

OBSERVATORIO de la **ACTUALIDAD ENERGÉTICA INDUSTRIAL**



NOVIEMBRE 2021



ENERGÍA ELECTRICA

ACTUALIDAD
DE MERCADO

Actualidad MEM - Programación Estacional de Verano

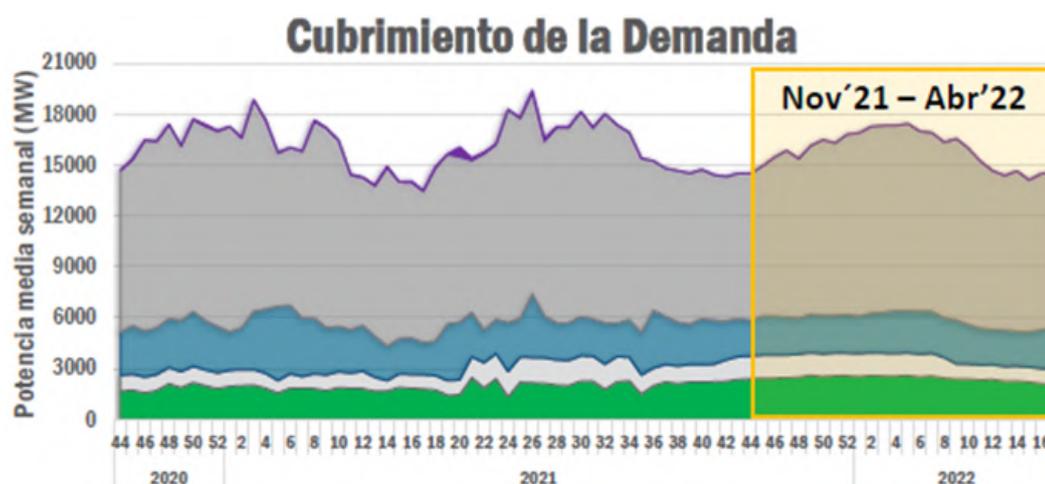
Según la Programación Estacional correspondiente al periodo noviembre 2021- abril 2022 publicada por CAMMESA, **se espera un incremento del 0,2% de la energía en comparación con el mismo periodo del año anterior, llegando de esta manera a los 64.452 GWh.** Esto se debe a que la empresa ALUAR, que representa el 2,3% del consumo del mercado, proyecta una fuerte caída de su demanda de aproximadamente un 75%.

Por otro lado, se espera en este período un incremento de la energía de los GUMAs y Autogeneradores del orden del 2,3%, mientras

que en el caso de los Distribuidores se estima un crecimiento del 1,9%.

Paralelamente, **se espera un registro de potencia máxima de 28.300 MW en el verano 2021-2022, lo que representa un incremento de 1.850 MW en comparación con lo registrado el último verano.**

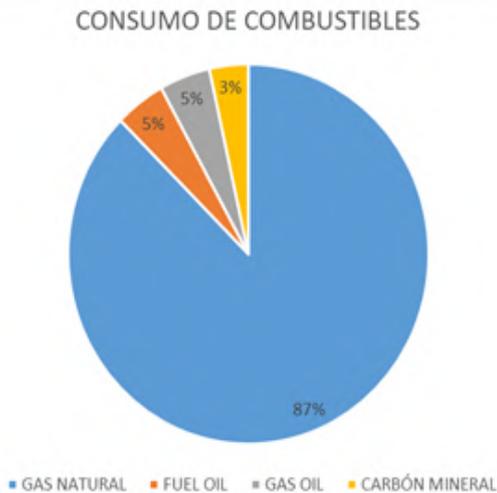
Según CAMMESA, la probabilidad de abastecer este pico con el nivel de reservas proyectado es del 99,47%, por lo que no se esperan sobresaltos. Esto quiere decir que **se proyecta que la generación va a poder abastecer sin inconvenientes a la exigencia del mercado.**



Para cumplir con una demanda creciente y con la Ley de Energías Renovables, se prevé hasta fines de abril, el ingreso de 573 MW (87,5 MW térmicos y 485,5 MW renovables).

A modo de ampliar, se espera que el despacho térmico en el periodo se reduzca un 6%, mientras que el despacho hidráulico presentaría un decremento de un 20% producto de las sequías sufridas en las principales cuencas hídricas del país (sequías en la región Comahue, Cuyo, Rio Uruguay, Futaleufú y Paraná). Por otro lado, se espera un incremento del 32% en el despacho nuclear y un incremento del orden del 32% del aporte renovable debido a los nuevos ingresos que se dieron a lo largo del año.

Es por ello que se espera que el 62,9% del cubrimiento de la demanda sea a partir de centrales térmicas abastecidas por distintos combustibles, tal como se detalla a continuación:



Bajo tales premisas, se estima un costo medio de abastecimiento para el periodo nov 21 - abr 21 de 65,5 US\$/MWh.

Adicionalmente, el **28 de octubre se sancionó la Resolución SE N°1.029 que aprobó la presente Programación Estacional**, manteniéndose los mismos Precios Estacionales de Energía que son considerados como base para el cálculo de los Cuadros Tarifarios de las diferentes distribuidoras, modificándose únicamente el nivel de subsidios aplicados por el Estado Nacional.

Incremento Tarifario EPE SF

Como es de público conocimiento, **a partir del 1 de noviembre se ha confirmado un nuevo incremento en la tarifa de energía aplicada a los usuarios integrados con demandas superiores o iguales a 300 kW de EPE SF**, como consecuencia de la adecuación del Valor Agregado de Distribución (VAD) de la empresa distribuidora.

Dicho incremento responde a lo dispuesto por el Ministerio de Infraestructura, Servicios Públicos y Hábitat en la Resolución N°306/2021 en donde se detallan incrementos en tres tramos:

- 11% para los consumos registrados a partir del mes de mayo.
- 7% para los consumos registrados a partir del mes de julio.
- 7% para los consumos registrados a partir del mes de noviembre.**

Cabe destacar que dichas variaciones representan al incremento promedio de facturación de los usuarios alcanzados. Según los planteos indicados, el incremento a registrarse para el mes de noviembre es análogo al ya plasmado en el mes de julio y se verán reflejados en los respectivos Cargos Fijos por Potencia (Cargo por suministro en Punta y Fuera de Punta) y en el Cargo Comercial.

Todo esto se suma a una cadena de incrementos registrados a lo largo del 2021, tanto del Valor Agregado de Distribución de EPE SF (VAD) como de los precios del mercado estacional (Precios Estacionales), que **se traducen en variaciones estimadas desde enero hasta noviembre de 2021 del orden del 120% al 140%.**

Es importante destacar que **hubo usuarios que se vieron incluidos en un beneficio otorgado por la Resolución EPE N°327/2021.**

Dicha Resolución establece un Régimen de Segmentación de la Demanda Industrial, válido inicialmente entre el 1° de agosto y hasta el 31 de octubre de 2021, para usuarios de la EPE y Cooperativas Eléctricas incluidos dentro de las actividades y las condiciones establecidas, por el cual abonarán el precio de la energía consumida en el período a los valores vigentes al 31 de julio de 2021, con un tope máximo de descuento en el período de \$ 5.000.000 por suministro.

Es por ello que el incremento establecido en el mes de agosto

ha quedado suspendido desde el 1 de agosto hasta el 31 de octubre para los usuarios alcanzados, motivo por el cual, a partir del 1 de noviembre, se vería un doble efecto incremental una vez concluida dicha medida, siempre y cuando no se efectúe ninguna prórroga o ampliación de la misma:

-El incremento decretado desde el 1 de agosto.

-El incremento estimado a partir del 1 de noviembre.

Dicha cuestión ocasionaría un incremento estimado del orden del 20-25% en los usuarios alcanzados por el beneficio comparando tarifas del mes de julio y del mes de noviembre de 2021.

Transición Energética al 2030

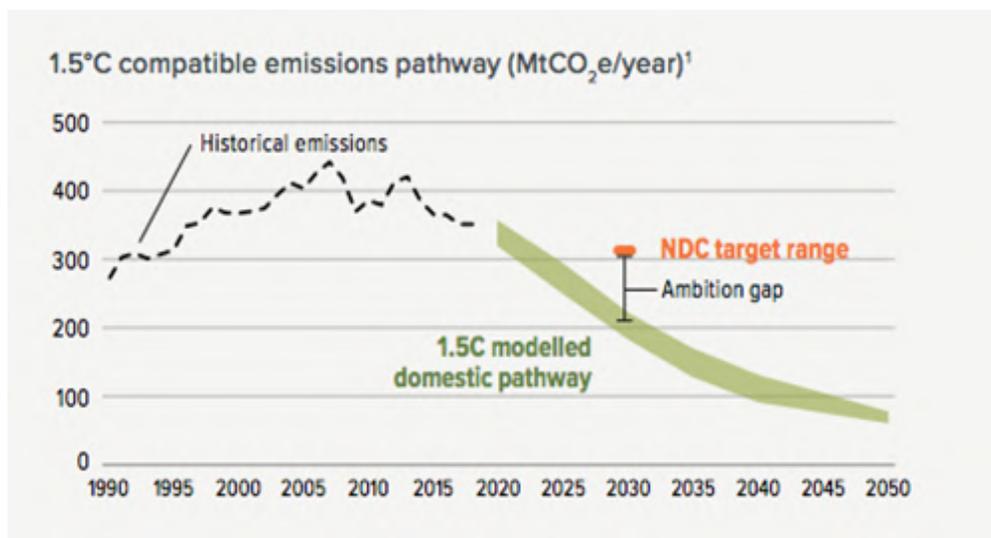
Como es público conocimiento, durante esta semana se está llevando a cabo la cumbre climática COP 26, organizada en esta oportunidad por el Reino Unido en colaboración con Italia. Se trata del encuentro global más importante a nivel internacional donde cada año se reúnen 196 países para establecer los lineamientos para mitigar el cambio climático y adaptarse a sus impactos.

En esta oportunidad, el gobierno ha hecho oficial a través de la Resolución N°1036/2021 de la Secretaría de Energía los Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030, cuyo documento con sus diferentes secciones brinda información sobre los antecedentes vinculados a las cumbres internacionales y los compromisos climáticos asumidos por el país, que derivaron en los trabajos impulsados desde dicha Secretaría para elaborar un Plan de Transición Energética, pasando por una revisión bibliográfica y estadística de la agenda climática y energética a nivel global, la situación energética, socioeconómica e institucional del país, la visión, los objetivos y los lineamientos de la transición energética nacional, los escenarios energéticos al 2030, los resultados esperados y finalmente las conclusiones a las que se ha arribado.

Dado que el documento brinda un marco amplio de información, resaltaremos en forma breve los siguientes puntos.

En primer lugar, la idea de estos lineamientos es que sirvan de orientación estratégica en futuras normativas y planes como así también resolver situaciones no contempladas expresamente por las normas vigentes y abrir la posibilidad a futuros debates.

En segundo lugar, es importante mencionar el compromiso que viene asumiendo nuestro país para mitigar el cambio climático dado que, en diciembre de 2020, Argentina presentó su segunda NDC (siglas en inglés para Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional). En ella, nuestro país actualizó su compromiso con la limitación de emisiones de gases de efecto invernadero, presentando una meta de mitigación más ambiciosa que la de la anterior contribución, de 2016. La nueva meta nacional de mitigación es absoluta, incondicional y aplicable a todos los sectores de la economía. A través de ella, el país se compromete a no exceder la emisión neta de 359 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO₂e) en el año 2030, lo que equivale a una disminución total del 19 % de las emisiones, en comparación con el máximo histórico de emisiones alcanzado en el año 2007, y una reducción del 26 % respecto de la NDC anterior.



En tercer lugar y de la mano con los objetivos propuestos, el documento expone una serie de líneas de acción de la cual se describe en forma breve:

-Eficiencia energética: Bajo esta línea de acción se desarrollarán medidas con el objetivo de reducir en hasta 8,5% el consumo de electricidad y de gas en todos los sectores de la economía al año 2030, en relación con el escenario de demanda energética tendencial, por medio de usos más eficientes del consumo energético.

-Energía limpia en emisiones de gases efecto invernadero (GEI): Más del 90% del incremento de la potencia instalada entre 2022 y 2030 provendrá de fuentes energéticas bajas en emisiones, aumentando significativamente su generación con respecto al promedio de los últimos años, superando el 55% de participación en la generación eléctrica y desplazando las centrales térmicas menos eficientes y más contaminantes.

-Gasificación: Se implementarán medidas tendientes a gasificar consumos energéticos hoy abastecidos por medio de combustibles líquidos derivados del petróleo. A través del desarrollo de sus cuencas hidrocarbúferas, costa adentro y costa afuera, Argentina buscará transformarse en un proveedor de gas natural a escala regional y global, colaborando con la viabilidad de las transiciones energéticas de otros países.

-Desarrollo de capacidades tecnológicas nacionales: Se buscará aprovechar los recursos que tiene nuestro país en materia energética para potenciar desarrollos científicos, tecnológicos y productivos.

-Resiliencia del sistema energético: Se emprenderán adecuaciones no sólo en la matriz de generación, sino también en el transporte de alta y media tensión y en las redes de distribución, para asegurar las condiciones óptimas de funcionamiento incluso durante períodos extraordinarios

-Federalización del Desarrollo Energético: La transición energética se emprenderá de manera federal, con la participación activa de las provincias en la planificación y desarrollo de conglomerados productivos de generación energética a partir de energías renovables y limpias en emisiones de GEI

-Estrategia nacional para el desarrollo del hidrógeno: Esta línea de acción incorpora el desarrollo de una hoja de ruta para impulsar un complejo productor y exportador de Hidrógeno como nuevo vector energético, que utilice como materia prima básica al Gas Natural, y pondere otros recursos disponibles para su producción.

En cuarto lugar, se definen escenarios analizando la demanda, la inversión y los precios y sus impactos sobre las trayectorias de emisiones del sector. También se incorporan dos escenarios de oferta de energía eléctrica, así como los requerimientos de inversiones de cada uno. En ambos escenarios se desarrollan importantes medidas en la búsqueda de mitigar el impacto de las emisiones. Así también, en ambos escenarios se plantea una implementación activa de políticas de eficiencia energética residenciales y en transporte.

En cuanto a la oferta, se plantean dos posibles escenarios. El primero implica mayores requerimientos de petróleo y gas natural con una participación en la generación de las energías renovables del 20% en la matriz eléctrica al 2030 (REN 20). En el segundo, se supone mayor requerimiento de gas natural y relativamente menores requerimientos de petróleo junto con una mayor participación de las energías renovables en la generación eléctrica alcanzando el 30% (REN 30). Ambos escenarios son analizados en función de la sostenibilidad del proceso.

Para muestra gráfica de la complejidad del análisis, se expone imagen de los supuestos que han sido evaluados en el ejercicio de evaluación de escenarios:

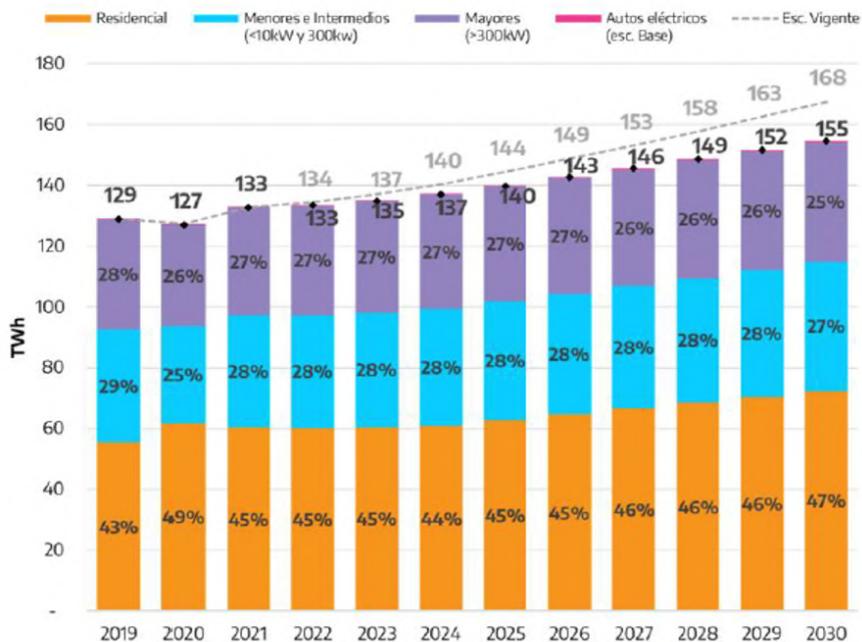


Por último, podemos destacar del documento los resultados obtenidos al plantear distintos escenarios.

Para el período 2022–2030 se estima un crecimiento anual del consumo eléctrico del 2,4%, alcanzando los 168 TWh en el escenario vigente, cuyo incremento podría reducirse a 155 TWh (a una tasa de 1,7% i.a.) si se aplican diversas medidas de eficiencia energética, según los resultados obtenidos para el escenario eficiente (permitiendo un ahorro de hasta 13 TWh, aproximadamente un 8% del total).

En el escenario vigente, el sector con mayor crecimiento es el de usuarios residenciales, con un 3,7% de crecimiento anual acumulado, seguido por los usuarios menores e intermedios (1,7% i.a.) y finalmente el de grandes usuarios (0,6% i.a.). Dichos valores fueron estimados mediante una metodología tipo top-down, utilizando como principal variable la relación entre las tasas de crecimiento del PIB y la demanda eléctrica.

Evolución de la demanda eléctrica al 2030.



En similar orden se plantean escenarios de demanda de gas natural, el cual tendría un incremento de 2,7% anual acumulado en el escenario vigente y de 3,6% en el escenario ambicioso explicando la diferencia por la mayor participación del uso de gas en el sector transporte.

La expansión de la oferta de energía eléctrica durante la próxima década deberá realizarse sobre la base de tecnologías bajas en emisiones de carbono, revirtiendo la predominancia de las fuentes fósiles en la generación de electricidad. Sobre esta premisa se fundamenta un sendero de incorporación de potencia al 2030 que, de concluirse las obras en cartera, la gran mayoría de la nueva potencia provendría de fuentes energéticas limpias.

Incorporación de potencia (MW) (2022-2030)				
Tipo	REN 30	%	REN 20	%
Limpia	10419	96%	7244	95%
Fósil	420	4%	420	5%
Total	10839	100%	7664	100%

Es dable destacar que las medidas incluidas en los lineamientos establecen a su vez una guía de planes en eficiencia energética para cada segmento de demanda, en donde concretamente en el caso industrial se buscará trabajar en la implementación de Sistemas de Gestión de la energía a través de las Redes de Aprendizaje.

El impacto de estas medidas tenderá a repercutir no solo en recambio de bienes de capital más eficientes sino en reingenierías y mejoras de procesos productivos en general, orientado a los principios de la Industria 4.0 y potenciando la mejora continua, la competitividad y desarrollo Industrial.



GAS

NATURAL

**ACTUALIDAD
DE MERCADO**

El gobierno finalmente **ha lanzado la tercera ronda del nuevo Plan Gas, donde pretende incrementar la producción de gas natural en unos 6 millones de metros cúbicos por día (Mm3/d).**

La Ronda 1 se llevó a cabo el 15 de diciembre de 2020 y aseguró un volumen de 67,8 Mm3/d, algo inferior a lo que requería la Secretaría de Energía, es decir unos 70 Mm3/d. En esa ocasión, el precio medio fue de 3,50 USD/ MMbtu.

La Ronda 2 tuvo lugar el 8 de marzo y permitió sumar 3,5 Mm3/d para los meses de invierno, (junio, julio y agosto de cada año).

La Ronda 3 se llevará a cabo gracias a la Resolución N°984, mediante la cual el gobierno buscará reducir los volúmenes importados de gas para el próximo invierno.

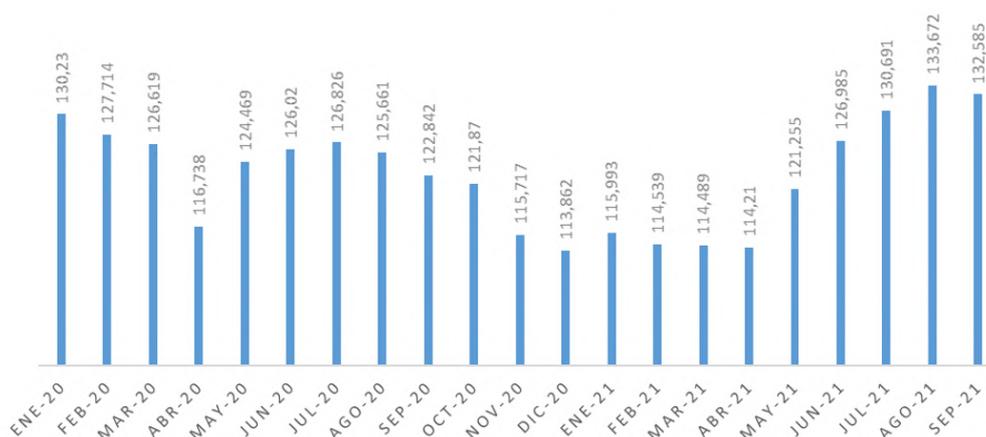
Mediante esta Resolución se convoca a una nueva compulsión bajo la órbita del nuevo Plan Gas. En la misma **se licita la compra de 3 Mm3/d de gas desde la Cuenca Neuquina, 1 Mm3/d del NOA y 1,5 Mm3/d del Sur para los próximos años (2022 a 2024 inclusive)**, con inicio de inyección en el próximo invierno 2022. El cierre

de la presentación de ofertas se dará el martes 2 de noviembre y la adjudicación será el miércoles 10 del mismo mes.

De esta manera se busca consolidar el crecimiento en la producción de gas natural, la cual está registrando volúmenes de producción cada vez más elevados en los últimos meses.

La producción de gas lanzada tardíamente por el gobierno, recién a mediados de diciembre, y con varios contrapuntos (el mayor de ellos, un conflicto sindical que paralizó las rutas de Vaca Muerta en abril de 2021) llegó a registrar un volumen diario de producción de 114 Mm3/d en los meses de febrero, marzo y abril. Luego empezó la esperada reactivación llegando a 121 Mm3/d en el mes de mayo, mientras que en el mes de junio la producción casi llega a los 127 Mm3/d. De esta manera, la producción en junio superó a los registros del mismo mes de 2020. Sin embargo, el incremento no quedó en ese nivel ya que los siguientes meses siguió creciendo, a tal punto que durante el mes de septiembre se alcanzó un volumen histórico de 133 Mm3/d.

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL (MM3/ DÍA)



Sin dudas como protagonista de esta reactivación se encuentra la producción no convencional, ya en julio había alcanzado el 50 % de la producción total de gas natural, en el mes de agosto el salto interanual había alcanzado 24,1 %. Ya para septiembre el incremento interanual de la producción de no convencional alcanzo aprox. 31%.

Cabe destacar que gracias a la implementación de este nuevo Plan Gas las empresas productoras sujetas a este esquema de contrato se aseguran un precio sostén de US\$ 3,66/MMBTU en su producción incremental hasta 2024.

De este modo el estado nacional asegura una mayor disponibilidad de recursos evitando la importación de GNL, el cual está registrando precios cada vez más elevados por la crisis energética sufrida en varios países de asía y Europa.

En este punto se debe considerar que los precios futuros del gas natural licuado JKM -Japan Korea Market-, el de referencia del sector, se ha disparado un 77% en los últimos dos meses. El jueves marcó un precio de US\$ 33,9 /MMBTU.



Glosario

ENERGÍA ELÉCTRICA

CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico. Su función es la supervisión del funcionamiento operativo y administrativo del MEM.

CC: Unidad de generación compuesta por una o más unidades turbo gas y otra turbo vapor, para cuya producción se utilizan los gases de escape de la primera, mejorando el rendimiento del conjunto.

Capacidad de transmisión: Potencia máxima que se puede transmitir a través de una línea de transmisión; tomando en cuenta restricciones técnicas de operación como: el límite térmico, caída de tensión, límite de estabilidad en estado estable, etc.

Capacidad disponible (en un sistema): Suma de las capacidades efectivas de las unidades del sistema que se encuentra en servicio o en posibilidad de dar servicio durante el período de tiempo considerado.

Capacidad instalada: Potencia nominal o de placa de una unidad generadora, o bien se puede referir a una central, un sistema local o un sistema interconectado.

Central generadora: Lugar y conjunto de instalaciones utilizadas para la producción de energía eléctrica. Dependiendo del medio utilizado para producir dicha energía, recibe el nombre correspondiente.

Contrato a término: Es el celebrado directamente entre un gran usuario o una distribuidora con el generador, por un período de tiempo.

Cuadro Tarifario: Fija el valor unitario de los cargos que se utilizan en la facturación del servicio eléctrico.

Demanda eléctrica: Requerimiento instantáneo a un sistema eléctrico de potencia, normalmente expresado en megawatts (MW) o kilowatts (kW).

Disponibilidad: Característica que tienen las unidades generadoras de energía eléctrica, de producir potencia a su plena capacidad en momento preciso en que el despacho de carga se lo demande.

DI: Unidad de generación cuya máquina motriz es un motor diésel.

Distribución: Es la conducción de energía eléctrica desde los puntos de entrega de la transmisión hasta los puntos de suministro a los Usuarios.

Energía: La energía es la capacidad de los cuerpos o conjunto de éstos para efectuar un trabajo. Todo cuerpo material que pasa de un estado a otro produce fenómenos físicos que no son otra cosa que manifestaciones de alguna transformación de la energía. La energía eléctrica se mide en kilovatio-hora (kWh). Múltiplos 1000 Wh = 1 kWh, 1000 kWh = 1 MWh.

Energía Activa: Es la capaz de transformarse en trabajo o calor.

Energía Reactiva: existen numerosos receptores que para funcionar necesitan que se formen campos magnéticos. Estos equipos, en general inductivos, absorben energía de la red para crear los campos magnéticos y la devuelven mientras desaparecen. Este intercambio de energía provoca un consumo suplementario que no es aprovechable por los receptores. Se mide en kVArh. La energía reactiva provoca una sobrecarga en líneas, transformadores y generadores, sin llegar a producir un rendimiento útil. La factura de energía la contabiliza, por lo que puede llegar a incrementarla en cantidades importantes si no se controla.

ENRE: es Ente Nacional Regulador de Electricidad creado por la Ley N° 24.065.

EDEN: Distribuidora eléctrica jurisdicción norte y centro de la Provincia de Buenos Aires.

EDENOR: Distribuidora eléctrica jurisdicción noroeste del Gran Buenos Aires y en la zona norte de la Ciudad de Buenos Aires.

ENERSA: Distribuidora eléctrica jurisdicción Provincia de Entre Ríos.

EPEC: Distribuidora eléctrica jurisdicción Provincia de Córdoba.

EPESF: Distribuidora eléctrica jurisdicción Provincia de Santa Fe.

Factor de Potencia: indicador del correcto aprovechamiento de la energía eléctrica



Glosario

ENERGÍA ELÉCTRICA

Generador: Es el dispositivo por medio del cual se transforma una forma de energía (mecánica, química, solar) en energía eléctrica.

Generador Térmico: Generador cuya energía primaria es obtenida a partir de la combustión de un combustible convencional.

Generación Hidráulica: generador cuya energía primaria es obtenida a partir de la operación de una turbina hidráulica.

Generación Nuclear: generador cuya máquina motriz es una turbina de vapor, y la energía primaria es obtenida a partir de la operación de un reactor nuclear.

Generador Renewable: generador cuya energía primaria es obtenida a través de recursos renovables, tales como energía solar para centrales fotovoltaicas, energía del viento para generadores eólicos, energía hidráulica para generadores hidráulicos, siendo considerados como renovables aquellos de potencia nominal menor a 50 MW, y generación con biogás con productos derivados de procesos orgánicos.

M.E.M: Mercado Eléctrico Mayorista.

Mercado Estacional: Lo fija trimestralmente la Secretaría de Energía. Participan de él sólo los Distribuidores. Las tarifas se calculan teniendo en cuenta los valores promedios de precios spot de futuro en base a los precios estacionales.

Mercado a Término: Dentro del MEM, es el constituido por los que pueden celebrar libremente contratos de suministro entre un Generador y un Distribuidor o entre un Generador y un GUMA, GUME o GUPA.

Mercado Spot: Es el mercado de precios horarios donde se comercializa la energía no sujeta a contratos de abastecimiento. En el mismo el precio de la energía eléctrica está definido en función del costo marginal.

Niveles de tensión: Baja tensión (los suministros que estén conectados en un nivel de tensión inferior a 1 kV), Media tensión (los suministros que estén conectados en un nivel

de tensión igual o superior a 1 kV y menor a 132 kV), Alta tensión (los suministros que estén conectados en un nivel igual o superior a 132 kV).

Peaje: Canon que se cobra por el uso de líneas para el transporte y/o distribución de energía eléctrica.

Potencia: Es el trabajo o transferencia de energía realizada en la unidad de tiempo. Su unidad es el W (vatio). Múltiplos 1000 W = 1Kw, 1000 Kw = 1 Mw. 1000 Mw = 1 GW.

Régimen de Flexibilidad: El usuario no podrá utilizar, ni la distribuidora estará obligado a suministrar, en los horarios de pico y fuera de pico potencias superiores a la capacidad de suministro convenida, cuando ello implique poner en peligro las instalaciones del distribuidor.

Sistema Argentino de Interconexión(SADI): Sistema eléctrico interconectado constituido por las instalaciones de transmisión, transformación, compensación y maniobra que integran el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal de las diversas Regiones Eléctricas de la República Argentina.

Sistema Eléctrico: Conjunto formado por equipos de generación, transformación, transmisión y otros, conectados físicamente y operados bajo un único esquema de control, dirección o supervisión de operación.

Sistema de Estabilización de Precios: Está vinculado al Mercado Estacional. Existe un fondo de estabilización (administrado por la CAMMESA) al que se derivan las diferencias producidas entre los precios estacionales y los del mercado spot. Trimestralmente las diferencias acumuladas se reasignan a los períodos siguientes subiendo o bajando los valores calculados para los mismos.

Transmisión: Es la conducción de energía eléctrica desde las plantas de generación o puntos interconexión hasta los puntos de entrega para su distribución.

TV: Unidad de generación cuya máquina motriz es una turbina de vapor.

TG: Unidad de generación cuya máquina motriz es una turbina de gas.



GAS NATURAL

ENARGAS: Ente Nacional Regulador del Gas. Es un organismo autárquico creado mediante la Ley N.º 24.076.

Gas Natural: Una mezcla de hidrocarburos, generalmente gaseosos presentes en forma natural en estructuras subterráneas. El gas natural consiste principalmente de metano (80%) y proporciones significativas de etano, propano y butano. Habrá siempre alguna cantidad de condensado y/o aceite asociado con el gas. El término también es usado para designar el gas tratado que se abastece a la industria y a los usuarios comerciales y domésticos y tiene una calidad especificada.

Gas natural licuado (GNL): Gas natural que, para facilidad de transporte, ha sido licuado mediante enfriamiento a aproximadamente menos 161°C a presión atmosférica. El gas natural es 600 veces más voluminoso que el gas natural licuado (GNL).

Gas Licuado de Petróleo (GLP): es la mezcla de gases en su mayoría compuestos por Butano y Propano que se obtienen a través del refinamiento del petróleo y de procesos de separación del gas natural. Estos gases reúnen un alto poder calorífico y tienen la propiedad de licuarse con facilidad, a presiones moderadas y temperatura normal. Su principal ventaja es que se puede almacenar en estado líquido, en grandes cantidades facilitando de ese modo su transporte.

Gas en boca de pozo: Es el punto de salida de la corriente total de fluidos que produce un pozo (petróleo, gas natural), antes de ser conducidos a un sistema de adecuación. Equipamiento que se coloca sobre un pozo productivo y que está destinado a regular la salida del flujo de los hidrocarburos.

Gran Usuario: Un Cliente que no utiliza el Gas para Usos Domésticos y que no es una Estación GNC, ni un Subdistribuidor, siempre que haya celebrado un Contrato de Servicio de Gas que incluya una cantidad mínima diaria contractual de 10.000 m³ en los casos de Clientes sujetos a las Condiciones Especiales de los Servicios FD o FT, o para el caso de los Clientes sujetos a las Condiciones Especiales de los Servicios ID o IT una cantidad mínima anual de 3.000.000 m³ y un plazo contractual no menor a doce meses en todos los casos.

Mercado liberalizado: Es aquel en el que el cliente contrata el suministro con cualquier otra empresa comercializadora debidamente autorizada por la Administración competente. Las tarifas de venta son pactadas entre comprador y vendedor.

Mercado regulado: Es aquel en el que el cliente mantiene el suministro de gas y electricidad con su distribuidor autorizado habitual.

MEG: Mercado electrónico del Gas. Creado por Decreto 180/2004. Busca transparentar el funcionamiento físico y comercial de la industria del gas.

Metro cúbico: Unidad de medición para volumen de gas. La cantidad de gas requerido para llenar el volumen de un metro cúbico. Unidad en metro cubico. Múltiplo 1000 m³ = 1 Dam³

MMBTU: Unidad térmica británica. Es la cantidad de calor necesaria para aumentar en 1 grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua en su máxima densidad (aproximadamente 39° F). Un millón de Btu (MM Btu) equivale a 27,8 m³ de gas y a 0,048 m³ GNL o a 0,0192 t GNL.

Mix de abastecimiento: Para cada subzona del sistema se establecen las proporciones de volúmenes de gas proveniente de cada cuenca productora denominado mix de inyección.

Período Invernal: El período de cinco meses consecutivos que comienza el 1º de mayo de cada año calendario y finaliza el 30 de setiembre del mismo año calendario.

Período Estival: El período de siete meses consecutivos que comienza el 1º de octubre de cualquier año calendario y finaliza el 30 de abril del año calendario inmediato siguiente.

PIST: Punto de Ingreso al Sistema de Transporte

Servicio Firme o No Interrumpible: Servicio brindado a los Clientes de acuerdo con las Condiciones Especiales o contratos aplicables que no prevé interrupción, salvo en casos de una emergencia o Fuerza Mayor, o por las razones enumeradas en el Artículo 11 de las Condiciones Generales del Reglamento. Requiere la contratación de una Reserva de capacidad, la que constituye un cargo fijo en la facturación de este tipo de servicio, debiéndose abonar además un cargo variable por el volumen de gas realmente consumido




Glosario

GAS NATURAL

Servicio Interrumpible: Servicio brindado de acuerdo con las condiciones Especiales o Contratos aplicables, que prevé y permite interrupciones mediante el correspondiente aviso de la Distribuidora al Cliente. Siendo un servicio con mayor cantidad de restricciones no presenta cargos fijos, abonándose los cargos correspondientes por los volúmenes realmente consumidos.

Servicio General G: Servicio para usos no domésticos (excluyendo Estaciones GNC y Subdistribuidores) en donde el Cliente habrá celebrado un Contrato de Servicio de Gas conteniendo una cantidad contractual mínima la cual en ningún caso será inferior a .1000 m³ por día, durante un período no menor a un año. Requiere la contratación de una Reserva de capacidad, la que constituye un cargo fijo en la facturación de este tipo de servicio, debiéndose abonar además un cargo variable por el volumen de gas realmente consumido.

Servicio General P: Servicio para usos no domésticos (excluyendo Estaciones GNC y Subdistribuidores) en donde el Cliente no tendrá una cantidad contractual mínima y no es atendido bajo un Contrato de Servicio de Gas. Servicio que se ha subdividido en distintas categorías (P1, P2 y P3), debiendo los Clientes de mayor consumo de la categoría P3 adquirir el gas natural en forma directa a Productores o Comercializadores. Se trata de un servicio que al momento no presenta restricciones, abonándose cargos variables por los volúmenes realmente consumidos

Comercializador: Se considera comercializador a quien compra y vende gas natural por cuenta de terceros. Tienen la posibilidad de comercializar producto (gas natural) y servicio de transporte.

Comercializador: Se considera comercializador a quien compra y vende gas natural por cuenta de terceros. Tienen la posibilidad de comercializar producto (gas natural) y servicio de transporte.

Cuencas productoras: Son zonas que han sido geológicamente favorables para la formación y acumulación de hidrocarburos. En ellas se encuentran grandes yacimientos de petróleo y gas natural en sus diversas variantes.

Productor: toda persona física o jurídica que siendo titular de una concesión de explotación de hidrocarburos, o por otro título legal, extrae gas natural de yacimientos ubicados en el territorio nacional, disponiendo libremente del mismo.

Distribución: Responsable de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente. Dividido por regiones y concesionado al sector privado. Hay 9 distribuidoras en el país y cada una de ellas tiene asignado un área de cobertura específico.

Trasporte: A cargo de las empresas Transportistas Privadas (TGN-TGS) que deben abastecer desde el punto de entrega del productor hasta las zonas de recepción de las distribuidoras el gas natural. Para ello, utilizan redes de gasoductos.

TGN: Transportadora de Gas del Norte S.A.

TGS: Transportadora de Gas del Sur S.A.