

1.- CENTRALES EN ARGENTINA

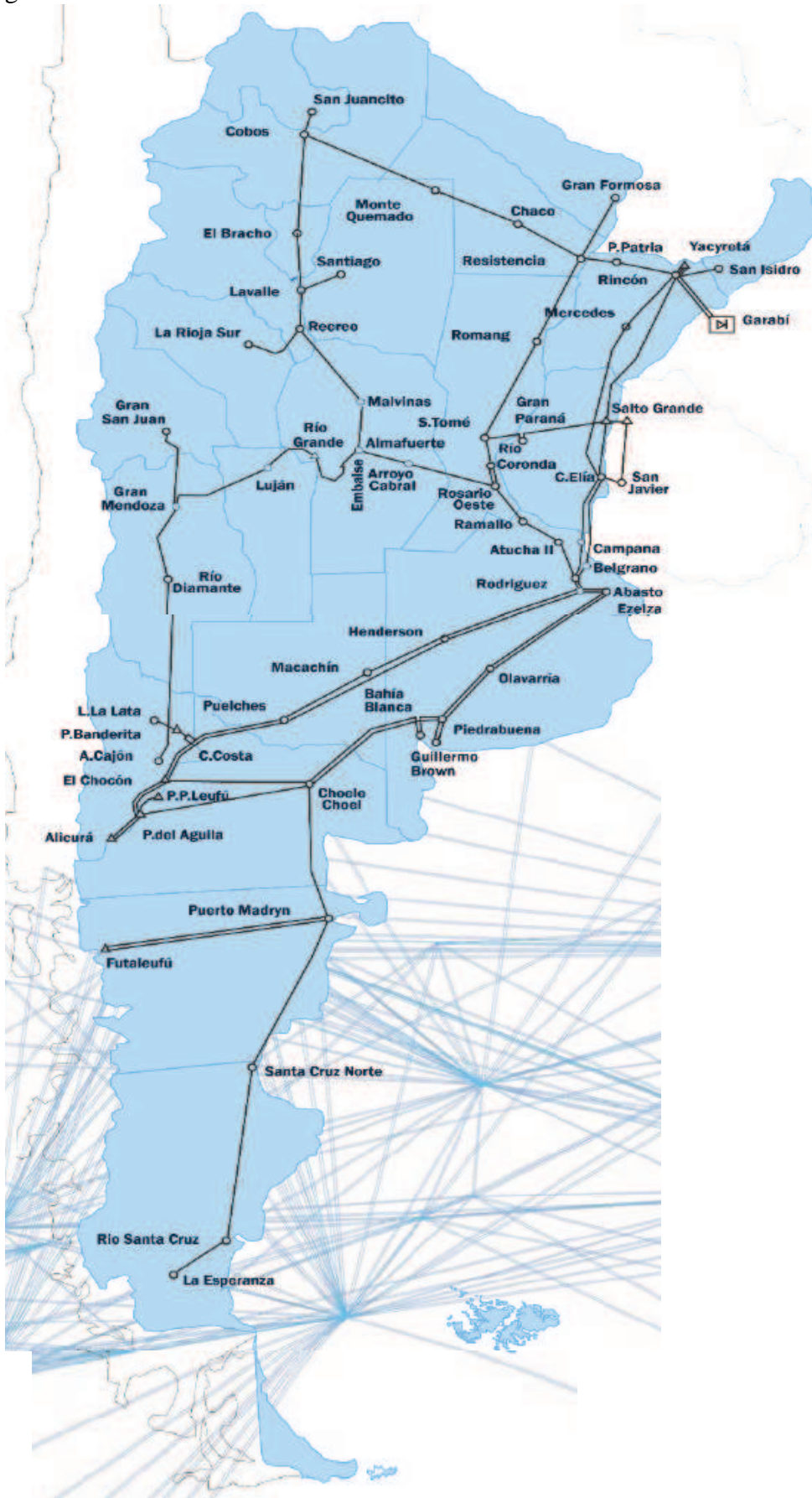
La ubicación de la Generación y la Demanda, depende del lugar donde se encuentren los recursos energéticos y de las características socioeconómicas y geográficas de un país. En Argentina, las demandas importantes se encuentran concentradas en pocos lugares y un elevado porcentaje de la generación, alejadas de estos centros de consumo.



La ubicación de las centrales se puede observar en la siguiente figura.



Esta localización dispersa de centrales, trae como consecuencia un sistema de transporte en general de tipo radial (muy pocos anillos), que cubre grandes distancias para vincular la demanda con la generación.

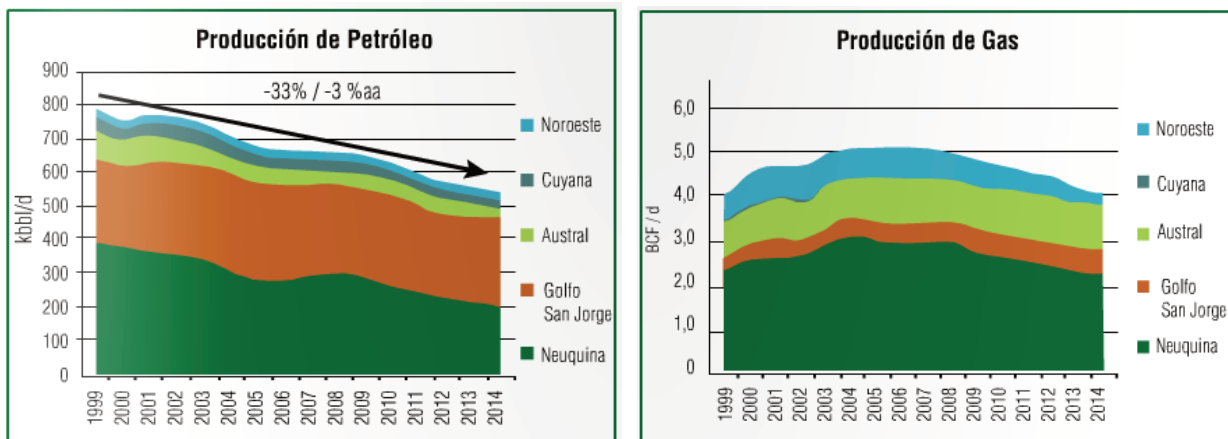


Marco de la Política Energética

A partir de los años 90 el Estado no realizó planificación de largo plazo, dejó que el Mercado se encargase de todo, resultando un país dependiente del gas y del petróleo. El mismo, con una mirada de corto plazo, impulsó por un lado un alto nivel de extracción de hidrocarburos en lugares ya conocidos, y por el otro, no invirtió en exploración. Esto llevó a:

- Incrementar irracionalmente los niveles de extracción de hidrocarburos
- Fijar una política de escasa exploración y escasa inversión en infraestructura
- No diversificar la configuración de la matriz de fuentes de energía
- Divorciar al Estado de sus funciones básicas: planificación, regulación y gestión del sector energético

Además, en la década de los 90 se aumentó drásticamente la extracción hidrocarburífera pero no se acompañó del mismo modo los trabajos exploratorios, por lo que comenzó una marcada declinación de las reservas. La política de las privadas fue extraer la mayor cantidad de recursos de la manera más rápida posible.



Lo que se pensaba en el año 2006, “es inminente la importación neta de hidrocarburos a partir del año 2010”, ya está sucediendo y le cuesta al país unos 10000 millones de dólares por año.

El marco de falta de inversión fue una de las razones que esgrimió el Estado para expropiar YPF de la empresa española REPSOL. Actualmente uno de los objetivos principales de YPF es desarrollar los yacimientos no convencionales de Vaca Muerta (uno de los mayores del mundo) por medio de la técnica denominada fracking.

2.- CARACTERISTICAS GENERALES DEL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA

Primero se van a comentar algunos puntos respecto de la historia reciente del SEP en Argentina:

-En los 80 y debido a la baja de cota del Chocón por reparaciones en el dique, a la falta de agua en los ríos de llanura, al mantenimiento de la central nuclear Embalse y a la alta tasa de indisponibilidad del sistema térmico, el sistema entró en una severa crisis de generación.

-Se acompañó una ola puesta de moda mundialmente en los 90, liberar los mercados, dividir la cadena energética en generación, transmisión y distribución.

-En los 90 se incorporaron unos 10000 MW, 6000 fueron térmicos, y los otros 4000 MW de Yaciretá y P. del Aguila. La oferta se puso muy por encima de la demanda (en un 50%)

-El Ciclo Combinado se transformó en el modelo tecnológico de generación, usando como fuente energética el gas de un país que se dijo era gasífero (Loma de la Lata). Esto trajo como consecuencia el aumento del rendimiento (de unas 2600 kcal/kWh a 1600 kcal/kWh). Se construyeron 8 gasoductos para exportar gas.

-La indisponibilidad del parque de generación en los 90 estuvo en el orden internacional → éxito del modelo.

-El precio monómico (precio que se le paga a cualquier generador en un mercado mayorista, que tiene en cuenta tanto su producción de electricidad como su potencia firme, es decir la alta probabilidad que la potencia del generador pueda ser aportada al sistema durante períodos críticos de suministro), que en el año 1992 era de 48 U\$/MWh, cayó a un mínimo de 21 U\$/MWh, en el 98. A partir de allí comenzó a subir. Este punto señala la retirada de la inversión, porque se comenzaba a percibir que el modelo de gestión privada ya no era sustentable.

-El transporte eléctrico lo decidía el mercado → crisis en la transmisión. La guía de transporte sólo aconsejaba hacer tal o cual línea, pero era el privado el que decidía si hacerla o no.

-En el año 2001-2002 crisis argentina → desaparece toda inversión.

-En el 2002 apagón en Bs.As. En el 2004 falta gas → no éramos un país gasífero. Hay una gran explotación del recurso gas, pero sin que se acompañe la exploración se dio una rápida caída de reserva

-La sobreoferta de generación que se disponía ayudó a la recuperación económica a partir de 2002.

-Hay un plan 2004-2008 donde entre otras cosas se revisan proyectos hidroeléctricos estudiados en los 70-80. Debe ser visto como un plan integral y no segmentado en la G, T y D y ver que pasa con la política de hidrocarburos.

-Actualmente hay unos 32000 MW instalados. Se realizan proyectos de generación que van un poco por debajo del crecimiento de la demanda → caída de la reserva y frágil equilibrio entre la generación y la demanda. La generación continúa basada en el gas, y está aumentando la indisponibilidad térmica. No hay que seguir creciendo basado en el gas, sino diversificar la matriz energética (hidroelectricidad, nuclear, EERR) y decidir rápidamente.

Hoy en día lo que se observa claramente, es que en todo el sistema hay concentraciones de demanda y generación, que resultan en excesiva oferta de generación o excesivo requerimiento de demanda, por lo que deben conectarse entre sí para comprar o vender energía con las otras áreas del sistema, resultando un uso muy intensivo del Sistema de Transporte.

La zona del Gran Buenos Aires, Litoral y Provincia de Buenos Aires es un área de gran concentración de demanda y con menor oferta de generación que dicha demanda. Por el contrario, en el resto de las áreas la potencia instalada es superior a la demanda; y en algunas, como el Noreste Argentino (NEA), hay una demanda muy inferior.

Para el estudio y operación del SEP se hizo corresponder áreas geográficas con áreas eléctricas como se observa en la figura siguiente:



La gran oferta de generación ubicada en el área Comahue, principalmente de origen hidráulico y térmico de bajo costo, entrega al Mercado un importante volumen de energía a través del corredor COM-GBA. Esto trae como consecuencia que el sistema de transporte opere prácticamente en su límite durante gran parte del año. Los precios locales

del área, entonces, son en general mucho más bajos que en el mercado.

La ubicación de las líneas de transmisión del corredor COM-GBA en una zona geográfica de potencial riesgo de tornados en época de verano, hace que se restrinja la generación máxima del área a un porcentaje de la demanda total durante dicha época, para evitar el colapso en el resto del sistema en caso de una falla conjunta en la correspondiente vinculación Chocón-Ezeiza.

Con el ingreso de la central Yacretá en el área del Noreste Argentino y la nueva generación de base instalada en el área del Noroeste Argentino (NOA) ha aumentado la distancia media entre la oferta de generación y la demanda, desplazándose la oferta hacia la periferia y aumentando el riesgo de inestabilidad en la operación del sistema de transporte.

Actualmente el Sistema Patagónico del Mercado Eléctrico Mayorista (MEMSP) que abastece una amplia zona del litoral marítimo de esa región, está integrando al SADI desde la ET Choele Choel.

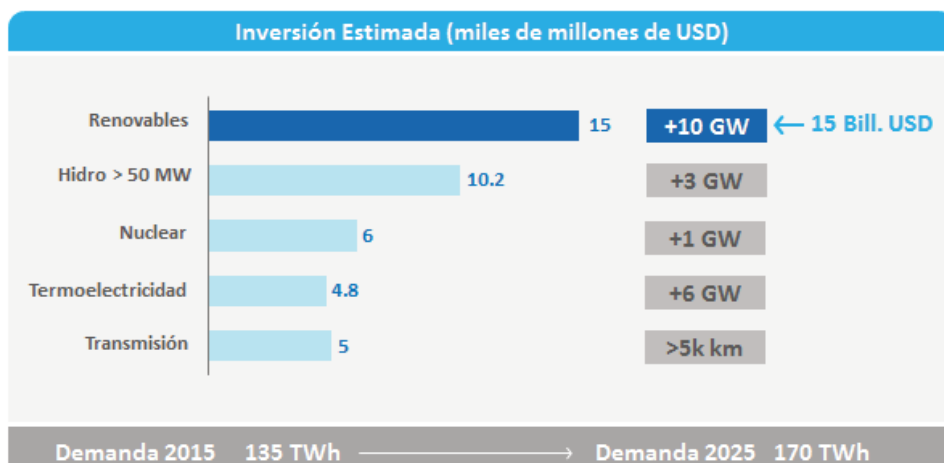
Desde el año 2002 entró en servicio una ampliación de la interconexión con Brasil que incrementó la capacidad de exportar e importar de Brasil unos 1050 MW.

Otras características:

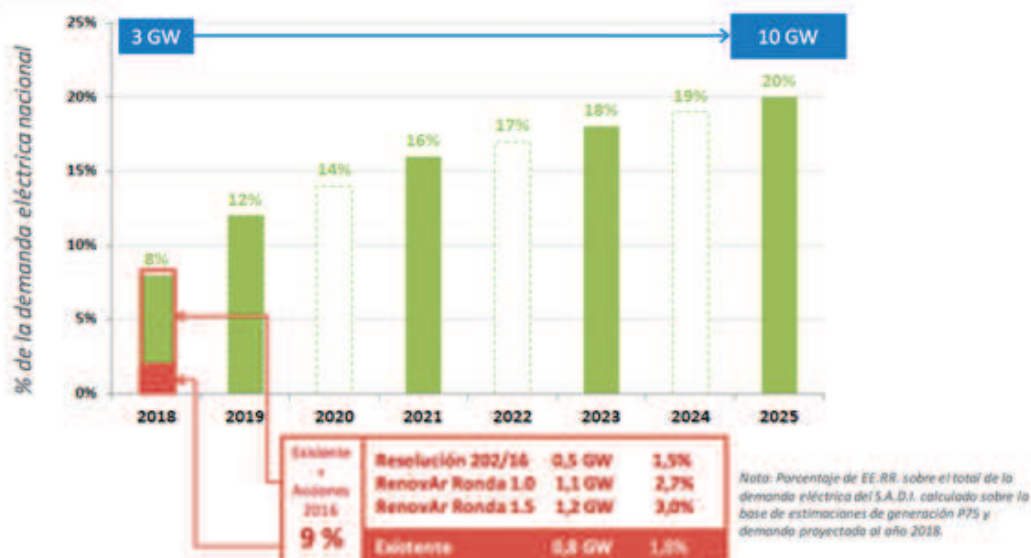
- La transmisión se realiza en Alta Tensión (red troncal 500 kV; regional 132 kV); la mayor tensión es para reducir las pérdidas (largas distancias entre generación y consumo). Hay unos 14000 km de líneas de 500 kV y unos 15500 km de líneas de 132 kV.
- Una LT de 132 kV está en el orden de unos 200000 U\$S/km. Un trafo de 132-500 kV está en el orden de un millón de dólares.
- La distribución se realiza en tensiones menores a 132 kV. La entrega a los consumidores residenciales es en 220 / 380 V.
- La coordinación y operación la realiza un Centro de Despacho / Control
- El parque de producción térmico presenta diversas tecnologías que pueden utilizar distintos tipos de combustibles, con eventuales restricciones de aprovisionamiento: Turbinas a Vapor (GN, FO), Turbinas a Gas o CC (GN, GO), Motores Diesel (GO), Nucleares (Ur)
- Los Agentes del Mercado están compuestos por más de 50 Empresas de Generación, 60 de Distribución, 10 de Transporte, 2300 Grandes Consumidores

La producción de energía eléctrica en Argentina, depende \approx de un 65% de combustibles fósiles (fundamentalmente del gas natural) y un 30% hidráulico. Se deberá producir el 8 % de energía eléctrica con EERR para el 2018 y el 20% para el 2025 (Ley 27191).

LOS PRÓXIMOS 8 AÑOS DEL SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO



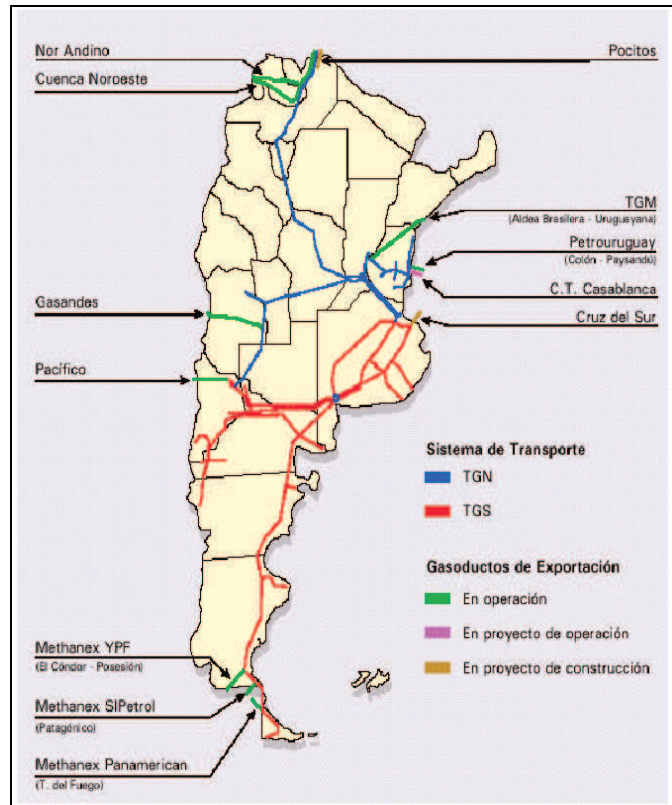
METAS NACIONALES DE INSERCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2018-2025



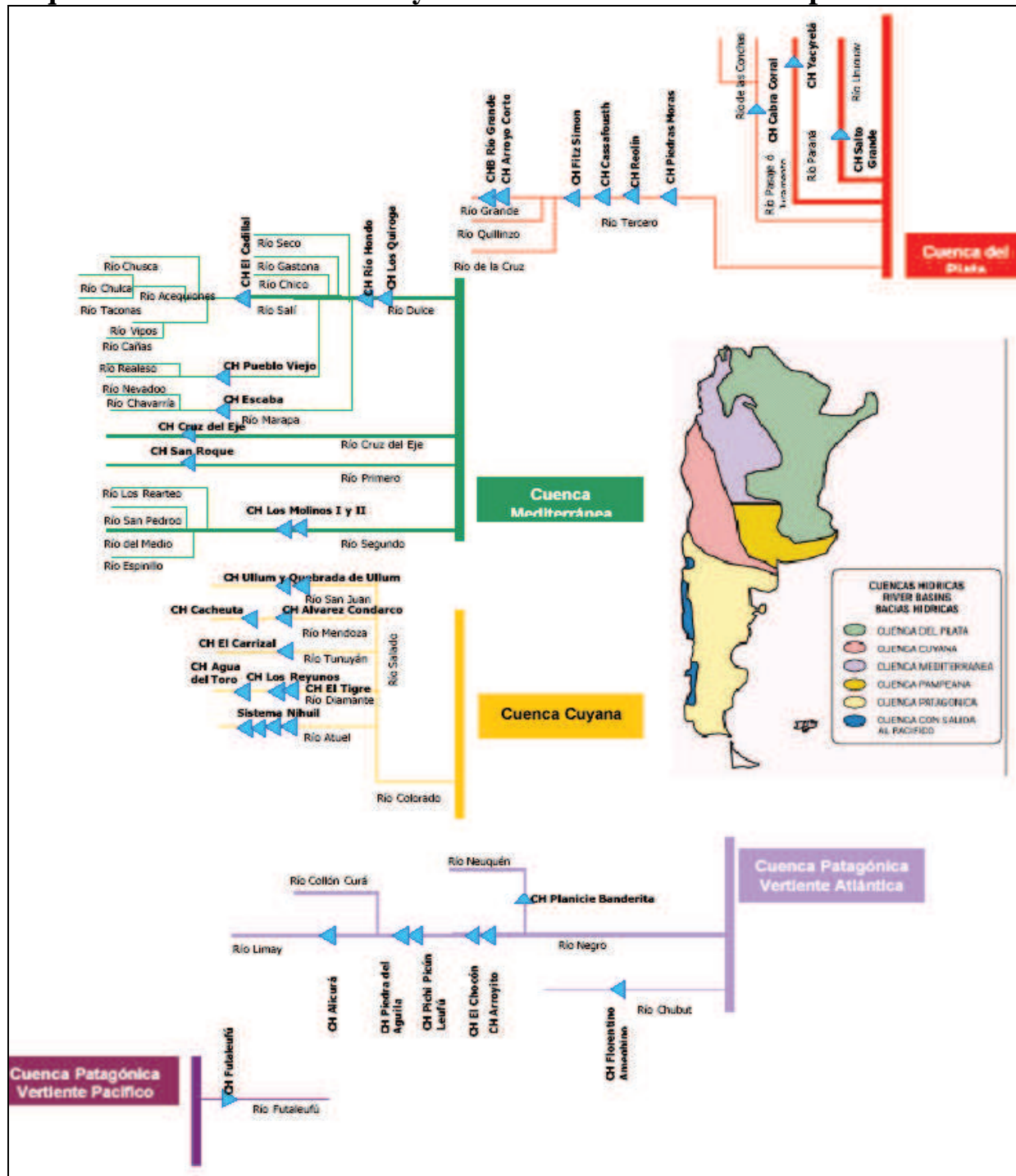
PRINCIPALES ELEMENTOS DEL MARCO REGULATORIO DE EE.RR.

- Ley Nacional No. 27.191 (aprobada septiembre de 2015)
- Decreto P.E.N. No. 531/2016 (publicado marzo de 2016)
- Resolución MINEM 72/2016 (publicada mayo de 2016)
- Decreto P.E.N. No. 882/2016 (publicado julio de 2016)
- Resolución Conjunta MINEM/MINPROD 123/2016 (publicada septiembre de 2016)
- Resolución de Mercado a Término (3Q'17)

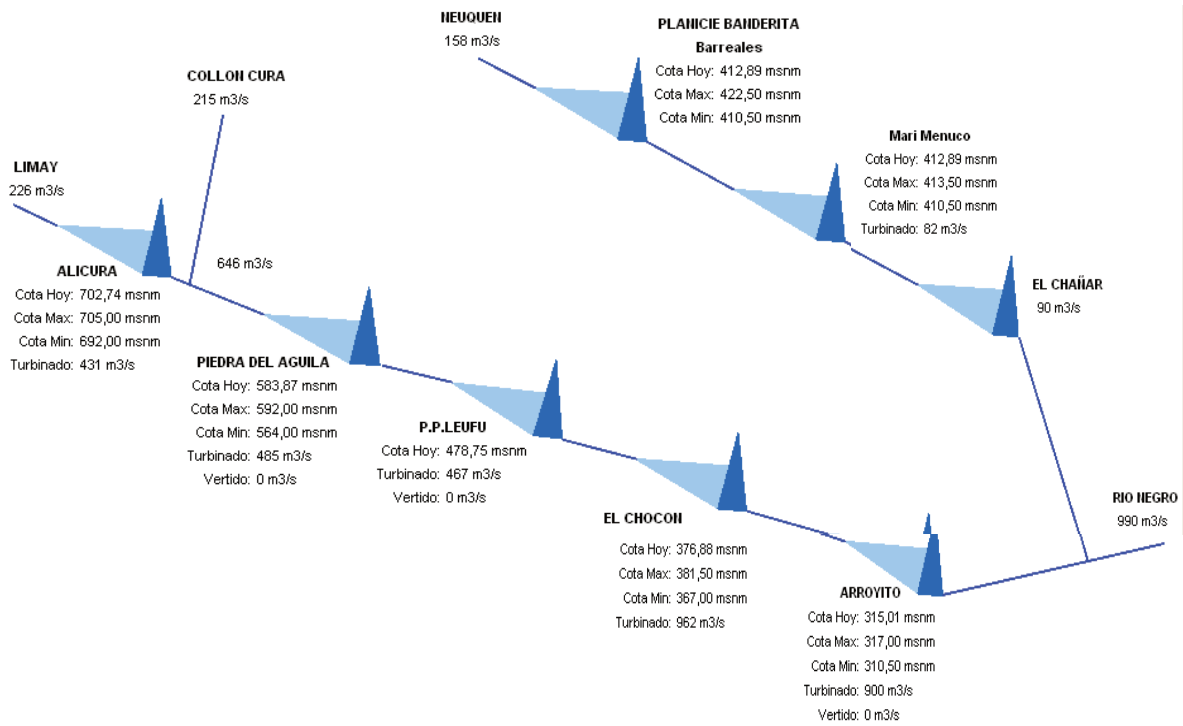
Abajo están marcadas las Cuencas principales de Gas y su Sistema de transporte.



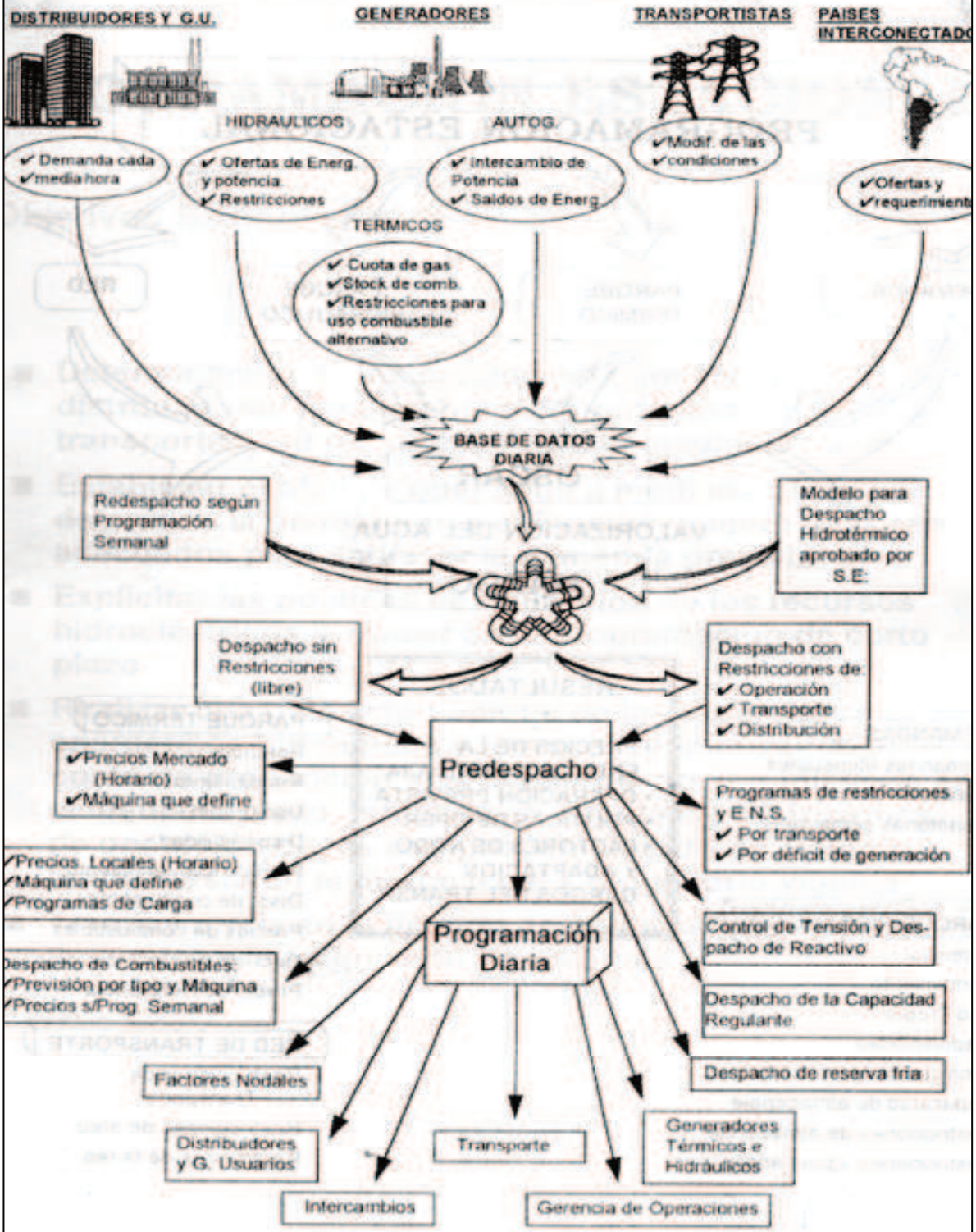
Esquema de Cuencas Hídricas y centrales hidráulicas más importantes



Cuenca Comahue



DESPACHO DIARIO



PROGRAMACION SEMANAL

DISTRIBUIDORES Y G.U.

GENERADORES



- ✓ Disponibilidad de equipos
- ✓ Restricciones para Regulación
- ✓ Intercambios de potencia y energía (Autogenerador)
- ✓ Indisponibilidad por reactivo
- ✓ Modificaciones a lo previsto estacionalmente

TERMICOS

- ✓ Cuota de gas
- ✓ Stock de combustibles y precios

HIDRAULICOS

- ✓ Valorización de embalses semanal y mensual
- ✓ Niveles de Embalses
- ✓ Aportes de los rios
- ✓ Restricciones aguas abajo



- ✓ Demandas previstas para días típicos
- ✓ Indisponibilidad por reactivo
- ✓ Modificaciones a lo previsto estacionalmente



PAISES INTERCONECTADOS

- ✓ Ofertas y requerimientos

Información Básica

Modelo Despacho Hidrotérmico Semanal Aprobado por SE

OSCAR

MARGO

TRANSPORTISTAS



- ✓ Disponibilidad
- ✓ Restricciones
- ✓ Indisponibilidad equipamiento despacho reactivo
- ✓ Modificaciones a lo previsto estacionalmente
- ✓ Mantenimientos (estacionales y correctivos)



PROGRAMACION SEMANAL (Horizonte 7/14 días)

Oferta Reserva Fria

Licitación

Módulo Reserva Fria

Reserva Fria

Precios de Mercado

Precios Locales

Valor del agua

Insumos de combustible

Parque Térmico y Nuclear insuficiente

ENS > 0,7 % de la demanda semanal

NO

SI

Determinación de Riesgo de falla y Remuneración

Restricciones Programadas

Sobreprecio por Riesgo de Falla

Programación Semanal

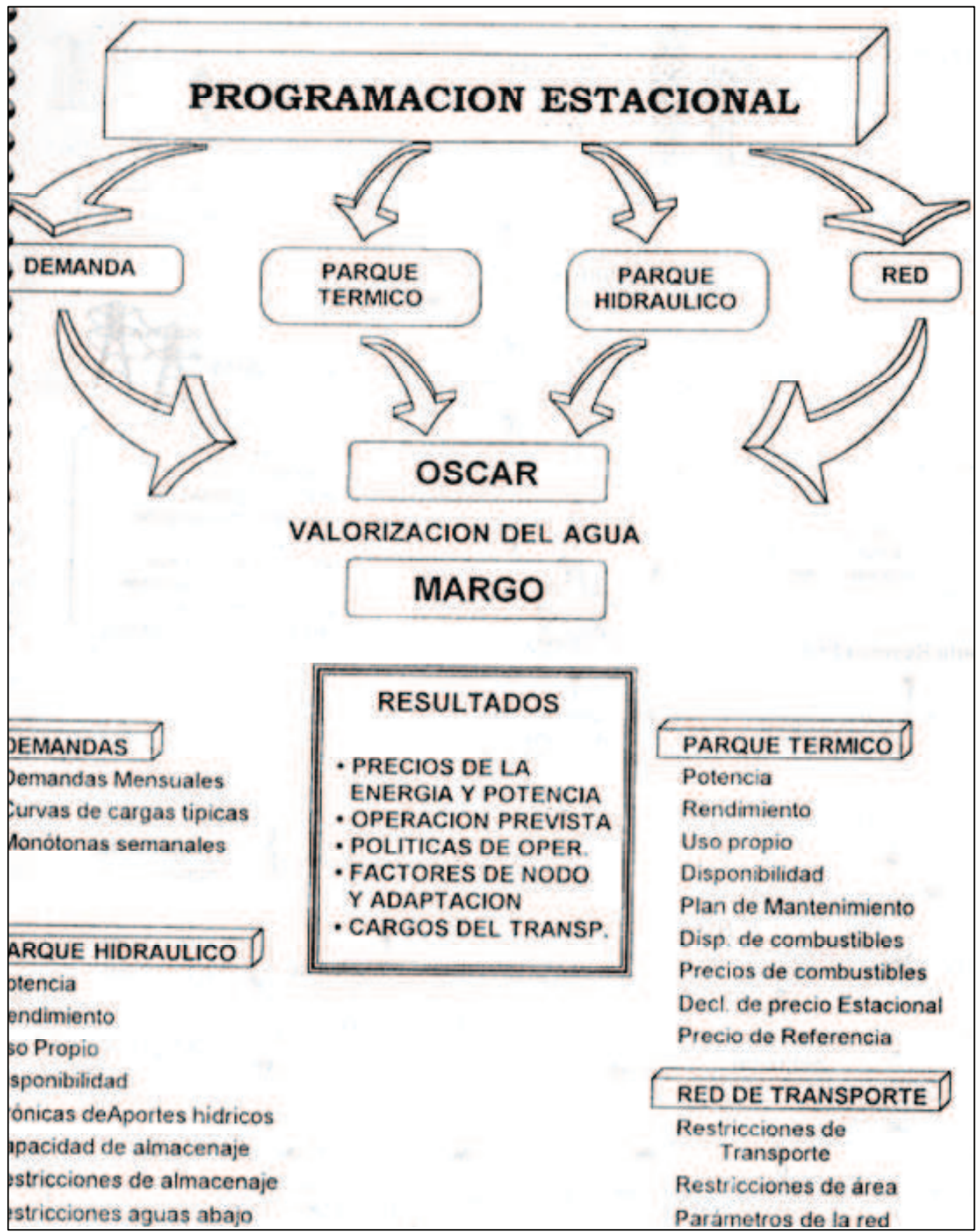
Nivel de R.F. requerido

Intercambio con países interc.

Restricciones

Programa de Producción

Factores Nodales



Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

La privatización del Sistema Eléctrico Argentino, a través de la vigencia de la ley N° 24.065 y su marco regulatorio asociado, trajo como consecuencia la división de las funciones dentro del sistema eléctrico en distintos tipos de unidades de negocios.

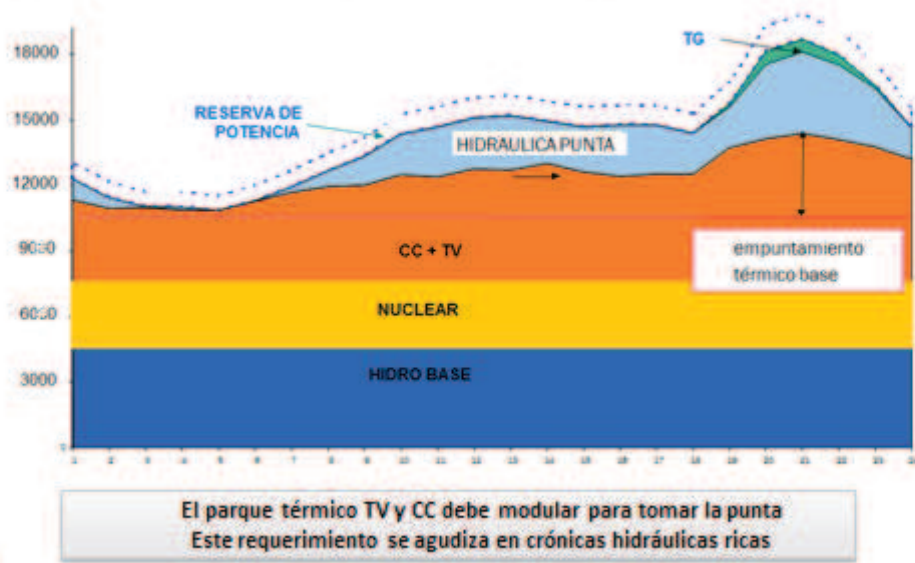
En consecuencia, dentro del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina (MEM) quedaron definidos cuatro tipos de agentes principales:

- **Los Generadores:** cumplen la función de generar energía eléctrica, y colocar la energía que generan en algún punto del Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Las centrales interconectadas al SADI y que operan en el MEM, son despachadas centralizadamente por CAMMESA, en su función de Organismo Encargado del Despacho (OED).
- **Los Transportistas:** vinculan eléctricamente todos los nodos del SADI por medio de redes aéreas y/o subterráneas de transmisión en alta tensión.
- **Los Distribuidores:** atienden la demanda de los usuarios finales de energía eléctrica en su área de concesión.
- **Los Grandes Usuarios:** empresas que dentro de una cierta banda de potencia y energía, pueden comprar energía en el MEM.

CAMMESA, una Compañía creada en los años 90, administra el negocio. Aunque nació como empresa mixta, el Gobierno (primero el Ministerio de Planificación y luego el de Economía) la controla desde hace tiempo. La empresa se encarga de comprarles la energía a las generadoras, como Central Puerto, Endesa Costanera y Yacyretá; luego la despacha y abastece a las distribuidoras, que le cobran la factura al cliente final. Luego le pagan a CAMMESA, que a su vez debe girar los fondos a los generadores, en el final de ese ciclo. Pero nada de eso hoy funciona.

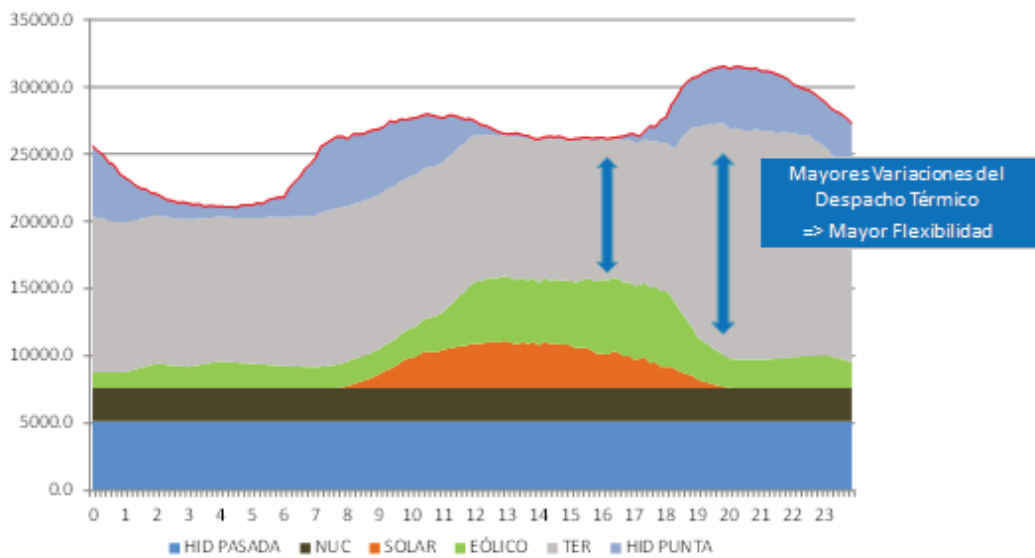
Las distribuidoras, en especial Edenor y Edesur, tienen tarifas congeladas por la decisión del Gobierno desde los inicios del gobierno actual. Es por eso que, en un contexto de aumentos de costos y menores ingresos reales por la inflación, se fueron quedando sin fondos para hacerles frente a sus obligaciones. Como no pueden dejar de pagar los sueldos, prefieren reducir los giros a su principal proveedor, Cammesa. Este mecanismo cuenta con el aval tácito del Gobierno. La causa es que las distribuidoras siguen con tarifas congeladas, sin subsidios y con una inflación de 40 por ciento anual. Pero hay un subsidio no oficializado que les permite seguir operando.

CUBRIMIENTO DE LA DEMANDA (SITUACIÓN ACTUAL)



Fuente: CAMMESA

CUBRIMIENTO DE LA DEMANDA (SIMULACIÓN 2025 CON 20% RENOVABLES)



Fuente: CAMMESA

