerdo de Paris y contribuyan a facilitar líneas de créditos a países emergentes que desean contribuir a la mitigación del cambio climático.	Cantidad de calefones instalados según la cantidad definida en el censo / objetivos al comienzo del plan. Se prevé una tasa anual del 10% de crecimiento.
Industria	Corrección de procesos que impliquen pérdidas de energía (fluidos, aire comprimido, calor, etc.)	Ahorro de energía (balance energético). Falta de conciencia en el personal que trabaja en sitio.	Falta de conocimiento para la detección y mejora de los procesos. Falta de conocimiento en mejora de procesos.	En base auditorías, pueden plantearse, correcciones que impliquen inversiones y salidas de servicio programadas para su reparación. Envoltente térmica en procesos (cañerías).	Financiamiento propio de la empresa privada.	Cantidad de empresas que adoptaron un plan en base a lo definido por el censo. Ahorro energético anual de las empresas que adhirieron a este programa.

**Fuente:** Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable, 2017; Elaboración propia.

### **Medidas de tercer Nivel – Cambios tecnológicos**

Principalmente se destacan los cambios tecnológicos en industrias y la incorporación del etiquetado de viviendas y edificios públicos.

También, puede vincularse con la generación distribuida aplicada a viviendas residenciales, edificios públicos e industrias a través de energías renovables y cogeneración en ciertas industrias.

Las bases son las siguientes:

- Cambios de equipamientos más eficientes en industrias (motores, calderas, hornos, etc.).
- Cambios de procesos productivos que impliquen la incorporación de nuevas tecnologías, materiales o insumos productivos.
- Diseño y sustitución de factores de producción como robótica y automatización de procesos.
- Certificación de industrias ISO50.001.
- Incorporación de fuentes de generación renovables para el autoabastecimiento e inyección de energía a la red.

Las barreras que surgen en estos tipos de medidas son relacionadas a las fuentes de financiamiento, y la amortización en el tiempo. También hay que destacar que el acceso a tecnología de punta en nuestro país está condicionada a las políticas de importación y desarrollo nacional de los gobiernos de turno, trayendo

incertidumbre al futuro. Este último punto es una condición de borde, la cual no puede ser modificada en este plan de eficiencia energética (véase Tabla 5).

Por último, para poder monitorear las medias de crecimiento del plan, y hacer una retroalimentación constante del mismo, es necesario definir indicadores, los cuales se alimentarán de censos y bases de datos a elaborar previo al comienzo del plan.

**Tabla 5: Plan de eficiencia energética de Santa Fe – Medidas de tercer nivel**

Medidas de tercer nivel – Cambios tecnológicos						
Sector	Medidas	Beneficios	Barreras	Oportunidades y acciones	Financiamiento	Índices de monitoreo
<b>Industrial</b>	Certificación ISO50.001 de las industrias	Analizar energéticamente las industrias para conocerse y hacerlas más eficientes	Falta de conocimiento de las normas y ahorros posibles. Falta de disposición de la empresa para elaborar un análisis.	Presentar ejemplos en talleres de formación a líderes industriales. Incentivar a través de gestores energéticos. Incentivar certificación con premios según defina la política estatal.	A través del estado o privados (autofinanciamiento).	Cantidad de industrias certificadas anualmente. Se proyecta que un 70% de las industrias estén certificadas.
<b>Industrias</b>	Certificación ISO50.001 de las industrias	Analizar energéticamente las industrias para conocerse y hacerlas más eficientes	Falta de conocimiento de las normas y ahorros posibles. Falta de disposición de la empresa para elaborar un análisis.	Presentar ejemplos en talleres de formación a líderes industriales. Incentivar a través de gestores energéticos.	Certificación ISO50.001 de las industrias	Analizar energéticamente las industrias para conocerse y hacerlas más eficientes
<b>Edificios públicos y residenciales</b>	Incentivar certificación con premios según defina la política estatal.	A través del estado o privados (autofinanciamiento).	Cantidad de industrias certificadas anualmente. Se proyecta que un 70% de las industrias estén certificadas.		Incentivar certificación con premios según defina la política estatal.	A través del estado o privados (autofinanciamiento).

**Fuente:** Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable, 2017; Elaboración propia.

## 5. Análisis FODA

Finalmente, con lo expuesto en el presente trabajo, se realizó un análisis FODA del plan de Eficiencia Energética aplicado a la provincia de Santa Fe (véase Figura 18).



Figura 18: Análisis FODA del plan de Eficiencia Energética aplicado a la provincia de Santa Fe.

## 6. Conclusiones

Luego de lo expuesto en el presente trabajo podemos inferir que, si bien se está avanzando en eficiencia energética, aún queda un gran camino por recorrer.

Si bien la eficiencia energética, debido a su transversalidad, está presente en todos los aspectos de un plan energético, aún resta formular un plan energético integral provincial que incluya los puntos restantes además de la eficiencia energética.

En cuanto a lo anteriormente dicho, la provincia de Santa Fe cuenta con un gran potencial para aplicar no solo políticas de eficiencia energética, sino un plan energético integral.

Cabe destacar que es indispensable contar con una situación macroeconómica estable para poder implementar políticas energéticas. Como así también que la continuidad y estabilidad de las políticas públicas son condiciones imprescindibles para poder concretar los objetivos a largo plazo.

## 7. Referencias

- ✓ Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina [ADEERA]. (2020). Informe Anual de Demanda 2019. Obtenido de <http://www.adeera.com.ar/reports.aspx>
- ✓ Bastante, M., Bazán, M., Serricchio, C., Grignaffini, D., & Riádigos, R. (2019). Anomalía del promedio global de temperaturas en superficie, terrestres y oceánicas, combinadas [Figura]. Hojas de ruta de Transición Energética en Argentina - Un modelo energético sostenible para Argentina en 2050. Deloitte & Co. SA, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Obtenido de [www.deloitte.com/ar](http://www.deloitte.com/ar)
- ✓ Bastante, M., Bazán, M., Serricchio, C., Grignaffini, D., & Riádigos, R. (2019). Hojas de ruta de Transición Energética en Argentina - Un modelo energético sostenible para Argentina en 2050. Deloitte & Co. SA, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Obtenido de [www.deloitte.com/ar](http://www.deloitte.com/ar)
- ✓ Bouille, D., Recalde, M., Di Sbroiavacca, N., Dubrovsky, H., & Ruchansky, B. (2019). Guía Metodológica para la Elaboración de un Plan Nacional de Eficiencia Energética en Argentina (PlanEEAr). GFA Consulting Group. Obtenido de [https://eficienciaenergetica.net.ar/plan\\_nacional.php](https://eficienciaenergetica.net.ar/plan_nacional.php)
- ✓ Bouille, D., Recalde, M., Di Sbroiavacca, N., Dubrovsky, H., & Ruchansky, B. (2019). Pasos de la formulación de la política de eficiencia energética [Figura]. Guía Metodológica para la Elaboración de un Plan Nacional de Eficiencia Energética en Argentina (PlanEEAr). GFA Consulting Group. Obtenido de [https://eficienciaenergetica.net.ar/plan\\_nacional.php](https://eficienciaenergetica.net.ar/plan_nacional.php)
- ✓ Bouille, D., Recalde, M., Di Sbroiavacca, N., Dubrovsky, H., & Ruchansky, B. (2019). Proceso de implementación de la política de eficiencia energética [Figura]. Guía Metodológica para la

- Elaboración de un Plan Nacional de Eficiencia Energética en Argentina (PlanEEAr). GFA Consulting Group. Obtenido de [https://eficienciaenergetica.net.ar/plan\\_nacional.php](https://eficienciaenergetica.net.ar/plan_nacional.php)
- ✓ GFA Consulting Group. (s.f.). Plan Nacional de Eficiencia Energética. Obtenido de [https://eficienciaenergetica.net.ar/plan\\_nacional.php](https://eficienciaenergetica.net.ar/plan_nacional.php)
  - ✓ Gobierno de Santa Fe. (2019). Distribución de emisiones nacionales de GEIs [Figura]. Estrategia provincial de cambio climático. Ministerio de Medio Ambiente de la provincia de Santa Fe, Santa Fe, Argentina.
  - ✓ Gobierno de Santa Fe. (2019). Distribución porcentual de emisiones de GEIs en la Provincia de Santa Fe [Figura]. Estrategia provincial de cambio climático. Ministerio de Medio Ambiente de la provincia de Santa Fe, Santa Fe, Argentina.
  - ✓ Gobierno de Santa Fe. (2019). Emisiones en los escenarios BAU, incondicional y con medidas condicionales [Figura]. Estrategia provincial de cambio climático. Ministerio de Medio Ambiente de la provincia de Santa Fe, Santa Fe, Argentina.
  - ✓ Gobierno de Santa Fe. (2019). Estrategia provincial de cambio climático. Ministerio de Medio Ambiente de la provincia de Santa Fe, Santa Fe, Argentina.
  - ✓ Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable. (2017). Consumo final de energía del sector agropecuario por fuente (2016) [Figura]. Plan de acción nacional de energía y cambio climático. Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/ambiente>
  - ✓ Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable. (2017). Consumo final de energía del sector comercial y público por fuente (2016) [Figura]. Plan de acción nacional de energía y cambio climático. Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/ambiente>
  - ✓ Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable. (2017). Consumo final de energía del sector industrial por fuente (2016) [Figura]. Plan de acción nacional de energía y cambio climático. Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/ambiente>
  - ✓ Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable. (2017). Consumo final de energía del sector residencial por fuente (2016) [Figura]. Plan de acción nacional de energía y cambio climático. Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/ambiente>
  - ✓ Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable. (2017). Consumo final de energía del sector transporte por fuente (2016) [Figura]. Plan de acción nacional de energía y cambio climático. Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/ambiente>
  - ✓ Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable. (2017). Consumo final de energía por fuentes (2016) [Figura]. Plan de acción nacional de energía y cambio climático. Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/ambiente>
  - ✓ Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable. (2017). Consumo final de energía por sector (2016) [Figura]. Plan de acción nacional de energía y cambio climático. Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/ambiente>
  - ✓ Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable. (2017). Plan de acción nacional de energía y cambio climático. Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/ambiente>
  - ✓ Ministerio de Energía y Minería. (s.f.). Eficiencia Energética. Obtenido de <https://www.minem.gob.ar/www/835/25538/eficiencia-energetica>
  - ✓ Secretaría de Energía de la Nación. (s.f.). Cuidemos la energía en nuestro hogar. Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/eficiencia-energetica/cuidemos-la-energia-en-nuestro-hogar>
  - ✓ Secretaría de Energía de la Nación. (s.f.). Los consumos en nuestro hogar - Como se emplea la energía [Figura]. Cuidemos la energía en nuestro hogar. Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/eficiencia-energetica/cuidemos-la-energia-en-nuestro-hogar>
  - ✓ Stella, J. A. (2020). Cuadrilátero de un modelo energético a largo plazo [Figura]. EEE - Curso de Estrategias y Políticas del Mercado Eléctrico. Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Santa Fe, Santa Fe, Argentina.

# EFICIENCIA ENERGÉTICA Y ENERGÍAS RENOVABLES. DISEÑO DE UN PLAN PARA EL SECTOR INDUSTRIAL (2019) Cabas, Suligoy

## 1. Introducción

El presente trabajo correspondiente a la cátedra “estrategias y políticas del mercado eléctrico” de la Especialización en Energía Eléctrica, posee cuatro ejes directores a saber: eficiencia energética, energías renovables, ejemplos de aplicación en el sector industrial y un par de análisis FODA para finalizar.

En los dos primeros ejes el desarrollo incluye una breve reseña, un análisis del contexto internacional y nacional, para luego citar los programas y el marco legal vigente en la República Argentina.

Luego de este marco teórico se presentan tres ejemplos de aplicación de eficiencia energética en el sector industrial y comercial, apreciando las potencialidades de la misma.

Por último, se desarrollan dos análisis FODA (uno para eficiencia energética y uno para energías renovables), a partir de los cuales se pueden apreciar las potencialidades de cada uno de los temas, quedando en evidencia las ventajas de aplicar en primer lugar eficiencia energética y luego generación de energía a través de fuentes renovables.

## 2. Objetivos

### *Principal*

---

- ✓ *Desarrollar el marco teórico inherente a las energías renovables y a la eficiencia energética, teniendo en cuenta el contexto nacional e internacional a los fines de evaluar las conveniencias y dificultades de su implementación en el sector industrial.*

### *Secundarios*

---

- ✓ *Familiarizar al lector sobre las características de la eficiencia energética y las energías renovables.*
- ✓ *Informar sobre el contexto nacional e internacional de estas temáticas.*
- ✓ *Investigar sobre los distintos programas de financiamiento y promoción, así como también el marco legal vigente a nivel nacional.*
- ✓ *Extraer conclusiones sobre la aplicabilidad de cada uno de los ejes desarrollados.*
- ✓ *Contextualizar casos de aplicación en el norte de Santa Fe.*

## 3. Eficiencia energética

La energía, en sus distintas formas, es un componente esencial para la producción de bienes y servicios y para generar confort en nuestras vidas. Tomando conciencia de esto y advirtiendo la escasez de recursos energéticos, el calentamiento global y los costos elevados de la energía a nivel mundial, se está repensando la matriz de consumo y adquiriendo políticas de ahorro y eficiencia energética.

Cuando se diferencia eficiencia y ahorro, se tiene en cuenta que ambas son formas de disminuir el consumo general de energía, pero no de la misma forma. La eficiencia energética logra una disminución del consumo de energía, pero mantiene el mismo nivel de confort o servicio. En cambio, el ahorro conlleva dejar de utilizar la energía en situaciones innecesarias.

Por ejemplo, si al salir de una habitación “apagamos las luces”, se está ahorrando energía; pero si se reemplaza una lámpara incandescente (altamente ineficiente) por una de tecnología LED de iguales características luminotécnicas y con esto se consume menos energía, se estaría practicando eficiencia energética.

La forma más clara de mantener diferenciados los conceptos es pensando en el ahorro de energía como “recortar el uso de energía” y en la eficiencia energética como “usar la energía de forma más efectiva”. Esta última utiliza los avances en la ciencia y la tecnología para proporcionar productos que requieran menor energía para prestar igual servicio.

A primera vista, el cambiar hacia un uso eficiente de energía puede parecer una mayor inversión y más difícil de lograr que el ahorro. Pero hay que pensar en las ventajas que presupone no disminuir nuestro nivel de vida, y, sobre todo, sacarle el máximo provecho a los recursos energéticos en las situaciones que el ahorro no es posible.

Es importante trabajar en este aspecto, porque como veremos a lo largo de este trabajo, es más económico ahorrar energía que producirla. Si además tenemos en cuenta los beneficios indirectos, como el alivio en los sistemas de transmisión y distribución y el daño medio ambiental que se evita, las ventajas se multiplican.

### ***Contexto internacional***

---

Actualmente, a nivel mundial existe una creciente toma de conciencia respecto a la necesidad de transformar el modo en que se usa la energía. Las preocupaciones respecto a la seguridad energética, a los impactos económicos y sociales de los altos precios de la energía, y el creciente reconocimiento del cambio climático han llevado a que muchos países pongan un mayor énfasis en el desarrollo de políticas y medidas que promuevan la eficiencia energética. En función de lo anterior, hay dos puntos de vista que se complementan:

a) Para asegurar un mejor uso de los recursos energéticos a nivel global se requieren políticas que abarquen un amplio espectro de opciones. Hay un creciente reconocimiento de que mejorar la eficiencia energética es a menudo la manera más económica, probada y fácilmente disponible para alcanzar éste objetivo.

b) Establecer y mantener políticas apropiadas requiere contar con datos de buena calidad, disponibles en el momento oportuno, que sean comparables y con un grado de detalle tal que reflejen las distintas características de la actividad económica y recursos disponibles en cada país.

Esos datos no se incluyen en los balances energéticos, y actualmente están disponibles solamente para algunos países. Por tanto, para desarrollar estimaciones de la eficiencia energética a nivel general se requiere de información detallada para los sectores de uso final.

#### **Indicadores de Eficiencia Energética**

Los indicadores energéticos son una herramienta importante para analizar interacciones entre la actividad económica y humana, el consumo de energía y las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Estos indicadores muestran a quienes formulan las políticas dónde pueden efectuarse ahorros de energía. Además de proveer información sobre las tendencias respecto al consumo histórico de energía, los indicadores de eficiencia energética pueden también ser utilizados en la modelización y la predicción de la demanda futura de energía.

Uno de los aspectos más importantes a entender desde la perspectiva de la política energética es en qué medida las mejoras en eficiencia energética han sido responsables de los cambios en la intensidad energética final en los diferentes países.

#### **Impactos del comportamiento en la eficiencia energética**

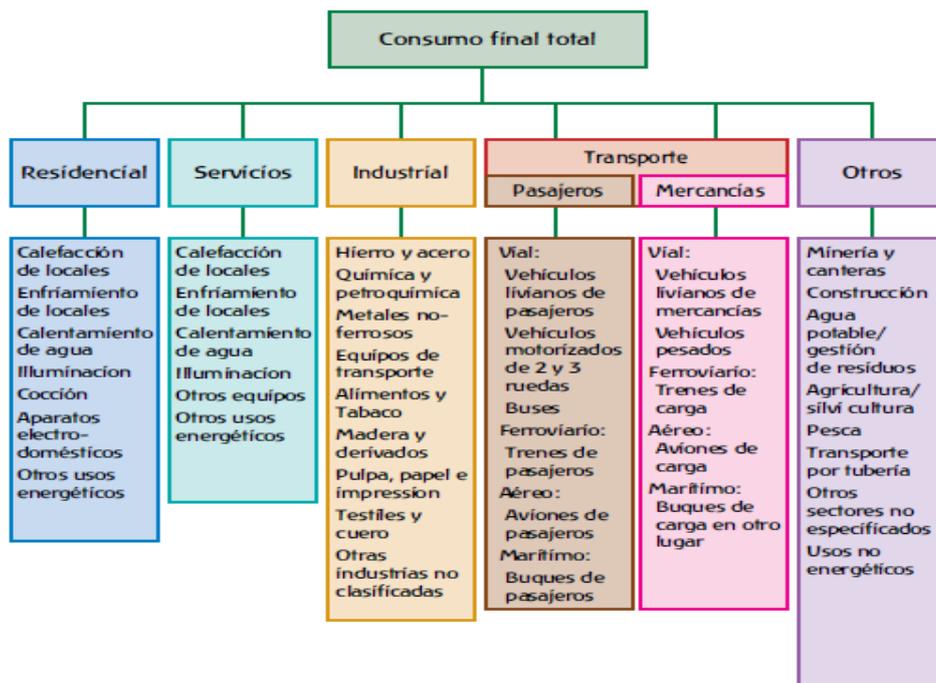
El potencial de ahorro energético relacionado con el comportamiento (así como también en la caracterización de la naturaleza de los cambios de comportamiento que podrían contribuir a estos ahorros) indica, en una estimación conservadora de ahorros y emisiones de efecto invernadero un rango de entre el 20% y el 30% en el transcurso de los próximos 5 a 10 años.

Más de la mitad del potencial de ahorro de energía (57%) podría ser alcanzado por cambios de comportamiento de bajo costo o sin costo que no requerirían decisiones de inversión complicadas. Ejemplo: las etiquetas de eficiencia energética muestran que cuando se facilita información respecto a la eficiencia del equipo, los consumidores rápidamente adoptan la tecnología más eficiente.

#### **Descomposición o análisis por factorización**

El análisis por descomposición o factorización se utiliza para cuantificar el impacto de distintos factores o fuerzas que inciden en el consumo de energía. Entender cómo cada elemento influye en el consumo energético es esencial a efectos de determinar cuál es el que tiene mayor potencial para reducir el consumo de energía y poder identificar las áreas que deberían ser priorizadas para el desarrollo de políticas de eficiencia energética.

Seguidamente se muestra la descomposición realizada por el IEA:



**Figura 1.** Desagregación de sectores, sub-sectores, y usos finales en la metodología IEA de indicadores energéticos  
Fuente: *Indicadores de Eficiencia Energética: Bases Esenciales para el Establecimiento de Políticas*. IEA. Página 23

En los próximos párrafos se dará un pantallazo general sobre la constitución y contribución que cada uno de los sectores antes mencionados realiza a nivel internacional. El objetivo de ello es mostrar el panorama actual y generar en el lector la identificación de posibles fuentes de eficiencia energética para dichos sectores.

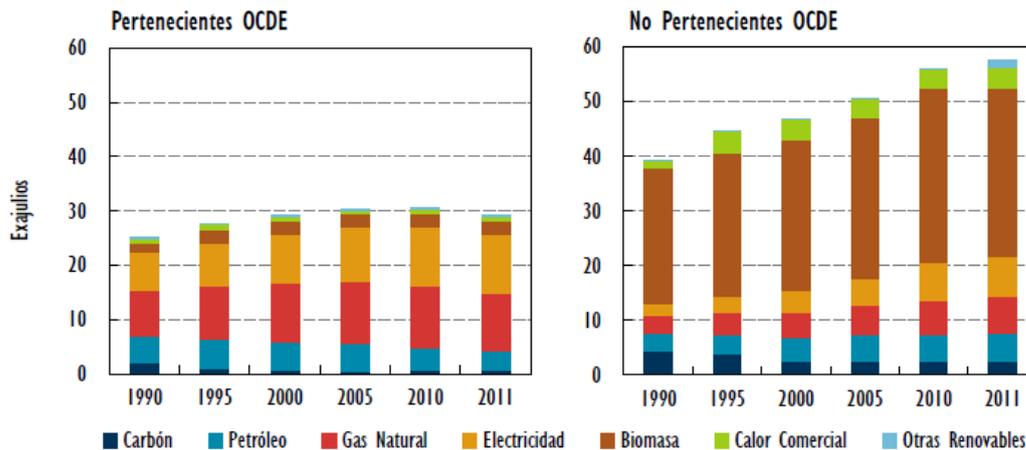
### Sector residencial

El sector residencial abarca todas las actividades humanas relacionadas con las viviendas privadas. Ello cubre todo el espectro de actividades que utilizan energía en departamentos y casas, incluyendo la calefacción y el calentamiento de agua, el acondicionamiento del aire, la iluminación, la cocina y el uso de electrodomésticos.

Las tendencias de consumo energético en el sector residencial y los diferentes usos finales están condicionados por un amplio espectro de factores, incluyendo las mejoras en eficiencia energética, cambios en la población, el mix de fuentes de energía empleadas, la tasa de urbanización, el número de viviendas ocupadas, los ocupantes por cada hogar, el tamaño de la vivienda, el tipo de vivienda, las características del edificio y perfil de antigüedad, el nivel de ingresos y crecimiento, las preferencias de los consumidores y comportamiento, la disponibilidad energética, las condiciones climáticas, la tasa de penetración de equipos y electrodomésticos y la aplicación de estándares.

En el año 2011, cerca del 23% del consumo final de energía global fue utilizado en el sector residencial. Mientras que el porcentaje del consumo de energía final total a nivel residencial se mantuvo prácticamente constante entre 1990 y 2011 en los países pertenecientes a la OCDE, el consumo de energía total residencial aumentó un 35% en los países no pertenecientes a la OCDE. Este resultado se debe a un amplio número de factores: aumento de población y número de viviendas ocupadas, cambios en el tamaño de las viviendas, aumento de equipamiento y mejora del bienestar.

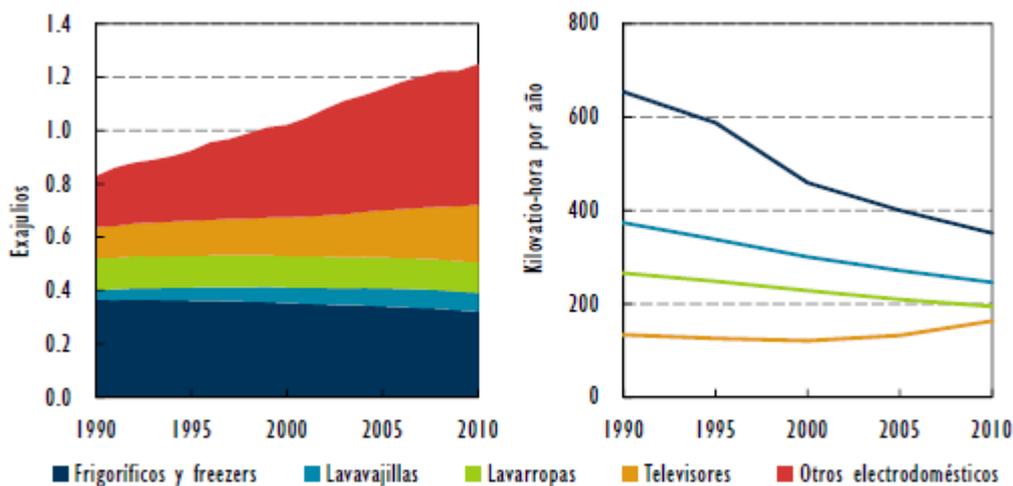
La importancia relativa del consumo energético en el sector residencial, y las fuentes de energía utilizadas para atender la demanda energética varían significativamente entre regiones y países diferentes. (Ver figura 2).



**Figura 2:** Consumo energético residencial en los países pertenecientes y no pertenecientes a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE)

Fuente: Indicadores de Eficiencia Energética: Bases Esenciales para el Establecimiento de Políticas. IEA. Página 30

Las necesidades humanas de abrigo, servicio de alimentación, higiene, movilidad y entretenimiento impulsan el uso de tecnologías que se encuentran en el núcleo de la demanda energética del sector residencial. Las modernas tecnologías consumidoras de energía continúan transformando los hogares con servicios progresivamente más eficaces, liberando a los ocupantes de las tareas manuales asociadas al lavado de la ropa y de la vajilla, permitiendo un almacenamiento y cocina de alimentos más seguro, mejorando el confort y la iluminación, y abriendo cada vez más los hogares a un mundo de educación visual y auditiva, así como a recursos de entretenimiento. En la figura siguiente se muestra la evolución histórica del consumo energético para electrodomésticos.



**Figura 3:** Consumo energético para grandes y pequeños electrodomésticos

Fuente: Indicadores de Eficiencia Energética: Bases Esenciales para el Establecimiento de Políticas. IEA. Página 52

### Sector servicios

El sector servicios (también conocido como el sector de comercio y de servicios públicos, o como el sector terciario) incluye todas las actividades relativas al comercio, finanzas, inmobiliario, administración pública, salud, alimentación y alojamiento, educación y servicios comerciales, según se ha establecido en la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU).

Incluye la energía consumida para calefacción, enfriamiento y ventilación de locales, calentamiento de agua, iluminación y otros equipos diversos que utilizan energía (tales como los electrodomésticos comerciales y equipos de cocina, máquinas de rayos X, equipamiento de oficina y generadores).

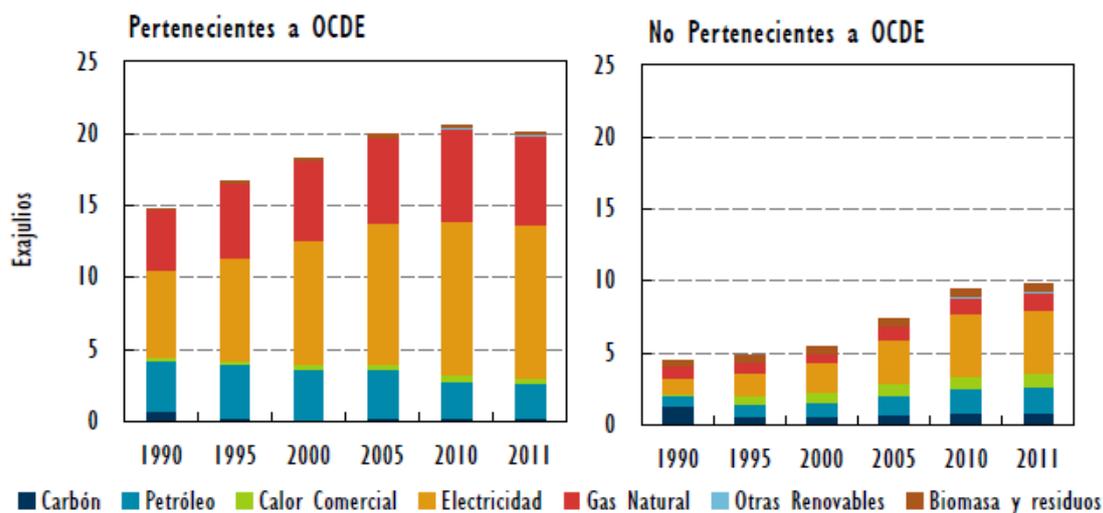
El principal factor que afecta al consumo energético en el sector servicios es el nivel de actividad económica, que suele ser representado por el valor añadido resultante del sector. Niveles más altos de actividad económica inducen a un incremento en la actividad comercial y en el parque de viviendas y edificios, y a un mayor número de empleados en el sector. Ambos efectos llevan a un incremento en la demanda de

servicios energéticos. Las tendencias en el consumo de energía final total también son influenciadas por el clima, la superficie edificada, el tipo de edificio (relativo al sector de actividad), la antigüedad, la madurez de la economía, la calidad de gestión energética, el ingreso per cápita, las condiciones climáticas y las mejoras en la eficiencia energética. El perfil económico y demográfico también tiene un impacto en la estructura del sector.

En el año 2011 el consumo de energía global final en el sector servicios fue equivalente al 8% del total anual.

A nivel global el consumo energético del sector servicios se incrementó en casi un 56 % entre 1990 y 2011. Dicho crecimiento fue traccionado por un incremento del 36% en los países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) y de un 123% en los países no pertenecientes a la OCDE.

En la figura 4 se puede observar dicho crecimiento, así como también el tipo de energético empleado en cada lugar.



**Figura 4:** Consumo energético para servicios en países pertenecientes y no pertenecientes a la OCDE  
Fuente: Indicadores de Eficiencia Energética: Bases Esenciales para el Establecimiento de Políticas. IEA. Página 61

Para las economías en desarrollo el sector servicios conforma una parte significativa de la estructura económica. Los desafíos en el análisis de políticas se relacionan con el hecho de que el sector es muy heterogéneo y suele suceder que hay actividades con múltiples usos finales para un mismo negocio o edificio.

Desde el punto de vista de la práctica comercial, las barreras de los actores principales (como puede ser la discrepancia de objetivos entre propietarios y arrendatarios) son un aspecto de particular importancia en este sector, donde la mayor parte de la actividad comercial ocurre en edificios alquilados.

El consumo energético en el sector servicios constituye una oportunidad significativa para la eficiencia energética. A nivel mundial, el consumo eléctrico se espera que crezca más rápidamente en el sector servicios que en el sector residencial, principalmente para iluminación, enfriamiento de locales y ventilación. El potencial para ahorro de electricidad en equipamientos de servicios es mundialmente significativo. El mayor potencial en el sector servicios fue encontrado en la iluminación, acondicionamiento de aire y refrigeración.

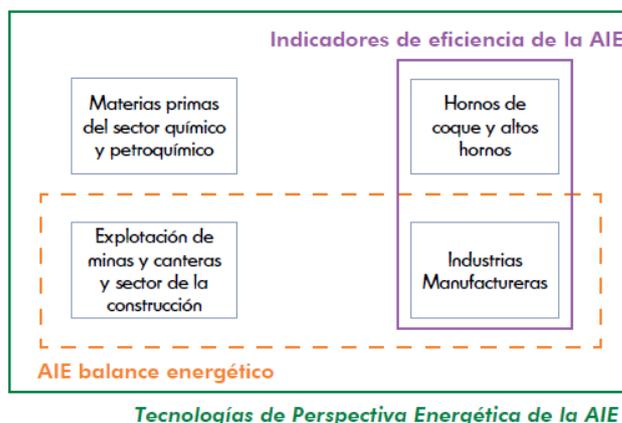
La importancia de minimizar las cargas internas tales como el equipamiento de oficina, la iluminación y la ganancia solar se hace evidente cuando se considera también su relación con las cargas del acondicionamiento de aire. Cualquier esfuerzo para reducir las cargas internas es recompensado por una disminución adicional en la demanda del sistema de aire acondicionado. Por lo tanto, reducir la carga térmica asociada a los usos finales en el sector servicios es un objetivo clave de las políticas. Las principales opciones de políticas a implementar son los estándares mínimos de eficiencia energética (EMEE) para la iluminación, el equipamiento de oficina, el equipamiento de restauración y catering, y reconversión de sistemas ineficientes de iluminación a través de luminarias de alta eficiencia.

### **Sector industrial**

El sector industrial es heterogéneo y de gran complejidad. Cabe mencionar que no existe una definición única respecto a que se incluye o no dentro de este sector.

En general, el sector industrial incluye la manufactura de bienes y productos, la minería y la extracción de materias primas y la construcción. La generación de energía eléctrica y calor comercial, las refinerías y la distribución de agua, electricidad y gas se excluyen de dicho sector industrial.

Es decir, al referirse a “industria” se hace alusión a los sectores de la industria manufacturera (excluyendo la minería, la extracción de materias primas y al sector de la construcción) e incluyendo a los altos hornos y a los hornos de coque. (Ver figura 5)

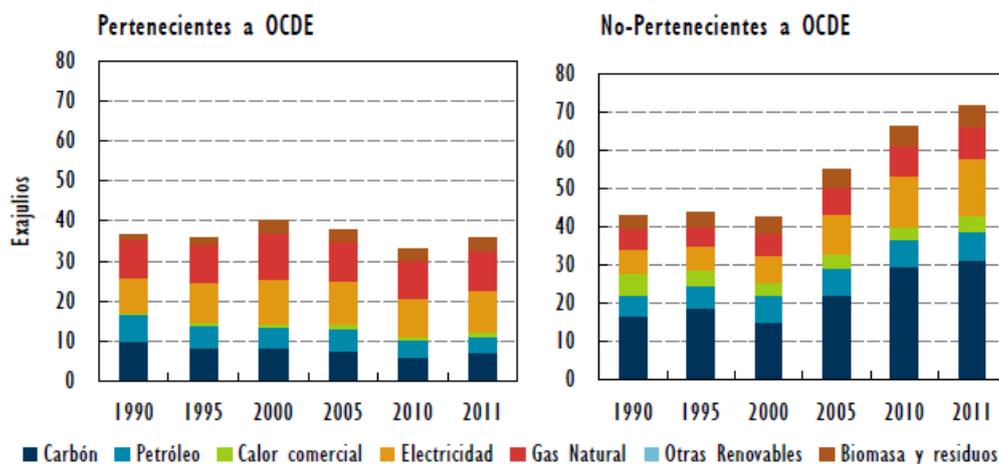


**Figura 5:** Definiciones utilizadas en la IEA para el sector industrial

Fuente: Indicadores de Eficiencia Energética: Bases Esenciales para el Establecimiento de Políticas. IEA. Página 85

La energía es un factor clave para todos los productos manufacturados. Manteniendo todos los otros parámetros constantes, un aumento en la producción industrial generalmente dará lugar a un aumento en el consumo energético. Esta relación entre la energía, la producción y el modo en que compara distintos países está influenciada por varios factores, por ejemplo: la antigüedad promedio de las plantas (las plantas nuevas o reconstruidas son por lo general más eficientes que otras más antiguas), las prácticas de mantenimiento, la calidad de la energía utilizada (el valor calorífico), la calidad del producto manufacturado, las materias primas utilizadas, la calidad requerida del producto (el nivel de pureza), el proceso o tecnología utilizada y la composición del sector industrial.

El consumo global final de energía en el sector industrial significó en 2011 un 29% del consumo de energía total global. Dicho consumo global del sector industrial se ha incrementado en un 41% desde 1990, con la mayor parte del crecimiento en países que no son miembros de la OCDE, especialmente en China donde la creciente demanda y producción industrial desde los comienzos del 2000 ha influido en el aumento del consumo energético. El porcentaje de consumo energético global de la industria en los países de la OCDE disminuyó, reflejando así un cambio en la estructura económica a nivel global, a medida que los procesos más intensivos energéticamente se trasladaron a economías emergentes. En la figura siguiente se puede observar lo antes dicho.



Nota: incluye la energía consumida en altos hornos y hornos de coque así como las materias primas.

**Figura 6:** Consumo energético en la industria en países pertenecientes y no pertenecientes a la OCDE

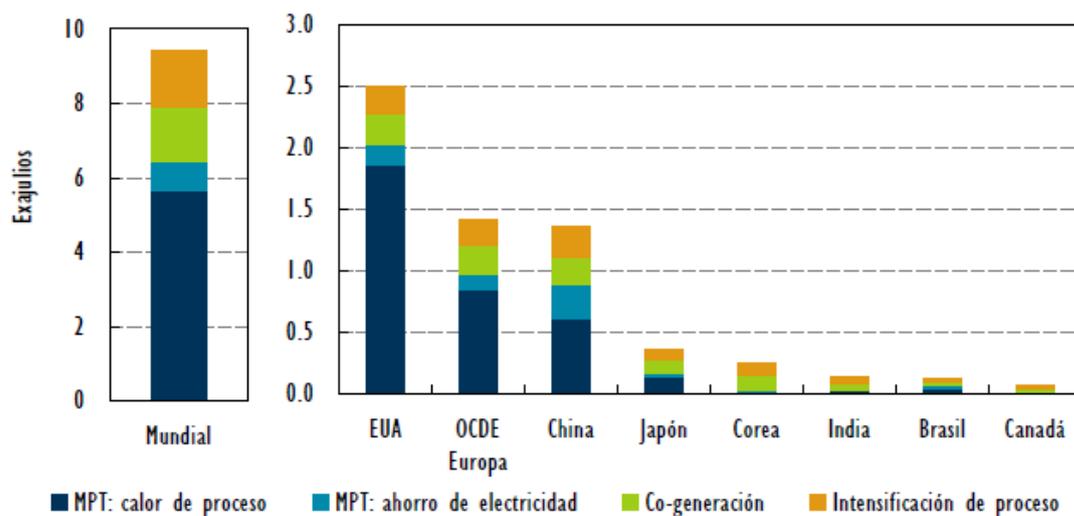
Fuente: Indicadores de Eficiencia Energética: Bases Esenciales para el Establecimiento de Políticas. IEA. Página 88

Existen muchas opciones disponibles para mejorar la eficiencia energética de la industria, incluyendo el mantenimiento y acondicionamiento de maquinaria, reconversión o sustitución de tecnologías obsoletas, mejora en la integración de procesos al rediseñar y racionalizar los procesos, reutilización y reciclaje de productos y materiales, o mejora en los controles de proceso para aumentar la productividad a través de la minimización de las tasas de rechazo de productos y/o la maximización del rendimiento de la producción. El alto porcentaje de los costos de la energía en relación a los costos globales de la industria a menudo estimula al sector a implementar muchas de estas opciones de eficiencia como parte usual de las prácticas empresariales.

Sin embargo, en muchos casos la implementación de opciones de eficiencia no llega a ser técnicamente viable (y a menudo tampoco económicamente viable) debido a una serie de aspectos, entre los que se incluyen: fallos en el reconocimiento de los impactos positivos de la eficiencia energética, en la rentabilidad, umbral reducido de retorno de la inversión y acceso limitado al capital, baja aceptabilidad pública de los procesos de producción no convencionales, amplia gama de fallos de mercado como son la separación de incentivos, acceso limitado a la información, políticas fiscales y regulatorias distorsionadas y subsidios a la energía.

Como resultado, los gobiernos han puesto en marcha una amplia variedad de respuestas a través de políticas que intentan abordar estos problemas. Estas políticas incluyen estándares de eficiencia para equipos de procesos, requerimientos de gestión energética, objetivos de reducción del consumo energético, implementación de MTD's (Mejores Técnicas Disponibles) para nuevos aumentos de capacidad, incentivos financieros, incentivos fiscales, impuestos a la energía y a las emisiones de carbono, desarrollo de capacidades y capacitación.

En la figura presentada a continuación se puede observar un ejemplo de un potencial ahorro de energía para un tipo particular de industria.



**Figura 7:** Potencial actual de ahorro de energía para las industrias petroquímicas basados en las MPTs, 2010  
Fuente: Indicadores de Eficiencia Energética: Bases Esenciales para el Establecimiento de Políticas. IEA. Página 105

#### Sector transporte

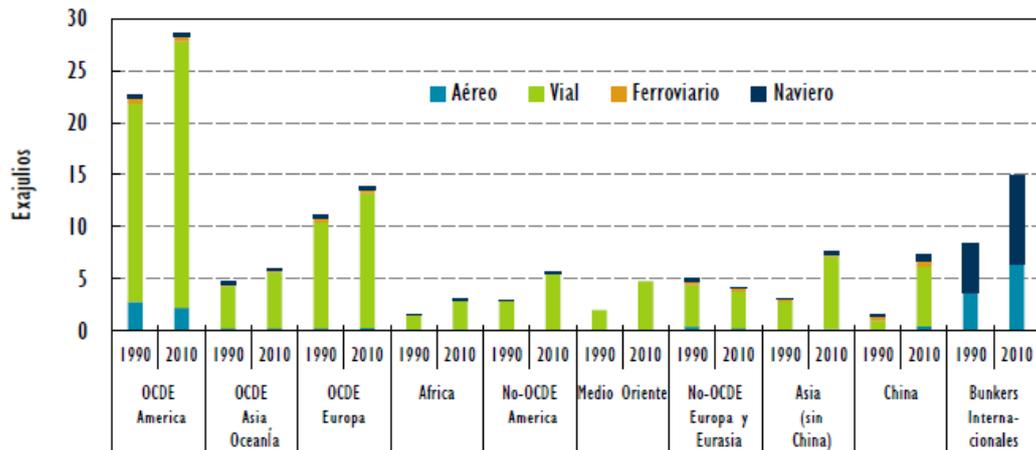
El sector transporte incluye el movimiento de personas y mercancías en las modalidades de transporte por carretera, ferroviario, marítimo/fluvial y aéreo. La información para cada una de esos modos se desglosa además por tipo de combustible.

El consumo energético del sector transporte está condicionado por una amplia gama de factores, los cuales difieren según los segmentos pasajeros y mercancías.

Las tendencias en el consumo energético por modos de transporte varían significativamente entre países y regiones. En promedio, el crecimiento en países no pertenecientes a la OCDE (100%) fue superior al de los países pertenecientes a la OCDE (26%).

El gran aumento en países no pertenecientes a la OCDE puede ser atribuido en parte al rápido crecimiento económico de varios países importantes, lo que lleva a un incremento de la renta disponible, una mayor cantidad de propietarios de vehículos y un aumento en la necesidad del transporte de mercancías.

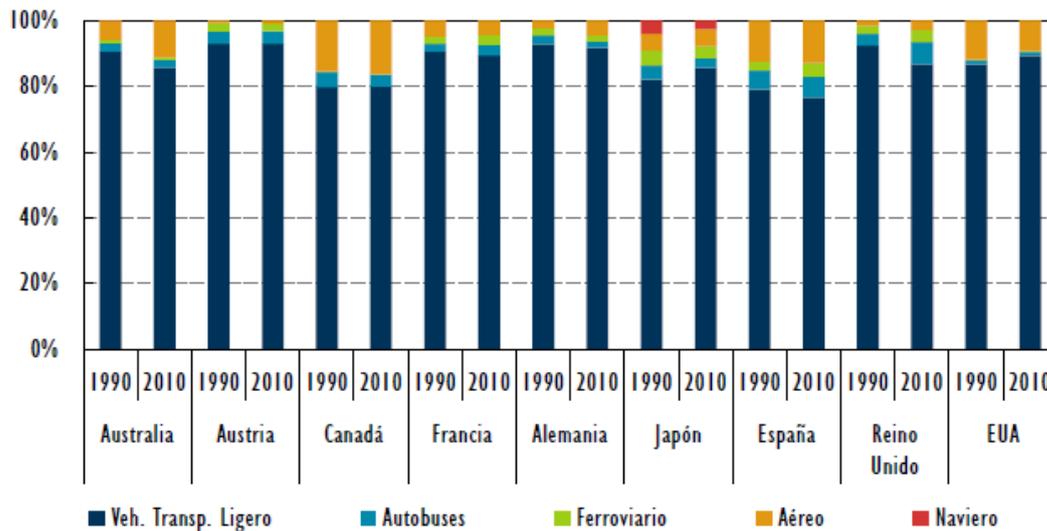
Entre 1990 y 2011 el consumo de energía para transporte creció en casi un 55% y fue el sector de uso final de más rápido crecimiento. En 2011, el 27% del consumo final total a nivel mundial se debió al consumo energético en el sector transporte. En la figura 8 se muestra el consumo energético por medios de transporte, para diversas regiones del mundo, mientras que en la figura 9 se observa el uso desglosado por tipo de medio de transporte.



**Figura 8:** Consumo energético por modos de transporte

Fuente: Indicadores de Eficiencia Energética: Bases Esenciales para el Establecimiento de Políticas. IEA. Página 115

Las tendencias de energía en el transporte de pasajeros están dadas por los cambios en la población y su densidad, extensión del uso de la tierra, infraestructura, hábitos de viaje, nivel de ingresos, tasa de equipamiento de vehículos, tasa de ocupación de vehículos, preferencias de los consumidores y el consumo medio de combustible.



**Figura 9:** Consumo energético para transporte de pasajeros por modos en varios países

Fuente: Indicadores de Eficiencia Energética: Bases Esenciales para el Establecimiento de Políticas. IEA. Página 117

El transporte de pasajeros continúa siendo extremadamente dependiente de los derivados del petróleo, lo que constituye el 93% del consumo energético final.

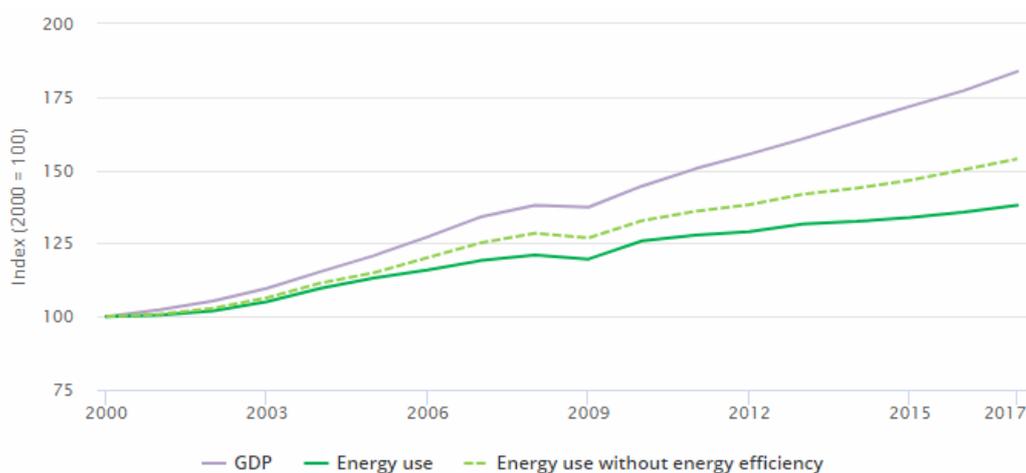
Las tecnologías de la información y comunicación podrían reducir el consumo energético al hacer más fluido el tráfico, mediante el control inteligente de las señales de tránsito, evitando congestiones en calles y rutas y proporcionando instrumentos de retroalimentación tales como medidores del consumo energético en los automóviles, vehículos de transporte público, embarcaciones, etc.

Una opción de políticas de bajo coste es la mejora de la eficiencia operativa de los vehículos mediante la "conducción eficiente". Prácticas sencillas de comportamiento pueden mejorar tanto la seguridad como la economía de combustible de los vehículos.

### Tendencias

Fatih Birol (Director Ejecutivo de la IEA) dijo: “La eficiencia puede permitir el crecimiento económico, reducir las emisiones y mejorar la seguridad energética. Las políticas de eficiencia adecuadas podrían permitirle al mundo lograr más del 40% de los recortes de emisiones necesarios para alcanzar sus objetivos climáticos sin una nueva tecnología”.

El impacto de las políticas de eficiencia ha sido significativo en las últimas décadas. A nivel mundial, el aumento de la eficiencia desde el año 2000 impidió un 12% más de uso de energía de lo que hubiera sido el caso en 2017. La eficiencia energética es un factor importante para desacoplar el consumo de energía del desarrollo económico. En la figura 10 se muestra la evolución antes comentada:

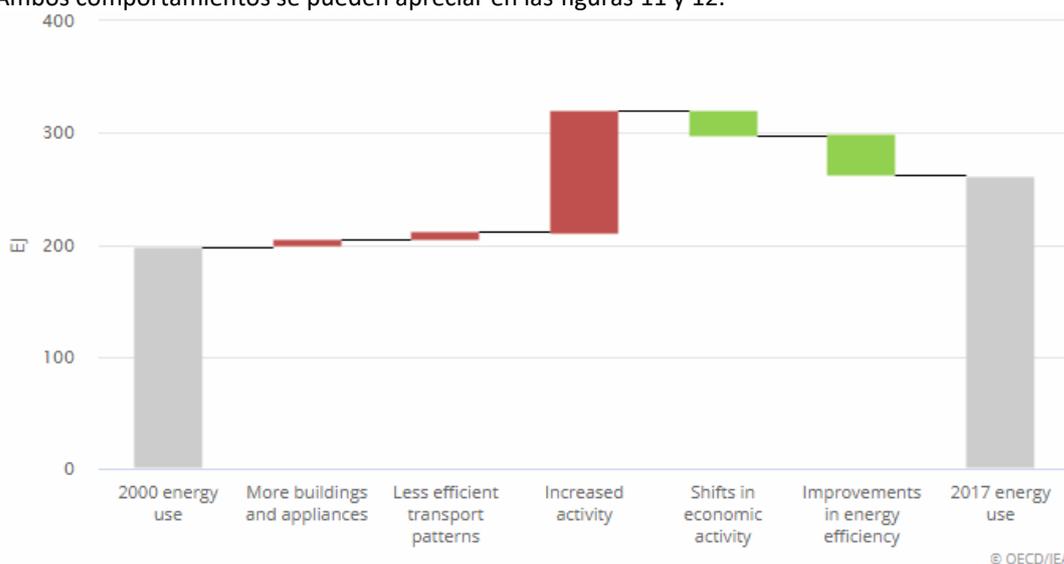


**Figura 10:** Consumo energético global con y sin uso de eficiencia energética – Período 2000 a 2017  
Fuente: IEA. Disponible en: <https://www.iea.org/eficiencia2018/>

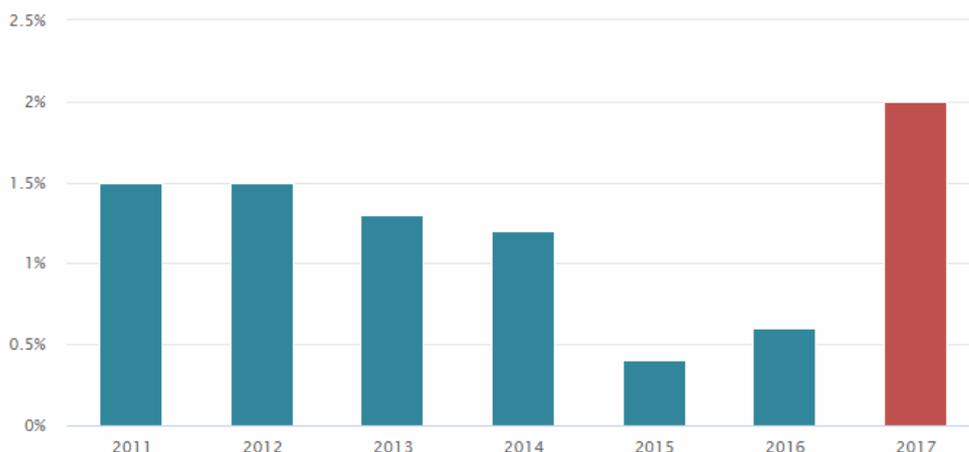
Desde el año 2000, estas mejoras en las principales economías del mundo han compensado más de un tercio del aumento en las actividades de uso intensivo de energía. Pero el impacto positivo de las políticas de eficiencia ha sido superado por las actividades económicas de rápido crecimiento en los países emergentes que impulsan la demanda de energía.

La demanda mundial de energía aumentó en casi un 2% en 2017, siendo este el aumento más rápido de esta década, impulsado por el crecimiento económico y los cambios en el comportamiento de los consumidores.

Ambos comportamientos se pueden apreciar en las figuras 11 y 12.



**Figura 11:** Descomposición del uso final de la energía  
Fuente: IEA. Disponible en: <https://www.iea.org/eficiencia2018/>



**Figura 12: Cambios en la demanda de energía**  
 Fuente: IEA. Disponible en: <https://www.iea.org/efficiency2018/>

Se puede afirmar que el mundo está perdiendo oportunidades para mejorar la eficiencia energética y las políticas actuales no están ofreciendo todas las ganancias potenciales que son rentables y utilizan la tecnología disponible. Esta acción retardada en la eficiencia energética implica que se deben tomar medidas mucho más fuertes en el futuro.

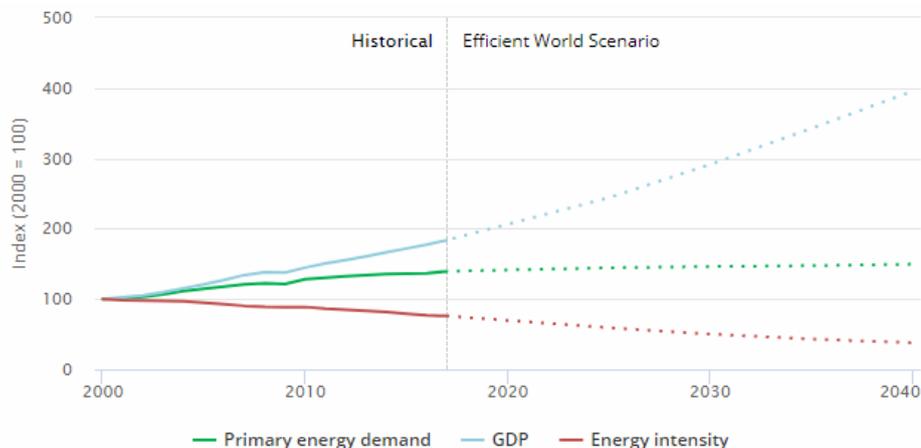
Con políticas más firmes, en un año, el mundo podría ahorrar más de:

- 2,2 millones de barriles de petróleo por día (si todos los países hubieran adoptado los mejores estándares de ahorro de combustible para pasajeros).
- 16% del uso de electricidad de la industria (si todos los países hubieran adoptado las normas más estrictas de motores eléctricos).
- \$ 20 mil millones (si todos hubieran comprado el mejor 10% de refrigeradores más eficientes).

### Escenario internacional 2040

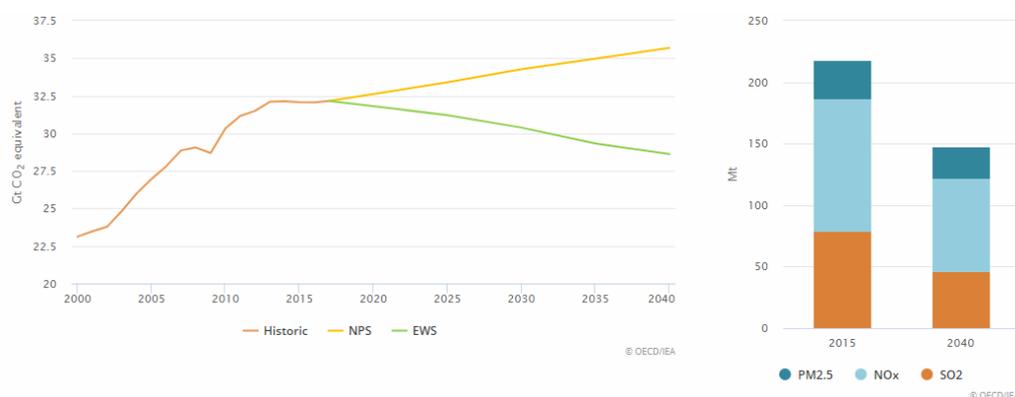
Si desde 2020 hasta 2040 todos los países implementaran todo el potencial de eficiencia energética económicamente viable que está disponible, se cumpliría el escenario mundial eficiente (EWS, por sus siglas en inglés).

Dicho escenario prevé un mundo con un 20% más de personas, un 60% más de espacio de construcción y el doble del PBI, a cambio de un aumento marginal de la demanda de energía. El EWS también cumple plenamente el objetivo de eficiencia energética del Objetivo 7 de Desarrollo Sostenible de la ONU. Todas las medidas implementadas en este escenario son rentables y se basan únicamente en el ahorro de energía, utilizando tecnologías que están disponibles en la actualidad. En la imagen que sigue se puede observar tal tendencia:



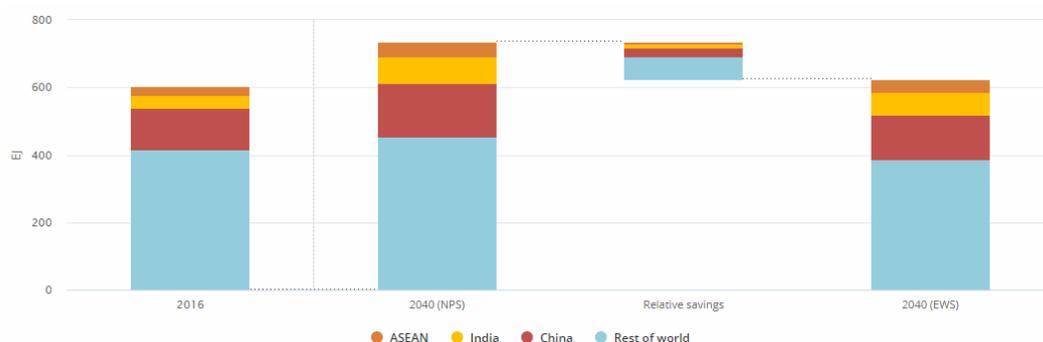
**Figura 13: Demanda de energía, intensidad de energía y GDP en el EWS 2000-2040**  
 Fuente: IEA. Disponible en: <https://www.iea.org/efficiency2018/>

El EWS generaría un pico en las emisiones de gases de efecto invernadero relacionadas con la energía antes de 2020, seguido de una caída del 12% en 2040 en comparación con el día de hoy, lo que equivale a más del 40% de la reducción requerida para estar en línea con los objetivos del tratado de París. El EWS también reduciría los contaminantes claves del aire como ser el dióxido de azufre, los óxidos de nitrógeno y las partículas, en un tercio en comparación con los actuales. En particular, una cocción más eficiente podría ayudar a reducir las muertes prematuras por contaminación del aire en los hogares en casi un millón por año en 2040 en comparación con el Escenario de Nuevas Políticas (NPS) de la IEA.



**Figura 14:** Emisiones de gases de efecto invernadero en el NPS y EWS, 2000-40 (izquierda) y emisiones de contaminantes del aire en el EWS, 2015-40 (derecha)  
Fuente: IEA. Disponible en: <https://www.iea.org/efficiency2018/>

Las economías emergentes podrían volverse un 50% menos intensivas en energía bajo el EWS, con China y la India que representan un tercio de la demanda total de energía en 2040. Estos dos países también representarían más de un tercio del ahorro total de la demanda de energía, que se traduciría en ahorros de casi \$ 500 mil millones en importaciones de combustibles fósiles. Ver figura 15:



**Figura 15:** Energía demanda en 2016 y 2040 (EWS y NPS)  
Fuente: IEA. Disponible en: <https://www.iea.org/efficiency2018/>

## Contexto nacional

Durante los últimos 15 años el gobierno nacional estimuló el uso eficiente de la energía, considerando que la industria energética debe consistir en una actividad de carácter permanente a mediano y largo plazo. Por ello el gobierno trabajó en la adecuación de los sistemas de producción, transporte, distribución, almacenamiento y consumo de energía, de manera de lograr el mayor desarrollo sostenible, con los medios tecnológicos disponibles, minimizando el impacto sobre el ambiente, optimizando la conservación de la energía y reduciendo los costos. Todos estos aspectos son componentes imprescindibles en la política energética y la preservación del medio ambiente.

La República Argentina en el año 1994, mediante la Ley N° 24.295, aprobó la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y mediante la Ley N° 25.438, en el año 2001, aprobó el Protocolo de Kyoto de esa Convención. En dicho Protocolo en su Artículo 2º punto 1.a, apartado i) afirma la necesidad

de los países firmantes de asegurar el fomento de la eficiencia energética en los sectores pertinentes de la economía nacional.

La aplicación de políticas de eficiencia energética en un marco de exigencias ambientales, protección de los recursos naturales y compromisos para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero responsables del proceso de cambio climático global, contribuirá al establecimiento de condiciones que favorezcan el desarrollo sostenible de la nación, el crecimiento del empleo y el aumento de la productividad.

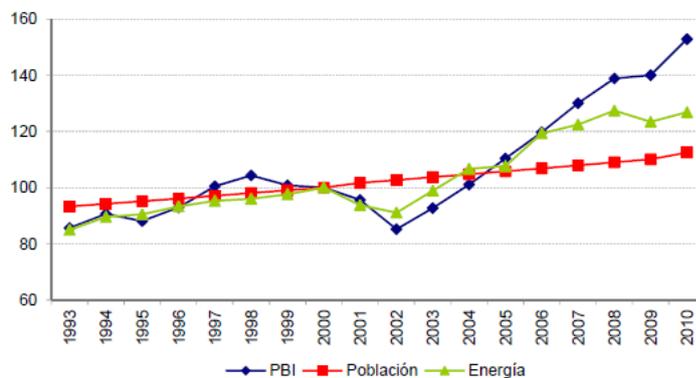
La experiencia registrada muestra que el éxito de las políticas de eficiencia energética requiere, además de la adopción de tecnologías de alta eficiencia, la generación de profundos cambios estructurales basados en la modificación de las conductas individuales mediante programas y planes que deben ser conducidos por organismos altamente especializados y que deben contemplar una estrategia cultural-educacional cuyo objetivo último sea el cambio hacia una cultura de uso eficiente de la energía.

Por ello, la Secretaría de Energía en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto N° 27 del 27 de mayo del año 2003, ha estado desarrollando acciones de promoción de la eficiencia energética, en el marco de las cuales el uso eficiente de la energía en los edificios de la Administración Pública Nacional constituye una de ellas.

Asimismo, en el marco de la Resolución de la Ex SICyM N° 319/1999, la Secretaría de Energía en cooperación con otras áreas del Poder Ejecutivo Nacional ha logrado implementar el régimen obligatorio de etiquetado de eficiencia energética en refrigeradores y congeladores, lámparas, acondicionadores de aire y lavarropas eléctricos, lo que permite al consumidor contar con una información adicional relevante al momento de decidir sobre la compra de un equipo energético.

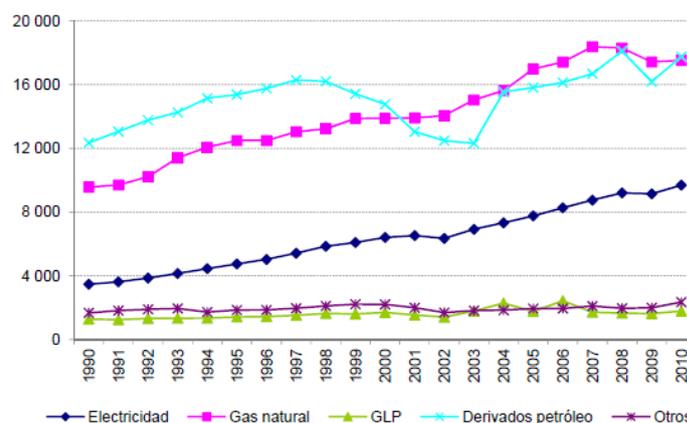
Finalmente, el 21 de diciembre de 2007 se emitió el Decreto N° 140/2007 en el cual se declaró de interés y prioridad nacional el uso racional y eficiente de la energía, estableciendo los lineamientos del Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía.

En las imágenes siguientes se puede observar las variaciones poblacionales, las variaciones del PBI y el consumo de energía para el periodo 1993 a 2010 (figura 16), así como también la variación del consumo eléctrico, GLP, gas natural y derivados del petróleo, para el mismo periodo (figura 17).



**Figura 16:** Variaciones de la población y el consumo primario de energía

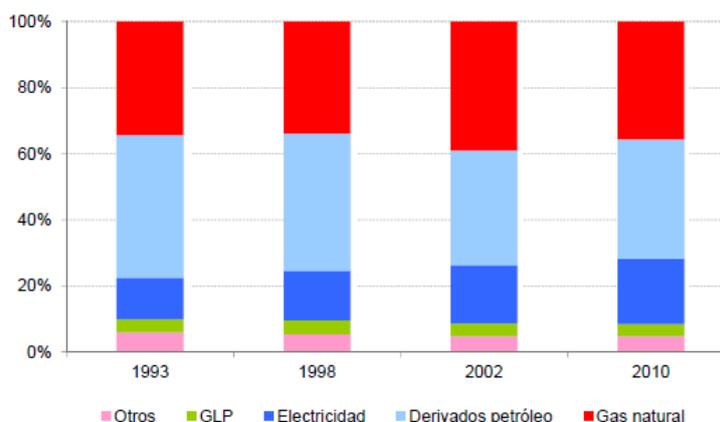
Fuente: Informe nacional de monitoreo de la eficiencia energética de la República Argentina, 2014



**Figura 17:** Consumo final de energía en kTep

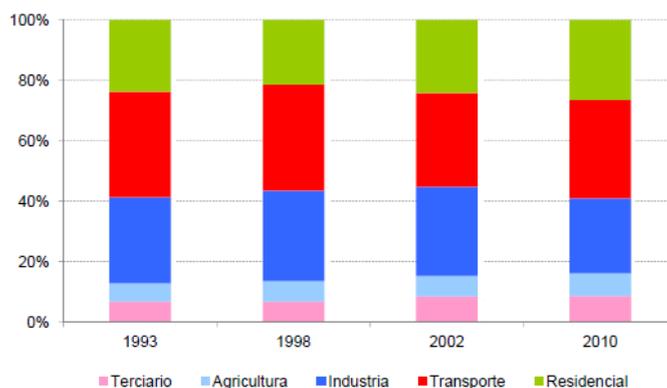
Fuente: Informe nacional de monitoreo de la eficiencia energética de la República Argentina, 2014

En las figuras que siguen (18 y 19) se muestra como está compuesto el consumo final de energía en la República Argentina, así como su distribución por rubros, para el periodo 1993 a 2010.



**Figura 18:** Composición del consumo final

Fuente: Informe nacional de monitoreo de la eficiencia energética de la República Argentina, 2014



**Figura 19:** Distribución del consumo final

Fuente: Informe nacional de monitoreo de la eficiencia energética de la República Argentina, 2014

## Marco legal

Con el objetivo de analizar el marco legal de eficiencia energética en la República Argentina, a continuación, se presenta un somero resumen de las diversas leyes y decretos relacionados.

### **Ley N° 24.295:**

Aprueba la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Fue sancionada el 7 de diciembre de 1993.

Es menester recordar que la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático fue adoptada en Nueva York el 9 de mayo de 1992 y abierta a la firma en Río de Janeiro el 4 de junio de 1992. Consta de veintiséis artículos y dos anexos.

### **Resolución N° 319/99:**

En nuestro país desde el año 1999 la ex Secretaría de Industria, Comercio y Minería estableció por medio de la resolución N° 319/99 la obligatoriedad de la etiqueta de eficiencia energética (EEE) en artefactos eléctricos de uso doméstico: heladeras, lavarropas eléctricos, aires acondicionados y artefactos de iluminación. A su vez, determinó que estos productos deben ir acompañados por una ficha informativa que amplíe los puntos de la etiqueta.

Asimismo, la ex Secretaría de Energía ha resuelto que los productos deben ofrecer un valor mínimo de eficiencia energética. Por debajo de esos niveles, está prohibida su comercialización.

**Ley 25.438:**

Aprueba el Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, adoptado en Kyoto - Japón. Fue sancionada el 20 de junio de 2001. Dicho Protocolo de Kyoto había sido aprobado el 11 de diciembre de 1997.

**Decreto 891/2016:**

Crea el Gabinete Nacional de Cambio Climático, que tiene como finalidad articular políticas en materia de cambio climático y generar conciencia en toda la sociedad sobre su relevancia. El decreto tuvo fecha el 25 de julio de 2016.

A los fines del cumplimiento de su finalidad el gabinete tiene las siguientes funciones:

1. Articular los procesos participativos y de sinergia entre las diferentes áreas del gobierno nacional, así como entre el gobierno nacional, las provincias y Ciudad Autónoma de Buenos Aires, e integrar acciones de mitigación y adaptación al cambio climático en la planificación de los diferentes sectores y/o sistemas.
2. Proponer un Plan Nacional de Respuesta al Cambio Climático como insumo para la discusión de una estrategia nacional más amplia.
3. Proponer Planes de Acción Sectoriales a nivel ministerial para la mitigación en sectores claves en pos de alcanzar los objetivos nacionales en la materia, y para la adaptación en sectores vulnerables a los impactos del cambio climático en el marco del desarrollo sustentable.
4. Contribuir al fortalecimiento de capacidades en actividades de prevención y respuesta a situaciones de emergencia y desastre provocadas por eventos climáticos extremos.
5. Proponer acciones para la efectiva implementación, seguimiento y actualización de las estrategias y planes adoptados.
6. Promover la toma de conciencia sobre cambio climático a través de actividades educativas y culturales que contribuyan a la formación y sensibilización de la sociedad estimulando su participación.

**Proyecto de ley S-3972/06:**

En 2006 se presentó un proyecto de ley que establecía un “marco regulatorio para el uso racional y eficiente de la energía”. En dicho proyecto se creaba el Sistema Nacional de Eficiencia Energética, con el objeto de optimizar el uso de la energía, tendiendo a lograr una asignación más racional de las fuentes y recursos energéticos existentes, la reducción de los costos de generación, transporte y distribución de energía, minimizando el impacto sobre el ambiente, en el marco de un desarrollo sostenible. Fue tratada por última vez el 16/04/2008, pero no ha sido aprobada.

#### **4. Energías renovables**

A se desarrolló Eficiencia Energética, donde se analizó la posibilidad de hacer un uso racional y una disminución del consumo de energía. Estas políticas deben ser acompañadas por una matriz de generación de energía donde cada vez tomen más relevancia las energías renovables, que son inagotables y generan una menor contaminación ambiental.

El Ministerio de Hacienda, del Gobierno Nacional establece las siguientes definiciones de energías renovables, y cada una de sus formas:

Se denominan “energías renovables” a aquellas fuentes energéticas basadas en la utilización del sol, el viento, el agua o la biomasa vegetal o animal (entre otras). Se caracterizan por no utilizar combustibles fósiles (como sucede con las energías convencionales), sino recursos capaces de renovarse ilimitadamente. Su impacto ambiental es de menor magnitud dado que además de no emplear recursos finitos, no generan contaminantes. Sus beneficios van desde la diversificación de la matriz energética del país hasta el fomento a la industria nacional y desde el desarrollo de las economías regionales hasta el impulso al turismo.

*Energía eólica:* hace referencia a aquellas tecnologías y aplicaciones en que se aprovecha la energía cinética del viento, convirtiéndola a energía mecánica o eléctrica.

Existen dos tipos principales de máquinas que aprovechan la energía contenida en el viento: los molinos, que se utilizan fundamentalmente para bombeo mecánico de agua (algo muy común en el campo), y los aerogeneradores, equipos especialmente diseñados para producir electricidad. Las provincias de Santa Cruz, Chubut, Río Negro y Buenos Aires concentran el mayor potencial eólico argentino.

*Energía solar:* Es la energía que, mediante conversión a calor o electricidad, permite aprovechar la radiación proveniente del sol. Nuestro planeta recibe del sol una gran cantidad de energía por año de la cual solo un 40% es aprovechable, cifra que representa varios cientos de veces la energía que se consume actualmente en forma mundial. Es una fuente de energía descentralizada, limpia e inagotable que se puede transformar en electricidad de dos maneras:

*Energía solar térmica:* utiliza una parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir calor. La transformación se realiza mediante el empleo de colectores térmicos. Su principal componente es el captador, por el cual circula un fluido que absorbe la energía radiada del sol.

*Energía solar fotovoltaica:* utiliza la otra parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir electricidad. Basada en el efecto fotoeléctrico, la transformación se realiza por medio de celdas fotovoltaicas, que son semiconductores sensibles a la luz solar que provoca una circulación de corriente eléctrica entre sus 2 caras. Un conjunto de celdas conectadas entre sí, componen módulos o paneles solares fotovoltaicos.

*Biomasa:* Se denomina "biomasa" a toda porción orgánica proveniente de las plantas, los animales y de diversas actividades humanas. El término "biomasa" abarca una variada serie de fuentes energéticas: desde la simple combustión de la leña para calefacción hasta las plantas térmicas para producir electricidad, usando como combustible residuos forestales, agrícolas, ganaderos o incluso "cultivos energéticos", pasando por el biogás de los vertederos o lodos de depuradoras, hasta los biocombustibles. Cualquier tipo de biomasa proviene de la reacción de la fotosíntesis vegetal, que sintetiza sustancias orgánicas a partir del CO<sub>2</sub> del aire y de otras sustancias simples, aprovechando la energía del sol.

*Biogás:* Aunque también sea biomasa, nos referimos a este fluido como el producto gaseoso que se obtiene de la descomposición de la materia orgánica por el proceso biológico de digestión anaeróbica en un medio con carencia de oxígeno y por medio de bacterias específicas. Este gas refiere en general a la mezcla constituida por metano y dióxido de carbono, con pequeñas proporciones de hidrógeno, nitrógeno y sulfuro de hidrógeno. El porcentaje de metano lo caracteriza como combustible con poder calorífico apto para la combustión en motogeneradores que producen energía eléctrica.

*Biocombustibles:* Se entiende por "biocombustibles" al bioetanol, biodiesel y hasta el biogás producidos a partir de materias primas de origen agropecuario, agroindustrial o desechos orgánicos. Además de emplearse como combustibles para producir energía eléctrica, se los incorpora como corte de combustibles convencionales.

*Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos:* La fuente hidroeléctrica consiste en la conversión de la energía cinética y potencial gravitatoria del agua, en energía mecánica que finalmente es transformada en eléctrica. De acuerdo con el "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía para Producción Eléctrica", la categoría de "Pequeño Aprovechamiento" corresponde en la Argentina a centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW de potencia instalada. Técnicamente esta fuente contempla tanto a los aprovechamientos llamados "de acumulación" (agua embalsada por un dique) como a los denominados "de paso" (o de agua fluyente), aunque los pequeños aprovechamientos se encuadran, en su mayoría, en esta última modalidad. La generación de energía a partir de una corriente de agua es la fuente de energía renovable más usada en el mundo para generar electricidad.

*Geotermia:* Por definición, entendemos por energía geotérmica a aquella que, aprovechando el calor que se puede extraer de la corteza terrestre, se transforma en energía eléctrica o en calor para uso humano o procesos industriales o agrícolas.

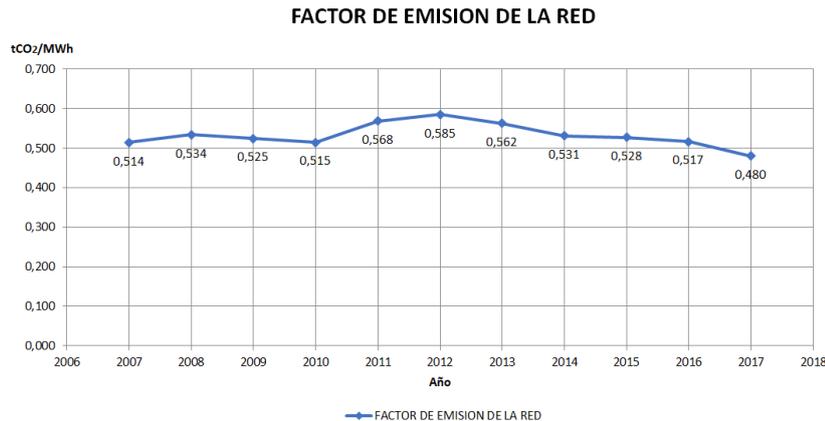
La generación de energía eléctrica a partir de la geotermia se basa en el aprovechamiento del vapor generado naturalmente, en turbinas de vapor que alimentan un generador eléctrico. En Argentina se cuentan con al menos cuatro puntos de interés geotérmico para generar energía eléctrica, dos de ellos en la provincia de Neuquén (Copahue y Domuyo), otro en Tuzglé (Jujuy) y el cuarto en Valle del Cura (San Juan)."

## **Contexto nacional**

---

Un factor interesante de analizar es la cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> que resulta de la producción de una unidad de energía eléctrica de la red Argentina. El Ministerio de Energía y Minería ofrece estos resultados,

que son los expuestos en la siguiente imagen. Para el cálculo del Margen de Operación ex-post se considera el total de la generación eléctrica respecto de las emisiones de CO<sub>2</sub> producidas por la quema del combustible utilizado.



**Figura 20:** Factor de Emisión de CO<sub>2</sub> de la Red Argentina de Energía Eléctrica

Fuente: Elaboración propia, según información del Ministerio de Energía y Minería. Secretaría de Coordinación de Planeamiento Energético. Dirección Nacional de Información Energética

Se puede observar en la figura precedente que desde 2012, se está logrando una disminución de emisiones de dióxido de carbono por unidad de energía generada en la matriz energética nacional.

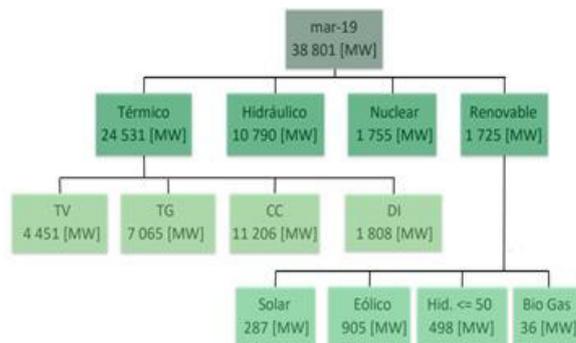
Es un resultado auspicioso y estaría vinculado a las exigencias de eficiencia y disminución en las emisiones en centrales de generación de energía diesel-carbón-gas. Además, coincide con el aumento de la generación de energía a través de fuentes renovables. En 2012, como se observa en la figura 26, aumentó considerablemente la instalación de parques eólicos y fue acompañado de manera más gradual por la generación fotovoltaica.

### Participación de las Energías Renovables en la matriz energética nacional.

Actualmente, se puede realizar un análisis de la capacidad instalada de energías renovables con la información suministrada por CAMMESA, donde se desglosa la composición de la capacidad instalada renovable tanto por tecnología como por región.

Además, se puede analizar qué porcentaje de éstas representa la capacidad instalada total y con qué porcentaje están participando en la generación diaria.

A modo de ejemplo, se puede tomar el siguiente cuadro del informe de CAMMESA correspondiente al mes de marzo de 2019.



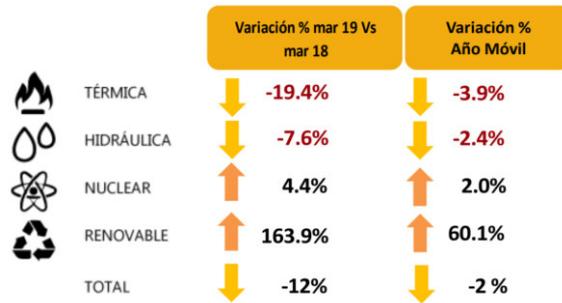
**Figura 21:** Potencia instalada – Distribución por Tecnología [MW]

Fuente: CAMMESA. Informe mensual marzo de 2019.

Con esta información se puede calcular el porcentaje de potencia instalada que corresponde a energías renovables, donde en la situación actual es de 4,45%.

Es oportuno hacer constar que de acuerdo con la Ley 27.191 de incentivo al desarrollo de Energías Renovables, al 31 de diciembre de 2017 la participación de dichas fuentes en la matriz debería haber alcanzado el 8%.

Si se analiza el siguiente gráfico, tomado del mismo informe, se puede observar que, si bien la cantidad de energía generada interanualmente ha disminuido un 12%, se puede hacer un análisis optimista respecto al significativo aumento del porcentaje de generación con fuentes renovables:



**Figura 22: Generación neta por fuente.**  
Fuente: CAMMESA. Informe mensual marzo de 2019.

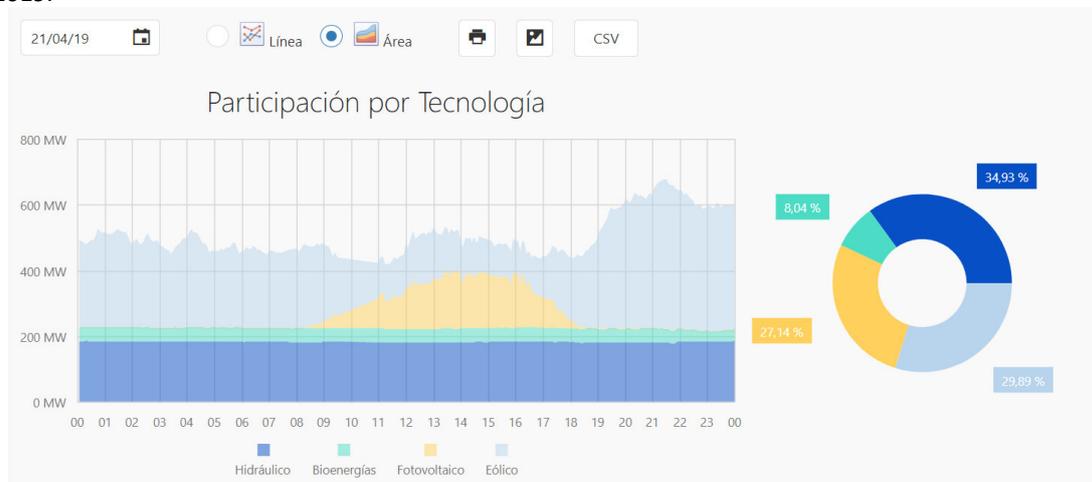
A continuación, se presenta un gráfico donde se puede observar la potencia de energías renovables instaladas, por tecnología y por región:



**Figura 23: Potencia en energías renovables instalada.**  
Fuente: CAMMESA. Despacho renovables. Disponible en: <https://despachorenovables.cammesa.com/>

Así, analizando las tecnologías, la eólica se ubica en primer lugar (969 MW instalados), lo sigue la hidráulica menor de 50 MW (505 MW totales), luego la fotovoltaica en tercer lugar (317 MW) y finalmente las bioenergías (164 MW).

La página web de CAMMESA nos permite analizar en tiempo real la participación por cada tecnología en la generación de energías. Se muestra a continuación un cuadro de ejemplo, tomado el domingo 21 de abril de 2019.



**Figura 24: Participación por tecnología en energías renovables.**  
Fuente: CAMMESA. Despacho renovables. Disponible en: <https://despachorenovables.cammesa.com/>

Es interesante analizar en este gráfico, la variación de la participación de las energías fotovoltaicas y eólicas condicionadas por la luz solar y la situación climática respectivamente. En cambio, la generación de energías a través de pequeñas represas y bioenergías es más predecible y constante ya que depende del nivel del embalse y reservas de biocombustibles respectivamente.

### **Variación de la generación en energías renovables**

Dentro del conjunto de centrales definidas como renovables, las eólicas y solares presentan características singulares que las diferencian de la generación convencional: son variables por naturaleza.

Al incorporarse a la oferta, la intermitencia de esta nueva generación se combina con la variabilidad intrínseca de la demanda, requiriendo del aporte en uno u otro sentido de la generación convencional para lograr el balance instantáneo entre oferta y demanda que todo sistema eléctrico necesita para funcionar. No son gestionables, es decir, la energía proveniente de las mismas debe ser utilizada en el preciso momento en que el recurso está disponible.

Según lo normado, la generación eléctrica proveniente de recursos renovables tiene para su despacho un tratamiento similar al de las centrales hidroeléctricas de pasada, constituyendo una oferta de energía que debe ser considerada como prioritaria para el cubrimiento de la demanda.

A medida que más centrales renovables se incorporen al sistema y por tanto más significativa sea su participación en la matriz de generación, mayor será el impacto sobre la operación y el despacho. Atendiendo a las afectaciones que pueda originar, y con el objeto de mitigar sus efectos, CAMMESA ha dispuesto una serie de acciones para lograr la integración más eficiente de la generación variable al sistema. Entre las más destacadas se pueden destacar la elaboración de pronósticos para la generación variable, la supervisión en tiempo real dedicada, la adecuación de reservas de potencia en casos de necesidad y la implementación de nuevas tecnologías en los sistemas de control.

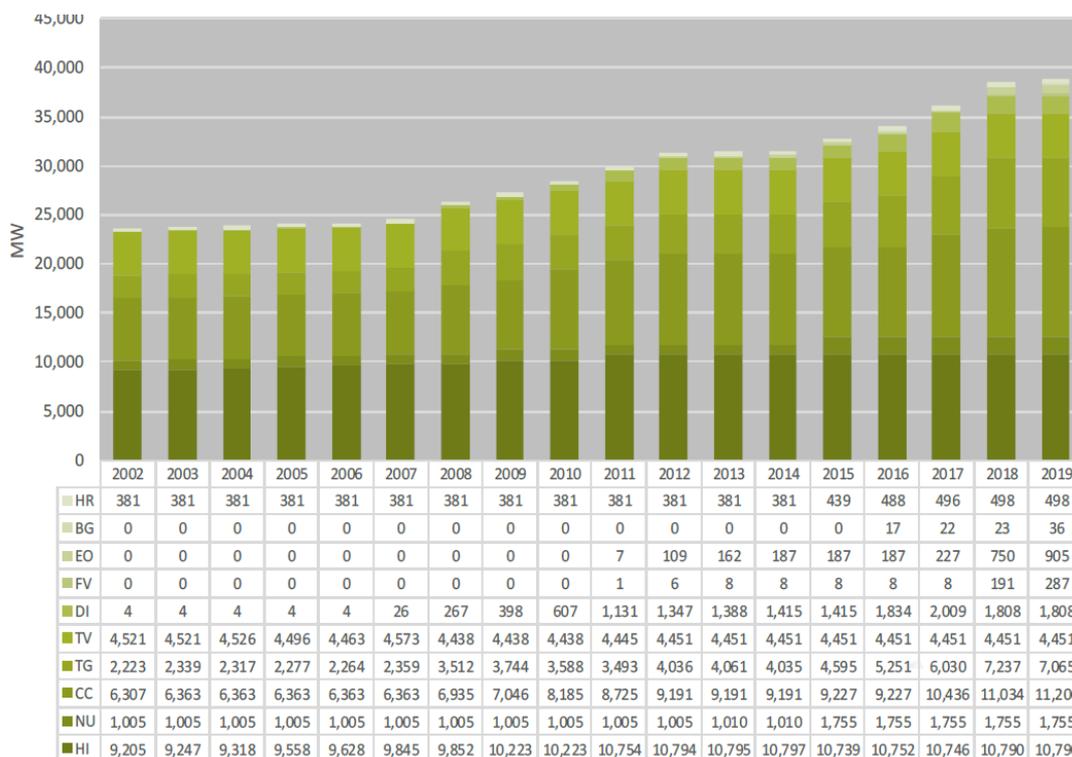
En este sentido, CAMMESA utiliza las herramientas más sofisticadas de predicción, para elaborar pronósticos de generación “en línea” para los parques eólicos y solares en operación. Con esta información se puede realizar una estimación de la oferta para el día siguiente, que como se observa en la figura 25, se aproxima mucho a lo generado realmente.



**Figura 25: Pronóstico generación eólica.**

Fuente: CAMMESA. Despacho renovables. Disponible en: <https://despachorenovables.cammesa.com/>

El siguiente gráfico muestra la evolución de la potencia instalada por año. Es interesante ver como se incrementa la potencia instalada de las primeras cuatro fuentes que corresponden a hidráulicas renovables (HR), biogás (BG), eólica (EO) y fotovoltaica (FV) a partir del año 2011.



**Figura 26:** Evolución de la potencia instalada por año.  
Fuente: CAMMESA. Informe mensual marzo de 2019.

## Marco legal y programas

### Ley 27.191

La ley que actualmente da un marco legal a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en la República Argentina es la ley 27.191. Fue sancionada el 23/09/2015 y promulgada el 15/10/2015.

Dicha ley, que se encuentra organizada en nueve capítulos y 22 artículos, estableció en su capítulo I, modificaciones a la Ley 26.190, “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica”.

Por ejemplo, en el artículo 1º establece la modificación del artículo 2º de la ley 26.190, estableciendo el siguiente objetivo “lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el ocho por ciento (8%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2017”.

En el capítulo II se estableció una segunda etapa del régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica, para el periodo 2018 a 2025. Con ello se pretende, tal como lo expresa el capítulo 5: “lograr una contribución de las fuentes renovables de energía hasta alcanzar el veinte por ciento (20%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2025”.

En el capítulo III se crea el fondo fiduciario para el desarrollo de energías renovables (FODER). Luego, en el capítulo IV se establece la contribución que deben realizar de los usuarios de energía eléctrica al cumplimiento de los objetivos del régimen de fomento. El artículo 8 expresa: “cada sujeto obligado deberá alcanzar la incorporación mínima del ocho por ciento (8%) del total del consumo propio de energía eléctrica, con energía proveniente de las fuentes renovables, al 31 de diciembre de 2017, y del veinte por ciento (20%) al 31 de diciembre de 2025.

Por último, cabe mencionar que los capítulos V a IX tratan las siguientes temáticas, respectivamente: Incrementos fiscales, régimen de importaciones, acceso y utilización de fuentes renovables de energía, energía eléctrica proveniente de recursos renovables intermitentes y cláusulas complementarias.

## **Programas**

### ***RenovAr***

Como se mencionó anteriormente en el tratado de la ley 27.191, la ley 26.190, sancionada en el mes de diciembre de 2006 estableció un “régimen de fomento para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica” en la que se establecía como objetivo lograr una contribución de las fuentes de energías renovables de un 8% del consumo nacional en un plazo de 10 años. Para ello se definieron políticas públicas y beneficios promocionales para fomentar la inversión.

En el mes de septiembre del año 2015, teniendo en cuenta que sería imposible el cumplimiento del objetivo planteado en 2006, se sancionó la ley 27.191 (reglamentada por el decreto 531/2016 y modificada por el decreto 882/2016), la cual prorrogó la fecha de la meta al 31 de diciembre de 2017, mientras que estableció que la contribución de las fuentes de energía renovable deberá ir creciendo de acuerdo a un cronograma hasta alcanzar el 20% el 31 de diciembre de 2025.

En pos de alcanzar los objetivos planteados por la ley 27.191 y dar inicio al proceso de convocatoria pública para la contratación de energía eléctrica de fuentes de generación renovables, el Poder Ejecutivo Nacional implementó el “Programa RenovAr”, el cual ya cuenta con varias rondas culminadas, en proceso y por licitarse en los próximos meses.

### ***MATER***

El MATER es un mercado particular con una regulación específica, dentro del cual se dan las operaciones de compra y venta de energía renovable entre privados. Este mercado fue creado con sus propias reglas, ya que la energía renovable, en todas sus fases y estadios, tiene particularidades que requieren un marco específico.

Tiene como objetivo reglamentar un mecanismo de compra de energía eléctrica que permita la adquisición de energía por libre acuerdo entre las partes, para que los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), con demandas de potencia iguales o mayores a 300kW, tengan una alternativa para adecuarse a la Ley 27.191 por cuenta propia y no necesariamente como parte de la compra conjunta, instrumentada en el Programa RenovAr.

Al día de hoy el MATER ha sumado 44 proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes renovables con prioridad de despacho que fue asignada por CAMMESA. Esto corresponde a 1.080MW de potencia instalada que serán volcados a la red para suministrar energía a industrias y comercios mediante contratos privados.

### ***GenerFe – Renovables modelo Santa Fe***

#### *Programa de Generación de Energías Renovables de la Provincia de Santa Fe:*

GenerFe promueve el desarrollo sostenible mediante el aprovechamiento de energías limpias, contribuye a la diversificación de la matriz energética y a su vez, incentiva la creación de valor dentro del territorio provincial.

En la primera etapa, el programa GenerFe potenciará el servicio eléctrico en los corredores Norte y Sur beneficiando a más de 320.000 habitantes. Ambos corredores están conformados por líneas de transmisión de 132 KV. El corredor Norte posee una extensión de 284,14 km que se extienden desde la localidad de Tostado hasta Rafaela. Por su lado, la línea del Corredor Sur posee una longitud de 209,2 km que comprenden desde Casilda hasta Rufino.

La potencia total a adjudicar en esta etapa asciende a 50MW distribuidos en parques fotovoltaicos y eólicos. A través de estos proyectos se obtendrá una generación anual estimada de más de 96.000MWh.

#### *Beneficios del programa:*

- ✓ Mejora la calidad de servicio eléctrico que reciben los santafesinos.
- ✓ Potencia la infraestructura y reduce costos.
- ✓ Contribuye a mitigar el cambio climático a partir de la sustitución de combustibles fósiles.
- ✓ Desarrolla una nueva cadena de valor dentro el territorio provincial.
- ✓ Genera puestos de trabajos directos e indirectos.
- ✓ Reduce las pérdidas de energía del sistema y mejora los niveles de tensión.
- ✓ Contribuye a diversificar la matriz energética.

- ✓ Promueve la independencia energética provincial.

### Prosumidores

Todos los ciudadanos usuarios del sistema eléctrico de la provincia de Santa Fe, pertenecientes a la EPE y las cooperativas eléctricas adheridas, podrán generar energía a partir de fuentes renovables e inyectarla a la red.

La energía que se genera tendrá un reconocimiento económico, que permite ahorrar en la factura de luz y recuperar en pocos años la inversión del equipo. Además, se tendrá a disposición distintas herramientas de financiamiento para acceder al mismo.

Objetivo: Incentivar la generación de energía eléctrica distribuida a partir de fuentes renovables conectada a la red de baja tensión por usuarios de la EPE bajo condiciones técnicas y administrativas específicas.

Beneficiarios: Usuarios de pequeñas demandas de la EPE que estén conectados a la red de distribución eléctrica y que produzcan parte de la energía que consumen. Los usuarios que accedan a este Programa serán llamados "Prosumidores".

Destino del crédito: Adquisición e instalación del grupo generador renovable, de acuerdo a lo indicado en el certificado de factibilidad técnica emitido por la Secretaría de Energía de la Provincia de Santa Fe.

## 5. Ejemplos de aplicación de eficiencia energética en el sector industrial y comercial

### Eficiencia energética en motores eléctricos.

#### Estado de situación

Una característica importante de los motores es que el costo operacional suele ser muy superior a su costo de adquisición. Dependiendo del tiempo de funcionamiento, de la potencia y de su rendimiento, un motor puede costar en consumo energético de 25 a 150 veces su valor de compra.

Es por eso que tiene sentido apostar a una correcta gestión de los motores en uso en toda instalación industrial, minimizando los costos operativos con un uso eficiente y adecuado de la energía eléctrica. Por lo tanto, la promoción de motores eficientes en la industria aumenta directamente la competitividad del sector.

Típicamente, el tiempo de retorno de la inversión en motores eficientes varía de 6 meses a 3 años, lo que justifica económicamente su elección. La diferencia de precio entre un motor eficiente y uno estándar es de aproximadamente un 20%, pero esta diferencia se recupera en los primeros años de uso si se tienen en cuenta los costos de energía y de mantenimiento.



**Figura 27:** Representación de costos en la vida útil de un motor (izquierda) y representación de costos en la vida útil de un motor (derecha)

Fuente: Guía de eficiencia energética para motores eléctricos

El consumo de energía eléctrica de la industria argentina representa el 40 % del total del país. De ese total, se estima que los motores representan al menos un 70% del consumo de electricidad (aproximadamente un 30 % del consumo eléctrico del país).

Un programa de recambio masivo de motores convencionales por eficientes podría significar un ahorro de la demanda total de energía eléctrica en el sector industrial del orden del 3 a 4%, según estudios internacionales.

La eficiencia de los motores se clasifica en distintas categorías dispuestas por la Norma IEC 60.034, replicada en Argentina como la Norma IRAM 62.405, en la que se definen 4 clases de eficiencia, IE0, IE1 (eficiencia estándar), IE2 (alta eficiencia) e IE3 (eficiencia premium), aplicada para motores de potencias de entre 0,75 y 90 kW. A su vez, actualmente se encuentran en desarrollo motores de nuevas tecnologías de muy alta eficiencia, los que se categorizan como clases IE4 e IE5.

Para el año 2018, el etiquetado de eficiencia energética de motores será obligatorio para todas aquellas potencias comprendidas entre 0,75 y 30kW.

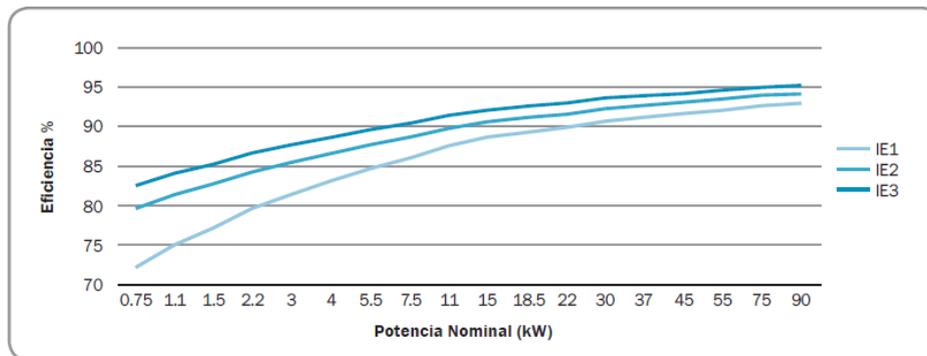


**Figura 28:** Etiquetado Norma IRAM 62405

Fuente: Guía de eficiencia energética para motores eléctricos

#### Comparación entre eficiencias de motores IE3, IE2 e IE1

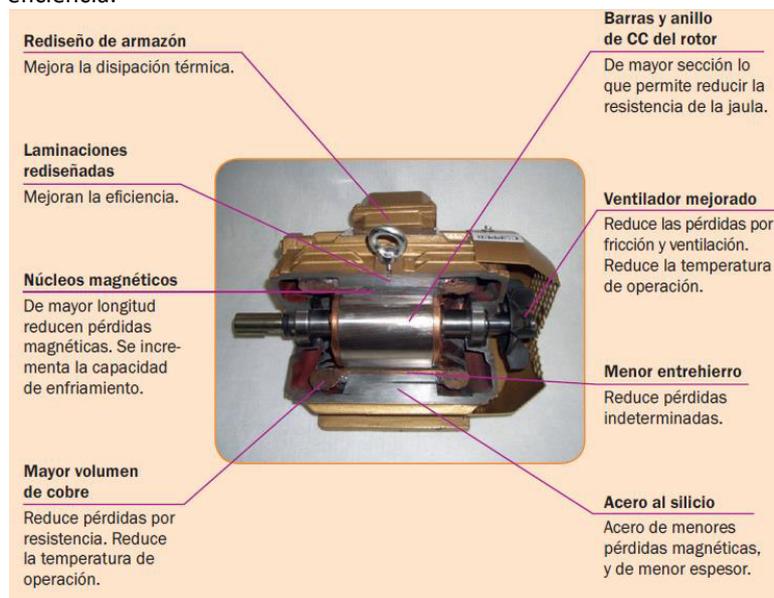
En el gráfico se observan las curvas de eficiencia para motores IE1, IE2 e IE3 en función de su potencia nominal. Se puede ver que un motor IE3 es desde un 2% a un 10% más eficiente que uno IE1. Se debe destacar que para muy bajas potencias la diferencia en la eficiencia es muy grande, esto debe tenerse en cuenta al momento de la compra, ya que en estos casos el tiempo de retorno de la inversión es siempre menor a 2 años. A su vez, para grandes potencias, a pesar de que las diferencias entre las eficiencias sean menores, al ser los valores nominales más altos, el ahorro energético resulta igualmente muy significativo.



**Figura 29:** Comparación de eficiencias mínimas de motores según Norma IRAM 62405

Fuente: Guía de eficiencia energética para motores eléctricos

En la imagen de la página siguiente se pueden observar las características constructivas más importantes de un motor de alta eficiencia.



**Figura 30:** Componentes de un motor de alta eficiencia

Fuente: Guía de eficiencia energética para motores eléctricos

## Análisis de un caso de aplicación de eficiencia energética en el sector industrial

Seguidamente se analiza un caso típico y representativo de eficiencia energética en una industria metalmeccánica del norte de Santa Fe.

A partir de un relevamiento realizado a mediados del mes de abril de 2019, se determina que los motores en una industria metalmeccánica tienen potencias comprendidas entre los 2 y los 50CV, con una eficiencia promedio de 0.88 (estándar).

En caso de que alguno de estos motores falle, o se deban comprar motores nuevos, se deberían comprar motores de Alta Eficiencia (0,92) o Eficiencia Premium (0,95). No obstante, a continuación se analizará que sucede si el directorio de la empresa decide realizar el recambio de motores, independientemente de su estado de empleabilidad.

La empresa analizada cuenta con un total de 42 motores eléctricos de eficiencia estándar, distribuidos de la siguiente manera:

- ✓ 25 motores de 2CV (37,28kW)
- ✓ 7 motores de 5CV (26,10kW)
- ✓ 6 motores de 10CV (44,74kW)
- ✓ 2 motores de 25CV (37,28kW)
- ✓ 2 motores de 50CV (74,57kW)

Si todos estos motores fueran reemplazados por motores de eficiencia Premium, se podría realizar el siguiente ahorro de demanda:

$$\Delta kW = \left( \sum_{i=1}^{i=n} N_i \right) \times FU \times \left[ \left( \frac{1}{Eff_{estándar}} \right) - \left( \frac{1}{Eff_{premium}} \right) \right]$$

Dónde:

$\Delta kW$  es la variación de la demanda de potencia de los motores.

$\sum_{i=1}^{i=n} N_i$  es la sumatoria de las potencias de todos los motores.

$FU$  es el factor de utilización (factor de carga x factor de simultaneidad). Se supondrá como 0,70.

$Eff_{estándar}$  es la eficiencia del motor estándar (0,88).

$Eff_{premium}$  es la eficiencia del motor de eficiencia Premium (0,95).

Reemplazando se tiene:

$$\Delta kW = (37,28kW + 26,10kW + 44,74kW + 37,28kW + 74,57kW) \times 0,70 \times \left[ \left( \frac{1}{0,88} \right) - \left( \frac{1}{0,95} \right) \right]$$

$$\Delta kW = 12,90kW$$

Asumiendo que los motores trabajan en promedio 14 horas al día, durante 6 días a la semana, ello representa 4.368 horas anuales.

Por ende, el ahorro de energía anual ( $\Delta kWh$ ) que se podría obtener sería de:

$$\Delta kWh = \Delta kW \times \text{Horas de uso}$$

$$\Delta kWh = 12,90kW \times 4368h$$

$$\Delta kWh = 56.347,20kWh$$

Luego, considerando el cuadro tarifario de la Cooperativa de Servicios Públicos, Sociales y Vivienda de Avellaneda Ltda., para un usuario industrial con una potencia instalada de 500kW, se tiene un costo variable de 5,2133 \$/kWh.

Por lo tanto, asumiendo que la tarifa de la energía eléctrica se mantendrá constante, el ahorro que se podría tener en un año asciende a:

$$\Delta \$ = \Delta kWh \times \$/kWh$$

$$\Delta \$ = 56.347,20kWh \times 5,2133\$/kWh$$

$$\Delta \$ = \$ 293.754,86$$

El costo de inversión, según precios del mercado asciende a:

- ✓ 25 motores de alta eficiencia de 2HP = \$225.000
- ✓ 7 motores de alta eficiencia de 5HP = \$ 105.000

- ✓ 6 motores de alta eficiencia de 10HP = \$ 152.000
- ✓ 2 motores de alta eficiencia de 25HP = \$ 110.000
- ✓ 2 motores de alta eficiencia de 50HP = \$ 272.000

Suponiendo como gastos de traslados, mano de obra para instalación e insumos menores el 10% de la suma anterior, el costo total de inversión asciende a \$ 950.400.

De lo antepuesto se deduce que el periodo de pago simple resulta:

$$PPS = \frac{\text{Costo Total de Inversión}}{\text{Ahorro}}$$

Reemplazando por valores de referencia se tiene:

$$PPS = \frac{\$950.400}{\$ 293.754,86 \text{ /año}}$$

$$PPS = 3,23 \text{ años}$$

Es decir, se logra el retorno de la inversión en un periodo de tres años y tres meses aproximadamente.

### ***Ejemplo de aplicación de la norma ISO 50001 en una empresa metalúrgica.***

Con el propósito de promover un mejor desempeño energético se analizará la aplicación de la norma ISO 50001 en una empresa metalúrgica de la ciudad de Reconquista, provincia de Santa Fe.

En el año 2011 la organización internacional para la estandarización (ISO) lanzó esta norma con el propósito de promover una mejora en el desempeño energético global. La misma provee una estructura sistemática de procesos y métodos para el óptimo aprovechamiento de la energía, esto incluye eficiencia y ahorro energético. Dicha norma permite a una organización, establecimiento o empresa definir una estructura, especificando los requisitos para establecer, implementar, mantener y lograr una mejora energética continua en sus procesos diarios.

El análisis plantea la elaboración de planes de eficiencia energética y reducción de costos con el propósito de enmarcar a la empresa dentro del plan energético que aborda la provincia de Santa Fe. Se proyecta un plan estratégico que irá reduciendo el costo mensual de energía, mejorando el índice de eficiencia energética del establecimiento y educando al personal en el uso racional de la misma.

Los lineamientos y sus respectivos beneficios son los siguientes:

#### ***Análisis de Facturación***

- Capacidad de suministro contratada: Se decide re contratar el máximo de potencia tanto en horario pico como fuera de pico a valores más adecuados a la demanda de la empresa. Logra un ahorro económico mensual de 5% en la facturación.
- Energía consumida en horario pico: La jornada de trabajo establecida por la empresa, y aceptada por los trabajadores, es de lunes a viernes de 07:00Hs a 12:00Hs y de 15:00Hs a 19:00Hs, es decir 45 Hs semanales. Como puede observarse, la jornada diaria está establecida en ocho horas de horario resto, y una hora en horario pico. Si bien no existe discrepancia considerable entre los costos de la energía en cada rango, su uso en horario pico es elevado en relación, por ejemplo, al rango de horario Resto. Para lograr reducir los costos se plantea establecer, a corto plazo, un nuevo horario laboral que irá de 07:00Hs a 12:00Hs y de 14:00Hs a 18:00Hs. Con este cambio se logrará disminuir un gran porcentaje de la potencia contratada en "horario pico" y casi por completo el costo de energía utilizada en este periodo. El ahorro económico expuesto por este cambio es del 33% respecto a la media actual. Este simple cambio permite un ahorro considerable en los costos mensuales sin llevar a cabo una inversión económica inicial por lo que es sumamente recomendable y factible implementarlo a corto plazo.

#### ***Iluminación general***

- Recambio de luminarias y lámparas por otras de tecnología LEDs: A los dieciocho meses (1 año y medio) los ahorros generados superan a la inversión inicial.

#### ***Acondicionamiento térmico***

- Recambio de Aires Acondicionados por tecnología Inverter en oficinas. Recambio de ventiladores en el taller de producción.

- El recambio previsto de aires acondicionados y ventiladores reducirá considerablemente la energía utilizada para dicho fin a aproximadamente un 60%. Esto se debe a que además de que el rendimiento y consumo de las máquinas es menor, se planea la colocación de burletes en puertas y ventanas, con el propósito de disminuir la intensidad de transferencia de calor con el medio.

#### ***Reacondicionamiento del sistema de aire comprimido general***

#### ***Modernización de Maquinas/Herramientas destinadas a producción***

- Recambio de maquinaria por nuevas tecnologías y nuevos modelos: Al quinto año de realizada la inversión los ahorros superan a ésta y se logrará la amortización del costo inicial del proyecto. Pero esta situación no resulta suficiente para que el proyecto se considere rentable. A partir de este periodo se comienza a generar ingresos sobre el monto de la inversión inicial, lo que significa un VAN positivo. Dicha situación, si bien es favorable, no representa aun una TIR mayor a la tasa de descuento utilizada, la cual superará el 22% a partir del año diez. Igualmente es una inversión recomendable ya que desencadena otros beneficios como precisión en el trabajo, disminución del nivel de ruidos, consumo energético, entre otros.

#### ***Instalación solar fotovoltaica***

- Iluminación general con energía fotovoltaica, sistemas aislados de la red.

Si se desarrollaran inversiones planificadas se observaría una disminución considerable de los costos mensuales de energía. Los mismos significarían el 48% al finalizar la inversión y establecería a la empresa dentro de la clasificación de empresa Energéticamente Eficiente, avalada por la norma ISO 50001.

### ***Eficiencia y energías renovables en un supermercado.***

---

Se analizarán dos posibles inversiones en un supermercado de la ciudad de Reconquista, Santa Fe. Una consiste en el cambio de lámparas fluorescentes por otras equivalentes lumínicamente pero de tecnología LED, sería este, un caso de eficiencia energética. La otra situación a analizar es la conveniencia de generar energía renovable para suplir parte del consumo, en este caso del tipo solar fotovoltaica.

En ambos casos se analizará el impacto económico de cada instalación, tanto la inversión inicial, como los plazos de amortización a través de los beneficios obtenidos en la disminución de la facturación de la energía eléctrica. No se acudirá a ningún programa especial como “Prosumidores” u otros.

#### ***Cambio de lámparas fluorescentes por LED***

Se realizará una adaptación de las luminarias actuales, cambiando sus lámparas por otras de tecnología LED. La adaptación es tal, que los fabricantes de lámparas ofrecen productos que se adecúan a las luminarias actuales, logrando iguales o mejores características lumínicas, lo cual reduce los costos de inversión notoriamente ya que solo se debe adquirir la lámpara y no la luminaria completa.

Los resultados indican que esta instalación demanda un 45.26% de potencia activa respecto de la instalación actual. Mensualmente representa una disminución del consumo de energía de 1772,3kWh, lo que equivale a dejar de emitir a la atmósfera más de 920kg de CO<sub>2</sub> con la matriz nacional de generación actual.

Un análisis de la potencia reactiva demandada por cada instalación, denota una disminución más notoria aún, llegando a ser un 71,65% menor a la instalación actual. Esto provocaría beneficios como: reducción de los recargos en las facturas, reducción de las caídas de tensión, reducción de la sección de los conductores, disminución de las pérdidas y aumento de la potencia disponible en la instalación.

#### ***Conclusiones:***

- Con esta propuesta se obtiene una importante disminución del consumo de energía activa y reactiva.
- La mayor vida útil de estas lámparas, logrará que sean menos frecuentes los recambios necesarios, ahorrando en mantenimiento y evitando que haya lámparas agotadas en intervalos de recambio.
- El mayor índice de reproducción cromática que poseen estas lámparas provocará una mejor calidad visual sobre los productos.
- Al conservar la luminaria, no demandará tiempos ni costos excesivos de mano de obra realizar la modificación.
- Estas lámparas no poseen mercurio como las fluorescentes, por lo que se evita contaminación ambiental y de productos.

- La carga térmica que aporta la luminaria se verá considerablemente disminuida, y así también el calor que se necesita extraer con el equipo de refrigeración. La empresa estadounidense Madison Gas and Electric Company (2017), establece que “por cada vatio en la reducción del consumo de energía para la iluminación produce un ahorro adicional de 0,48 vatios en la reducción de la demanda de refrigeración”, por lo tanto el ahorro energético será mayor al planteado.

La facturación disminuirá un 12%. Si se hace un análisis de los beneficios de operación y mantenimiento del nuevo sistema, se obtiene que entre siete y ocho meses se recupera la inversión inicial.

#### ***Generación de energía solar fotovoltaica***

La inversión necesaria para instalar y poner en funcionamiento una planta generadora de energía eléctrica a través de paneles fotovoltaicos en la superficie del techo del supermercado es de U\$S 25.000.

Se estudiará ahora la repercusión económica de esta inversión, teniendo en cuenta el ahorro que causará en la facturación de energía eléctrica. Al respecto, se analizará el caso más desfavorable, haciendo las siguientes consideraciones:

- No se podrá disminuir la capacidad de suministro contratada en ninguno de los horarios: esto ocurre porque, si bien se tendrá una menor demanda de energía desde la red distribuidora de energía eléctrica de la EPESF, la gran inestabilidad que existe en la potencia eléctrica generada a través de este sistema, hace que no sea de gran confianza en este aspecto. Si por alguna eventualidad, defecto o condiciones climáticas adversas, cesa la generación de energía, se necesitará disponibilidad de la potencia máxima desde la red distribuidora. Si bien sería un ahorro significativo y atractivo económicamente, es imprudente realizar esta acción.
- La energía generada, será utilizada en horarios resto y valle, que son las horas diurnas donde se generará energía. En este horario la energía es más económica que en horarios nocturnos (horas pico).
- La EPESF cuenta con procedimientos que permiten este tipo de generación y vinculación con la red distribuidora de energía y estimula estas instalaciones. Como contrapartida, la energía generada no es comprada por la EPESF a un precio promocional, sino que es descontada de la consumida por el cliente, por lo que son iguales ambos costos, haciendo menos competente a la generación de energía no convencional.

Teniendo en cuenta los puntos anteriores, se esboza una potencial facturación con el sistema de generación en pleno funcionamiento. La facturación se hará según el “Instructivo para el tratamiento de solicitudes de generación en isla o paralelo – cálculo de facturación” de la EPESF y se obtiene que en la facturación se logrará una disminución del valor de la misma de sólo un 2%. Resulta evidente que el beneficio, respecto a la inversión necesaria, es irrisorio. Es necesario volver a aclarar que con el programa “Prosumidores” los resultados serían distintos, lógicamente más favorables.

#### ***Conclusión: Eficiencia energética sobre generación de energías renovables***

Al observar el proyecto, resulta difícil no hacer una comparación entre los beneficios obtenidos al realizar un plan de eficiencia energética en iluminación y el de generación de energía eléctrica fotovoltaica.

Como resultados inmediatos, se observa que en el primero su amortización es cuestión de meses. En cambio en la generación de energía la amortización no se logra antes de los veinte años.

Se refleja en los datos anteriores, la importancia de la eficiencia energética en este tipo de instalaciones y deja en evidencia que la generación a través de energías renovables debe hacerse responsablemente y con objetivos precisos.

## **6. Análisis FODA**

En los análisis FODA que se presentan a continuación se pueden ver: en el contexto interno las Fortalezas y Debilidades, mientras que en el contexto externo se analizan las Oportunidades y Amenazas, tanto de la eficiencia energética como de las energías renovables.

A los efectos de contar con un análisis minucioso de los temas desarrollados se harán dos estudios FODA, uno por cada tema:

## Eficiencia Energética.



## Energías Renovables.



## 7. Conclusiones

A partir de lo desarrollado en los apartados 3, 4 y 5 y del análisis de los FODA's en el punto 6, se puede concluir que es más rentable y tiene mayor impacto (económico, ambiental y social) la eficiencia energética por sobre la generación de energía a partir de fuentes renovables.

En función de lo antes dicho podemos definir que un plan a aplicar en el sector industrial constaría de tres etapas, con el siguiente orden de prioridades:

- Ahorro
- Eficiencia energética
- Generación mediante fuentes renovables

En un mundo donde las fuentes convencionales y mayoritarias de energía (petróleo, gas y carbón), se irán agotando paulatinamente, cualquier acción que mitigue o reemplace esta matriz de generación será rentable, independientemente de que en el presente aún no lo sea.

En el nuevo escenario mundial, tanto la eficiencia energética como las energías renovables, están tomando un papel preponderante. Atento a esto, en la toma de decisiones de los gobiernos y empresas estos temas pasarán a ser los ejes de discusión primarios.

Definido este panorama y mediante el apoyo del Estado Nacional, se deberán acelerar los procesos de utilización inteligente y de fuentes renovables de energía en el país.

Los autores esperamos, a través del presente trabajo, poder haber explicitado los principales aspectos de los temas desarrollados, así como también haber creado conciencia de la importancia y vigencia de los mismos.

## 8. Bibliografía

### *Libros*

---

- ✓ Confederación Argentina de la Mediana Empresa (CAME) (2016). Eficiencia Energética para empresas PYMES. Agosto de 2016. CAME, 2011 ISBN en trámite.

### *Publicaciones e informes.*

---

- ✓ Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) (2014). INFORME NACIONAL DE MONITOREO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA, 2014. Chile: Impreso en Naciones Unidas, Santiago de Chile. LC/W.626.
- ✓ Fatih Birol (2018). Energy Efficiency 2018: Analysis and outlooks to 2040. Disponible en: <https://www.iea.org/efficiency2018/>
- ✓ Ministerio de Energía y Minería. Subsecretaría de ahorro y eficiencia energética (2016). Eficiencia energética en Argentina. Disponible en: [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/presentacion\\_a\\_heins\\_-\\_eficiencia\\_energetica.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/presentacion_a_heins_-_eficiencia_energetica.pdf)
- ✓ Secretaría de Gobierno de Energía. Dirección Nacional de Información Energética (2018). Informe Trimestral de Coyuntura Energética Cuarto Trimestre de 2018. Disponible en: [http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion\\_del\\_mercado/publicaciones/energia\\_en\\_gral/trimestrales/t42018.pdf](http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_del_mercado/publicaciones/energia_en_gral/trimestrales/t42018.pdf)
- ✓ Ministerio de Energía y Minería de la Nación (2018). Memoria Anual 2017 - Subsecretaría de Ahorro y Eficiencia Energética. Febrero de 2018. Disponible en: [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/memoria\\_anual\\_2017\\_-\\_subsecretaria\\_de\\_ahorro\\_y\\_eficiencia\\_energetica.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/memoria_anual_2017_-_subsecretaria_de_ahorro_y_eficiencia_energetica.pdf)
- ✓ CAMMESA (2019). Informe Mensual Marzo 2019 Principales Variables del Mes. Marzo de 2019.
- ✓ Ley 27.191. Nación Argentina. Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación. Sancionada: Septiembre 23 de 2015. Disponible en: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/250000-254999/253626/norma.htm>
- ✓ Decreto 531/2016. Nación Argentina. Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Reglamentación. Sancionada: 30/03/2016. Disponible en: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/255000-259999/259883/norma.htm>
- ✓ Guía de Mejores Técnicas Disponibles para el uso eficiente de la energía en plantas del sector metalmecánico. Disponible en: [http://www.agenciasustentabilidad.cl/resources/uploads/documentos/archivos/438/mtd\\_para\\_el\\_uso\\_eficiente\\_de\\_la\\_energia\\_en\\_plantas\\_del\\_sector\\_metalmeccanico.pdf](http://www.agenciasustentabilidad.cl/resources/uploads/documentos/archivos/438/mtd_para_el_uso_eficiente_de_la_energia_en_plantas_del_sector_metalmeccanico.pdf)
- ✓ Informe nacional de monitoreo de la eficiencia energética de la república Argentina, 2014. Disponible en: [https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/37142/4/S1420670\\_es.pdf](https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/37142/4/S1420670_es.pdf)
- ✓ Indicadores de eficiencia energética: Bases esenciales para el establecimiento de políticas. Disponible en: [https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EnergyEfficiencyVespagnol\\_epdf.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EnergyEfficiencyVespagnol_epdf.pdf)

### *Páginas web*

---

- ✓ Ministerio de energía. Subsecretaría de ahorro y eficiencia energética (2018). Disposición 3/2018. Disponible en: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/310000-314999/312510/norma.htm>

- ✓ Virginia Scardamaglia (2017). Argentina presentó tres planes sectoriales para implementar su NDC en el marco de la COP23. 17 de noviembre de 2017, © Ambiente y Comercio. Disponible en: <https://www.ambienteycomerocio.org/argentina-presento-tres-planes-sectoriales-para-implementar-su-ndc-en-el-marco-de-la-cop23/>

*Otros links de interés:*

---

- ✓ <https://www.argentina.gob.ar/energia/ahorro-y-eficiencia-energetica/videos>
- ✓ <http://portalweb.cammesa.com/default.aspx>
- ✓ <https://despachorenovables.cammesa.com/info/>
- ✓ <http://www.eficienciaenergetica.org.ar/quees.asp?id=que>
- ✓ <https://www.argentina.gob.ar/energia/ahorro-y-eficiencia-energetica/politica/eficiencia-energetica>
- ✓ <http://simarcc.ambiente.gob.ar/>
- ✓ <http://portalweb.cammesa.com/default.aspx>
- ✓ <https://despachorenovables.cammesa.com/info/>
- ✓ <https://www.santafe.gob.ar/ms/prosumidores/>
- ✓ <https://www.santafe.gob.ar/ms/generfe/>
- ✓ <http://www.agenciasustentabilidad.cl/>

# Estrategias del Mercado Eléctrico

Trabajos presentados en el curso de posgrado *Estrategias y Políticas del Mercado Eléctrico*

El Mg. Ing. José Alberto Stella, con amplia trayectoria en el rubro energético, especialmente en el estudio de políticas energéticas y de mercado apuntaladas al desarrollo sustentable, ha sido el docente a cargo en todas las ediciones del curso a la fecha y, por tanto, se ha ocupado de moderar los debates. Al margen de los contenidos específicos del curso, ha implementado un esquema de evaluación basado en el desarrollo de un trabajo final de divulgación, bajo el tratamiento de un tema de interés personal, seleccionado por cada equipo de trabajo. En general, los equipos se conforman por dos o tres estudiantes con afinidad temática, combinando sus aportes individuales, eventualmente desde miradas diferentes, en virtud de sus experiencias laborales; lo que resulta en última instancia beneficioso con el objetivo de un abordaje holístico. Se apela, en definitiva, a una actividad sinérgica que se refuerza con la presentación oral de los trabajos y la consiguiente instancia de discusión frente al resto del grupo.

Este libro es una compilación de los trabajos de divulgación más destacados desde 2017 a la fecha, desarrollados entre las distintas ediciones del curso "*Estrategias y Políticas del Mercado Eléctrico*", en el contexto de la Especialización en Energía Eléctrica (UTN, Argentina), seleccionados por el Mg. Ing. José A. Stella. Son abordadas cuestiones de alcance nacional, tales como el análisis del balance energético del país, su histórico y evolución, o la expansión del sistema de transporte argentino en alta tensión. Se suman otros temas de interés regional, que constituyen preocupaciones para la gestión de empresas del rubro, industrias y provincias, tales como planes de eficiencia energética regionales, desarrollo de obras de transporte de alcance provincial, o la expansión de redes de distribución eléctrica. El objetivo último de esta compilación consiste en continuar la divulgación de trabajos que han sobresalido por su relevancia en líneas estratégicas, y que aportan asimismo una mirada crítica y reflexiva, sin perder el carácter técnico-ingeneril requerido.

*Dr. Ing. Ariel Sebastián Loyarte*

*Director de la Especialización en Energía Eléctrica, UTN Facultad Regional Santa Fe (Argentina)  
Santa Fe, junio de 2023*



ISBN 978-987-88-9673-1



9 789878 896731

