

# Perspectivas para el desarrollo de proyectos de generación en el marco de los cambios regulatorios del sector eléctrico



Cámara Argentina  
de la Construcción





CAMARA ARGENTINA DE LA CONSTRUCCIÓN

**PERSPECTIVAS PARA EL  
DESARROLLO DE PROYECTOS DE  
GENERACIÓN EN EL MARCO DE LOS  
CAMBIOS REGULATORIOS DEL  
SECTOR ELÉCTRICO**

**DR. ING. ALBERTO DEL ROSSO – ING. ANDRÉS GHIA**

Agosto, 2007

# **PERSPECTIVAS PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN EN EL MARCO DE LOS CAMBIOS REGULATORIOS DEL SECTOR ELÉCTRICO**

## **PROLOGO**

El objetivo de este trabajo es analizar las previsiones de inversiones a realizar en el sector eléctrico argentino para atender la demanda previsible para los próximos años.

Gran parte de esas inversiones se destinarán a construcciones especializadas, requeridas para producir, en forma oportuna, la generación de la energía que necesitará el país en crecimiento continuado.

Sin duda, ese esfuerzo requerirá de inversiones públicas pero también privadas, las que son promovidas por un Marco Legal vigente desde 2.006, llamado Energía Plus.

Por tratarse de un mercado con normativa muy particular, el presente trabajo pretende resumir su evolución y características, para quienes no son especialistas.

Se intenta así permitir que las Empresas de la Construcción puedan:

- conocer a los actores de un mercado que será muy significativo en los próximos años;
- evaluar las obras a realizar para alcanzar las metas energéticas requeridas, y las capacidades requeridas a sus constructores;
- conocer el marco legal que las encuadra y
- analizar el marco económico que decidirá su factibilidad y financiamiento.

Para ello, el trabajo detalla:

1.-Marco Legal del Mercado Eléctrico argentino hasta 2.001:

- Actores del mercado.
- Definiciones.

2.-Situación luego de la crisis de 2.001-2

- Cambios en el régimen vigente.

3.- El Régimen de Energía Plus desde 2.006

- Ámbito de aplicación.
- Modificaciones respecto al régimen general.
- Proyectos en curso.

Finalmente, se agrega un ejercicio teórico sobre la rentabilidad de distintos tipos de inversión en el área y su sensibilidad a los distintos parámetros supuestos.

# PERSPECTIVAS PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN EN EL MARCO DE LOS CAMBIOS REGULATORIOS DEL SECTOR ELÉCTRICO

## Informe Técnico

### ÍNDICE

<b>INFORME TÉCNICO</b> .....	<b>3</b>
<b>1. introducción y Objetivos del trabajo</b> .....	<b>3</b>
<b>2. EL mercado mayorista eléctrico – DESCRIPCIÓN GENERAL</b> .....	<b>4</b>
2.1.1. Objeto y características principales.....	4
2.1.2. Agentes del MEM .....	5
2.1.3. Entidades relacionadas con el Sector Eléctrico .....	5
2.1.4. Funcionamiento del MEM.....	6
2.1.5. La remuneración de la generación.....	7
2.1.6. Las señales para la Expansión de la generación.....	7
2.1.7. La Remuneración de transporte.....	8
2.1.8. Mecanismos de decisión de las ampliaciones de transmisión.....	9
<b>3. Mercado a Término</b> .....	<b>10</b>
3.1. <i>Introducción</i> .....	10
3.2. <i>Características generales y motivación para el desarrollo de este tipo de mercados en sistemas eléctricos</i> .....	10
3.3. <i>Características Generales del Mercado a Término</i> .....	11
3.3.1. Requisitos.....	12
3.3.2. Información Pública.....	12
3.3.3. Responsabilidades .....	13
3.3.4. Autorización.....	13
3.3.5. Vinculación con el MEM .....	13
3.3.6. Servicio de Transporte en el MEM.....	13
3.3.7. Requisitos de Contratación de los Grandes Usuarios. ....	14
3.3.8. Tipos de Contratos en el Mercado a Término.....	15
3.3.9. Contratos de Disponibilidad de Potencia .....	15
3.3.10. Contratos de Abastecimiento .....	17
3.3.11. Contratos de Energía .....	18
3.3.12. Reducción de la Demanda Comprometida - Interrumpibilidad .....	19
3.3.13. Contrato con Compra Económica de Demanda .....	19
3.3.14. Requisitos a Cumplir por los Contratos del Mercado a Término .....	19
3.3.15. Administración de Restricciones en el Suministro en el MEM.....	20
3.3.16. Valorización de los Apartamientos de un Generador.....	20
<b>4. Servicio de Energía Plus</b> .....	<b>21</b>
4.1.1. Introducción .....	21
4.1.2. Antecedentes.....	22
4.1.3. Primeras Medidas.....	22
4.1.4. Señales de Recuperación del Mercado .....	23

4.1.5.	Implementación .....	24
4.1.6.	Contratos del Servicio de Energía Plus.....	27
4.1.7.	Información a Presentar en los Contratos de Energía Plus .....	27
4.1.8.	Aprobación de los Contratos de Energía Plus .....	28
4.1.9.	Licitación del Servicio de Energía Plus .....	28
4.1.10.	Cargo Variable de Transporte .....	28
4.1.11.	Declaración de los Costos del Servicio de Energía Plus .....	28
4.1.12.	Transacciones Económicas de los Contratos de Energía Plus .....	29
4.1.13.	Restricciones del Suministro a la Demanda .....	29
<b>5.</b>	<b>Descripción de actuales iniciativas y proyectos de Inversión en el marco del Servicio de Energía Plus .....</b>	<b>30</b>
5.1.	<i>Descripción de las características generales de los proyectos más importantes .....</i>	<i>30</i>
5.1.1.	Proyecto INGENTIS .....	30
5.1.2.	Proyecto de Pampa Holding.....	32
<b>6.</b>	<b>Metodología de Evaluación de Proyectos de Inversión en Generación .....</b>	<b>33</b>
6.1.	<i>Objetivo .....</i>	<i>33</i>
6.2.	<i>Metodología detallada de Evaluación .....</i>	<i>34</i>
6.2.1.	Modelo de Simulación: Determinación de los ingresos futuros por venta de energía y potencia 34	
6.2.2.	Datos del modelo (Input) .....	36
6.2.3.	Cargos de Transporte a Considerar.....	40
6.2.4.	Resultados de la simulación de la operación .....	41
6.3.	<i>Resultados generales obtenidos con la aplicación de la Metodología Detallada de Evaluación 42</i>	
6.3.1.	Balance Oferta / Demanda del MEM.....	42
6.3.2.	Precio de la Energía de Largo Plazo.....	43
6.3.3.	Cargos de Transporte .....	43
6.3.4.	Precio de la Energía en el Mercado .....	46
6.4.	<i>Metodología aplicada en este trabajo .....</i>	<i>46</i>
<b>7.</b>	<b>Evaluación de proyectos de generación eólica.....</b>	<b>47</b>
7.1.	<i>Aspectos distintivos de la generación eólica .....</i>	<i>47</i>
7.2.	<i>Aspectos Económicos.....</i>	<i>48</i>
7.3.	<i>El marco regulatorio del MEM.....</i>	<i>49</i>
7.4.	<i>Promoción de Proyectos de Energía Renovable.....</i>	<i>50</i>
7.5.	<i>Créditos Ambientales .....</i>	<i>51</i>
7.6.	<i>Falibilidad económica de proyectos eólicos y su competitividad con la generación térmica convencional .....</i>	<i>51</i>
<b>8.</b>	<b>Ejemplos de Aplicación .....</b>	<b>52</b>
8.1.	<i>Ubicación Geografica de los Nuevos Emprendimientos Simulados.....</i>	<i>52</i>
8.2.	<i>Características de los Proyectos .....</i>	<i>52</i>
8.3.	<i>Ejemplo de Proyecto de Generación Térmica Convencional .....</i>	<i>52</i>
8.3.1.	Características de la Central Térmica .....	52
8.3.2.	Flujo de Ingresos / Egresos Operativos .....	53
8.4.	<i>Variación de la TIR de los Proyectos con el Precio de la Energía .....</i>	<i>55</i>
8.5.	<i>Impacto de la Congestión en la TIR de los Proyectos.....</i>	<i>56</i>
8.5.1.	Flujo de Ingresos / Egresos Operativos – Congestión.....	56
8.6.	<i>Ejemplo de Proyecto de Generación Eólica .....</i>	<i>58</i>
8.6.1.	Características de la Central Eólica .....	58
8.6.2.	Flujo de Ingresos / Egresos Operativos del Proyecto Eólico .....	59
<b>9.</b>	<b>Resumen y Conclusiones .....</b>	<b>63</b>

10. Referencias.....65

# **PERSPECTIVAS PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN EN EL MARCO DE LOS CAMBIOS REGULATORIOS DEL SECTOR ELÉCTRICO**

## **INFORME TÉCNICO**

### **1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS DEL TRABAJO**

El objetivo que se propone para el presente trabajo es el analizar las perspectivas para la inversión privada en nuevos proyectos de generación, en el marco de los nuevos instrumentos regulatorios introducidos en el sector eléctrico, en particular el Servicio de Energía Plus implementado por medio de la Resolución 1.281/2.006 de la Secretaría de Energía.

El mercado eléctrico mayorista argentino se diseñó de tal manera, de que las decisiones de inversión deben ser tomadas por inversores privados, los cuales en principio deberían estar dispuestos a realizar inversiones en los proyectos que resulten económicamente convenientes, es decir, si producen ganancias que permitan recuperar los costos (de inversión, operativos, etc.), dejando un margen de ganancia razonable para el tipo de negocio y los riesgos involucrados.

Como resultado de la crisis económica que afectó a la Argentina a finales de 2.001, el gobierno implementó modificaciones al marco regulatorio tendientes a atemperar en el corto plazo el impacto de la crisis sobre el precio de la energía y el funcionamiento del mercado eléctrico mayorista.

La Secretaría de Energía de la Nación promulgó una serie de resoluciones que buscaron evitar en lo inmediato un fuerte incremento del precio de la energía. Esas acciones modificaron sustancialmente el funcionamiento del mercado basado en un concepto marginalista. El efecto inmediato de tales medidas fue, tal como se deseaba, que los precios de la energía no se incrementasen significativamente por efecto de la devaluación que hubo de la moneda argentina. El impacto posterior evidente, fue la pérdida de todo incentivo para la inversión privada en materia de generación.

Por otro lado, la recuperación económica a partir del año 2.003 trajo aparejado un crecimiento significativo de la demanda de energía eléctrica, lo que obligó al estado nacional a adoptar medidas para garantizar el abastecimiento. En noviembre de 2006 se emite la mencionada resolución de la Secretaría de Energía, que tiene por objeto instrumentar mecanismos para incentivar la inversión en nueva generación, destinada al abastecimiento de incrementos de la demanda de grandes usuarios. Esto crea un mercado de energía eléctrica paralelo, que puede resultar atractivo para nuevas inversiones en generación, así como para los grandes usuarios, ya que les permite garantizar el abastecimiento a largo plazo a precios de contrato, reduciendo los riesgos de desabastecimiento y fluctuaciones imprevisibles de precios. No obstante esto, debe destacarse que se trata de un mercado relativamente chico, puesto que está destinado solamente a atender los incrementos de demandas industriales por sobre su demanda base, entendiéndose esta última como la demanda registrada al año 2005.

En este trabajo se busca presentar una descripción sistemática de los instrumentos regulatorios relacionados con el servicio de energía plus, y un análisis de las posibilidades y atractivos que este mecanismo ofrece para nuevas inversiones. Como parte del desarrollo del trabajo se incluye también una descripción del estado de desarrollo de las iniciativas y proyectos que están siendo llevados a cabo por diferentes empresas y grupos inversores en marco del Servicio de Energía Plus. Se describen

aspectos particulares sobre la utilización del mecanismo de Energía Plus para proyectos energías renovables, específicamente energía eólica. Se presenta una metodología general para la evaluación de proyectos de inversión en generación en el sistema eléctrico argentino, con una indicación particular de las consideraciones, hipótesis y datos que deberían utilizarse en la aplicación de esta metodología para las condiciones actuales del sistema y del sector eléctrico argentino. Se presentan posteriormente ejemplos de evaluación económica de proyectos de inversión en generación genéricos, utilizando una metodología simplificada particular, en la que se busca evaluar la influencia de ciertas variables económicas en los resultados del proyecto. Finalmente, se presenta un resumen de los principales elementos del trabajo y las conclusiones relevantes.

## 2. EL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO – DESCRIPCIÓN GENERAL

El objetivo de esta sección es presentar una descripción sintética de la transformación del sector eléctrico, con la introducción del mercado mayorista eléctrico, con el objeto de ilustrar el marco institucional en el cual se desenvuelven las actividades del sector, y los cambios sufridos en los últimos años. En la referencia [ ] se puede encontrar una descripción sobre la evaluación del sector eléctrico Argentino en los últimos años, y una prospectiva de evolución futura del mismo.

### 2.1.1. OBJETO Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

A fines de la década del 80 el sector sistema eléctrico experimentó una severa crisis de abastecimiento caracterizada por significativos cortes programados en todo el Sistema Interconectado Nacional por una magnitud superior a los 1.000.000 MWh/año; crisis motivada por la insuficiencia de oferta de generación para abastecer la demanda por la conjunción de dos factores principales: la elevada indisponibilidad del parque térmico (mas del 50%) y el reducido aporte hidráulico (60% de los valores normales).

La delicada situación del sector eléctrico a la que se había arribado, y la amenaza de recurrentes crisis futuras de abastecimiento, obligó al Estado a buscar alternativas de reestructuración del sector. Dada la imposibilidad de por parte del estado de asumir las inversiones necesarias para resolver los problemas de suministro y mantener una normal prestación del servicio, se optó por una reforma del sector que permitiera y motivara la inversión privada.

La reforma del sector eléctrico se instrumentó por medio de Ley 24065. Esta ley estableció para la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad, los siguientes objetivos:

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

La reforma segmenta al sector eléctrico en las actividades: la generación, el transporte y la distribución.

La **generación** es una actividad de riesgo sometida a las condiciones del mercado. Las unidades son despachadas económicamente a los efectos de abastecer la demanda al menor costo económico posible, y son remuneradas al precio spot horario en el nodo correspondiente.

Las características básicas de la actividad de generación son las siguientes:

- Actividad de interés general, abierta a la competencia
- El despacho de las unidades se realiza en forma centralizada por el Organismo Encargado del Despacho, con un criterio de mínimo costo de producción. – Modelo “PoolCo”

- Generación térmica desregulada
- Generación hidroeléctrica con obligaciones
- Libre acceso al MEM (debe cumplir requisitos técnicos mínimos).
- Ingresos asociados a eficiencia

El **Transporte** por razones tecnológicas no permite la competencia, es por lo tanto una actividad monopólica y esta sujeta a una intensa regulación cuyos aspectos salientes son:

- Tarifas y calidad de servicio reguladas
- Obligación de brindar libre acceso a todo usuario del Transporte.
- Prohibición de compra/venta de electricidad,
- **Relevada de la obligación de expandir la red**
- Prohibición de ser propietario mayoritario en los segmentos de generación y distribución
- Remuneraciones para operar y mantener los vínculos (peaje),
- Régimen de sanciones y premios para promover la calidad

La **Distribución** es también una concesión regulada. El suministro de toda la demanda de energía eléctrica en un área de concesión de distribución es obligatorio y se establecen la responsabilidad por los estándares de calidad y los esquemas de precio. La empresa distribuidora tiene derechos monopólicos en su área de concesión, y como contrapartida está obligada a abastecer la totalidad de la demanda que le sea requerida y, naturalmente, tiene el derecho de percibir la tarifa fijada por el servicio efectivamente suministrado

### 2.1.2. AGENTES DEL MEM

Las actividades de Generación, Transporte y Distribución se desarrollan a través de lo que se denomina "Agentes del mercado" los cuales tienen derechos y obligaciones. Los agentes del mercado son "el Generador", "el Transportista", "el Distribuidor", "el Gran Usuario". "el Comercializador". Los Grandes Usuarios son consumidores finales pueden contratar su abastecimiento directamente con los generadores o comercializadores, pagando el peaje correspondiente por la utilización de los sistemas de Transporte y Distribución. Estos usuarios pueden abastecerse ya sea a través del distribuidor de su área (forma tradicional), o comprar directamente a un Generador o Comercializador. La Figura 2-1 muestra esquemáticamente la relación funcional entre los distintos agentes del mercado.

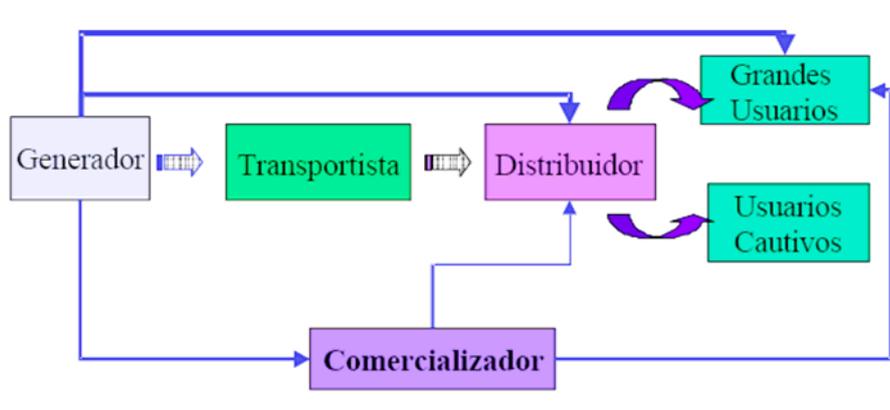


Figura 2-1

### 2.1.3. ENTIDADES RELACIONADAS CON EL SECTOR ELÉCTRICO

**Secretaría de Energía de la Nación**

Se encarga de impartir y hacer cumplir las normas que regulan la actividad y las políticas del sector. Allí el Consejo Federal de la Energía Eléctrica maneja las relaciones con las provincias y la administración de fondos especiales.

También se dirigen las decisiones políticas que alientan las inversiones de expansión.

### **ENRE – Ente Regulador de la Electricidad**

El ENRE tiene como objetivo fundamental el de regular un servicio público que, por su infraestructura, no puede sino ser un monopolio natural. En esta regulación debe velar por la sustentabilidad del sistema, es decir que debe garantizar que el servicio se preste, asegurando que el usuario final reciba un servicio satisfactorio, tanto en el presente como en el futuro.

Según el art.2º de la ley 24.065, el ENRE tiene, textualmente, las siguientes obligaciones:

- Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios.
- Promover la competitividad en producción y alentar inversiones que garanticen el suministro a largo plazo.
- Promover el libre acceso, no discriminación y uso generalizado de servicios de transporte y distribución.
- Regular las actividades del transporte y distribución asegurando tarifas justas y razonables.
- Incentivar y eficientizar la oferta y demanda por medio de tarifas apropiadas.
- Alentar las inversiones privadas, asegurando la competitividad de los mercados

### **COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA**

La CAMMESA es una empresa de capitales mixtos que administra y organiza las compras en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de Argentina. Es una empresa de gestión privada con propósito público.

De acuerdo a lo previsto en el art. 35 de la ley 24065 y el decreto 1192 (firmado en julio de 1992) que dispone la creación de CAMMESA, sus funciones principales comprenden la coordinación de las operaciones de despacho, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del Sistema Integrado Nacional.

El paquete accionario de CAMMESA es propiedad de los Agentes del Mercado Mayorista Eléctrico en un 80% (cada uno con igual participación accionaria). El 20% restante está en poder del ministerio público que asume la representación del interés general y de los usuarios cautivos.

Es una empresa mixta donde el Estado Nacional guarda su acción para imponer definiciones que propenden en defensa del bien común.

#### **2.1.4. FUNCIONAMIENTO DEL MEM**

El Mercado Eléctrico Mayorista es administrado por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S. A –CAMMESA – cuyas principales responsabilidades son la operación del despacho de despacho de la generación y cálculo de precios en el Mercado Spot, la operación centralizada en tiempo real del sistema eléctrico y la administración de las transacciones comerciales en el mercado eléctrico.

La compañía es una sociedad cuyas acciones pertenecen a los diferentes agentes del mercado eléctrico (Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios) y a la Secretaría de Energía. Cada una de las partes tiene el 20% de las acciones. La presidencia es ejercida por el Secretario de Energía.

En la organización del MEM funcionan dos mercados y un sistema de estabilización de precios para Distribuidores:

- Un Mercado a Término, caracterizado por transacciones entre dos partes, con cantidades, precios, términos y condiciones libremente pactados entre ellas. Un Distribuidor puede contratar cualquier porcentaje de su demanda. La demanda no contratada en el Mercado a Término es comprada en el Mercado Spot a Precio Estacional.

- Un Mercado Spot, con precios variables calculados cada hora. La programación real de la generación, es llevada a cabo por CAMMESA, sin tener en cuenta los contratos. La diferencia, positiva o negativa, entre la energía que debe entregar un Generador por contratos y la energía que realmente produce de acuerdo al despacho de CAMMESA, se comercializa en el Mercado Spot.

#### **2.1.5. LA REMUNERACIÓN DE LA GENERACIÓN**

El despacho de las unidades se realiza con un criterio de minimización de los costos de generación, y el precio de la energía surge como costo marginal de generación, que se define con el costo de operación de la máquina térmica más cara es necesaria activar para cubrir las necesidades en cada momento, con excepción de las que están obligadas a generar por limitaciones de operación (generación forzada).

Para un generador vinculado al MEM su costo unitario de producción está dado por el costo de operación y mantenimiento más el costo de transporte desde su nodo de conexión hasta el mercado. Cuanto más alejado del centro de carga y cuanto menos confiable es el vínculo de transporte, más cara se vuelve la energía exportada desde ese nodo.

El generador también recibe una remuneración por la potencia puesta a disposición del sistema, ya sea operable o reserva fría. Esta remuneración tiene un componente variable que aumenta cuando mayor es el riesgo que la demanda no sea abastecida dentro del sistema. Para garantizar la operabilidad técnica del sistema se remunerar también servicios adicionales como la regulación de frecuencia y el control de la tensión.

Los Generadores venden su producción al mercado spot recibiendo por la misma los precios que rijan en el mismo hora a hora o pueden poseer contratos de abastecimiento con un Distribuidor o con un Gran Usuario, cobrando en cada hora por su producción de la siguiente forma:

- Hasta el nivel de su contrato su generación será considerada en el Mercado a Término.
- Cuando su nivel de generación está sobre o bajo los valores del contrato, las diferencias se comercializan en el mercado spot como excedentes o faltantes de contrato a los valores vigentes en dicha hora en ese Mercado.

En el caso que un Generador tenga que cumplir con sus obligaciones contractuales y no pueda despachar por costo, restricciones propias o de transporte, el generador tiene que comprar al mercado spot a precios de mercado.

#### **2.1.6. LAS SEÑALES PARA LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN**

El Precio de la Energía en el mercado spot es el resultante del proceso de optimización del despacho de generación que permite abastecer la demanda más pérdidas minimizando el costo total de producción. Las centrales hidráulicas y térmicas compiten todas ellas para abastecer la demanda en función de sus costos incrementales / de oportunidad de producción. Para las centrales térmicas dichos costos son los correspondientes a combustibles más otros costos variables. Las centrales hidráulicas por su parte compiten con el denominado "valor del agua" el cual representa el costo de sustitución térmico futuro.

Como resultado se obtienen precios de la energía diferentes para cada nodo de la red de transporte los cuales reflejan el costo marginal de abastecer una unidad de demanda adicional en cada nodo. Las diferencias entre los precios de la energía de cada nodo representan el costo de las pérdidas y de la congestión en las redes de transporte (cargos variables de transporte).

En un mercado marginalista puro, aunque en presencia de externalidades se alcance el equilibrio, los precios pueden no reflejar la valoración marginal de los consumidores o el costo marginal de una unidad adicional del producto. En este sentido, el precio de equilibrio no necesariamente garantiza la recuperación de los costos por parte de todas las empresas. Aquellos generadores cuyos costos medios de producción sean superiores al costo marginal, no serán viables en el largo plazo, y únicamente permanecerán los generadores que tengan costos medios menores al costo marginal. En un mercado competitivo basado en el precio marginal, los generadores han de recuperar sus costos fijos en los períodos en que ellos son inframarginales. En un sistema hidrotérmico como el argentino, un grupo de generadores térmicos menos eficientes podría resultar despachado solo en condiciones de baja

hidraulicidad, o solo en horas de máxima demanda, por lo que sus ingresos serán muy inciertos. Otro factor que genera incertidumbre y por lo tanto incrementa el riesgo de la inversión es la volatilidad de los precios de la energía. Entre los factores que más influyen en la volatilidad de los precios se distinguen los siguientes:

- Hidraulicidad.
- Restricciones de Transporte.
- Restricciones de combustible.
- Indisponibilidades Térmicas de Generación.

La hidraulicidad es uno de los factores más relevantes en la volatilidad del precio spot. Una sequía prolongada limita la generación de las cuencas afectadas obligando al reemplazo de esa generación por máquinas térmicas más caras, aumentando los precios spot durante el tiempo que dure la escasez relativa.

Las restricciones de transporte dan lugar a la congestión de los corredores originando que algunos generadores no puedan despachar o al menos deban restringir la energía despachada mientras las restricciones continúen. Por otro lado, la activación de límites de transporte da origen a la aparición de precios locales por congestión, cambiando en forma la remuneración de los generadores a ambos lados de la congestión, por el periodo de tiempo que dure la misma. Las restricciones de gas puede provocar que algunos generadores que utilizan un combustible barato (gas) deban usar otro alternativo lo cual lleva a un aumento del precio spot (como se verá más adelante este efecto no se da en la situación actual del MEM debido a la vigencia de la Res 240/2003 de Secretaría de Energía).

Ante estas características del riesgo del negocio de generación eléctrica, se han ideado mecanismos para mitigar o atenuar los riesgos y motivar la inversión privada para garantizar la sustentabilidad del sector a largo plazo. El mecanismo implementado busca remunerar separadamente la energía y la potencia, y su objetivo es establecer un pago administrado para que incentive nuevas inversiones y estabilice la volatilidad de los ingresos a los agentes.

La remuneración por potencia es una externalidad respecto de un mercado marginalista puro. En prácticamente todos los mercados eléctricos nacidos en la última década se incluye dicha remuneración para lograr esencialmente cuatro objetivos:

- Estabilizar los ingresos de los generadores evitando que la volatilidad típica de los mercados con una fuerte componente hidráulica produzca ingresos que ponen en riesgo sus negocios.
- Permitir a las centrales marginales tener un ingreso que cubra en parte sus costos fijos.
- Adelantar el plan de expansión de generación de forma tal que se logre una adecuada calidad de servicio.
- Garantizar que la demanda cuente con energía firme para abastecer su potencia de punta anual.

En Argentina el precio de la potencia regulado es fijado por la autoridad regulatoria, no está en principio justificado como en los mercados eléctricos de otros países.

#### **2.1.7. LA REMUNERACIÓN DE TRANSPORTE**

La remuneración que percibe el transportista es esencialmente fija dentro de cada período tarifario. La incluyen ingresos por diferentes conceptos: Ingresos Fijos por Conexión y por Capacidad de Transporte y los Ingresos Variables por Energía Eléctrica Transportada:

- *Ingresos por Conexión:* Es una remuneración horaria por uso de las conexiones disponibles (salidas dedicadas y transformación) propiedad de la empresa de transporte y que el agente necesita para acceder a la red. El cargo horario que abonan los usuarios es coincidente con la remuneración horaria que recibe la empresa de transporte por el mismo concepto.
- *Ingresos por Capacidad de Transporte:* Es una remuneración horaria por uso de la capacidad de transporte puesta a disposición de los usuarios por la empresa de transporte. Para el transportista son los ingresos por operar y mantener el equipamiento de conexión, dedicado a

vincular a sus usuarios con el sistema de transporte.

- *Ingresos por Energía Eléctrica Transportada*: Se calculan estimando para todo el período tarifario de cinco años, y está compuesta de una Recaudación Variable Total por Transporte de Energía (RVTE) y de un Sobrecosto por contingencia.

Los Ingresos por Energía Eléctrica Transportada se precavan en forma quinquenal al comienzo de cada período tarifario para todo el tiempo que comprende dicho período, otorgándosele luego a la empresa transportista como un monto fijo anual, a pagar en doce cuotas mensuales iguales. Dicho monto fijo anual integrado en los cinco años del período es igual al monto total precavado.

### 2.1.8. MECANISMOS DE DECISIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN

La regulación del MEM en el contexto de la Ley 24065, asigna a los agentes del MEM la iniciativa para realizar ampliaciones de transporte cuando lo consideren necesario.

Los costos de inversión asociados a una ampliación están a cargo de los beneficiarios de la misma siendo éstos los que definen la conveniencia y necesidad de la expansión de la red con la posterior conformidad del ENRE. El Concesionario del Transporte tiene el derecho a participaren la licitación, pero no la obligación, para ejecutar las ampliaciones que se requieran. Alternativamente podrán construir ampliaciones otras empresas de transporte creadas para ese fin específico, denominadas Transportistas Independientes.

Todo requerimiento de expansión del sistema de transporte requiere una presentación por parte de los usuarios involucrados en el pedido, denominados **iniciadores**, indicando la obra a realizar. El trámite correspondiente es el siguiente.

- Publicidad de la iniciativa;
- Realización de audiencias públicas organizadas por el Ente Regulador (ENRE);
- Emisión por parte del ENRE del correspondiente certificado de conveniencia y utilidad públicas.

Una ampliación aprobada puede ser llevada a cabo de distintas maneras, de acuerdo al tipo de expansión requerida y las necesidades de los usuarios involucrados.

- a) Por acuerdo entre partes: En esta alternativa, el pago por la ampliación es realizado exclusivamente por los que solicitan la obra.
- b) Por concurso público: En esta alternativa todos los “beneficiarios” de la obra pagan por la ampliación, aún cuando no hayan participado de la iniciativa original. Uno o más beneficiarios de una expansión de la red que representen por lo menos en un 30% de los beneficios de dicha ampliación, pueden solicitar al ENRE la aprobación de una obra por concurso, incluyendo en la presentación un “CANON TECHO” a pagar por la obra o el CANON ofertado por una particular empresa de transporte interesada en la ampliación. Luego de la audiencia pública, de no existir oposición significativa, el ENRE conduce un concurso público en que podrán participar Concesionarios y Transportistas Independientes ofertando el CANON a cobrar durante un período definido de amortización por realizar la obra. El ganador obtiene un contrato para la construcción, operación y mantenimiento de la ampliación durante el período de amortización definido, y le corresponde cobrar como remuneración el canon ofertado, el cual no puede ser superior al “canon techo” eventualmente establecido. Todos los beneficiarios, identificados aplicando el método de las áreas de influencia, participan del pago del CANON que recibe el inversor (transportista independiente). El monto a abonar a la empresa independiente de transporte, a partir de la puesta en servicio de la ampliación, debería remunerar los conceptos de: repago de la inversión –con su financiamiento implícito-, gastos AOM y las multas por indisponibilidades. Finalizado el período de amortización/percepción del canon, los cargos que deben abonar los usuarios por uso de estas instalaciones y los ingresos del transportista independiente son determinados por el ENRE para el siguiente período tarifario.
- c) Ampliaciones a riesgo: Esta Ampliación flexibiliza los mecanismos de ampliación y posibilita el ingreso al negocio del transporte a otros interesados.

- d) *Ampliaciones con participación del FFTEF (Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal) y otros fondos públicos (Presupuesto Nacional): Son ampliaciones de la red de Transporte en 500 kV bajo la modalidad de ampliaciones a riesgo o por concurso público, con participación de fondos públicos o mixtos. Cabe añadir que ante la crisis económica y consecuente escasez de inversores privados de largo plazo en este tipo de ampliaciones, se estima que los fondos presupuestarios públicos o de fideicomisos, eventualmente con crédito de fomento, serán los mecanismos predominantes a mediano plazo.*
- e) *Ampliaciones para la mejora de la calidad y la seguridad: las Ampliaciones para la Mejora de la Seguridad son aquellas ampliaciones que permiten reducir el riesgo o los efectos de colapso total o parcial del SADI, originado en fallas severas atípicas de baja probabilidad de ocurrencia.*

Las Ampliaciones relativas a la mejora adicional de la calidad, a iniciativa de la Secretaría de Energía, pueden ser autorizadas sólo por el ENRE en el caso de que se pueda demostrar que: a) su conveniencia económica y b) su instalación en áreas de influencia asignadas a la generación.

La Secretaría de Energía habilitó, mediante la Resolución SE N° 1/2003, un procedimiento excepcional para identificar y habilitar la realización de inversiones en el sector, promoviendo de una manera activa las ampliaciones que los Sistemas de Transporte de Alta Tensión y por Distribución Troncal requieren, a los fines de preservar la calidad y la provisión del servicio, sin implicar por ello la liberación por ello de la liberación ni traslación de las obligaciones de las transportistas y los distribuidores. Las obras habilitadas obedecen a dos necesidades, caracterizándolas como Obras de Adecuación y Obras de Seguridad de Abastecimiento. Más recientemente se dictó la solución SE N° 821/2006 la cual incorpora dentro de la operatoria de la Res SE N° 1/2003, las obras que obedecen a la categorización de Obras de Adecuación de Requerimientos de Demanda.

Mediante este mecanismo se ejecutaron un total de 52 obras por un monto total de \$90.560.000 consistente en su mayoría en ampliaciones de estaciones transformadoras por incorporación de transformadores, y otras obras de adecuación.

### **3. MERCADO A TÉRMINO**

#### **3.1. INTRODUCCIÓN**

Se describió en la Sección anterior que en el MEM funciona además de un mercado spot de la energía un mercado de contratos denominado Mercado a Término. Dado que el Servicio de Energía Plus se trata en realidad de una nueva modalidad de contratos que se basa en las características de funcionamiento de este mercado, se presenta en esta sección una descripción del funcionamiento del Mercado a Término vigente a partir de la implementación de la Ley 24.065 del año 1.992.

El conocimiento de los mecanismos existentes, permiten una cabal idea de los procedimientos y actores que están involucrados en los mercados de compra y venta de energía y potencia.

#### **3.2. CARACTERÍSTICAS GENERALES Y MOTIVACIÓN PARA EL DESARROLLO DE ESTE TIPO DE MERCADOS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS**

La motivación principal que tuvo la reglamentación y manifestación del estado regulador, fue la de implementar reglas de competencia en los sectores donde se puede introducir.

Gracias a los avances de la ciencia y por motivos de economías de escala, el sector denominado de generación, fue donde obtuvo el mayor grado de agentes que compiten por participar en un mercado de oferta y demanda de energía y potencia el cual tiene características instantáneas, por tener la energía eléctrica y conforme al avance de la tecnología, propiedades de no-almacenamiento en su forma secundaria, que es la que se negocia en el mercado eléctrico.

La única energía potencial primaria que se almacena hasta el presente en grandes escalas, es el agua y los combustibles.

- El agua en grandes diques de almacenamiento y al pie de sus fuentes naturales de origen. Debiéndose transportar la energía eléctrica producida hasta los centros de consumo a través de

redes eléctricas.

- El combustible conforme a sus características líquidas, gaseosa a presión normal y sólida, puede ser:
  - ✓ Almacenada en grandes tanques al pie de los generadores. Estos pueden ubicarse cerca o lejos de los centros de consumo eléctrico. Depende de estrategias técnicas y económicas.
  - ✓ Si es gaseoso (caso gas natural), puede ser transportada desde sus orígenes naturales mediante gasoductos hasta los centros de consumo.
  - ✓ En el caso de combustible sólido que es el caso del uranio enriquecido, se encuentra dentro de reservorios especiales, por razones de seguridad y cercanos a fuentes naturales de agua. Por lo tanto el producto eléctrico debe ser transportado por redes eléctricas.

Por lo tanto y considerando las características de las fuentes energéticas existentes y utilizadas hasta el presente, es que se particionó el mercado eléctrico en forma vertical, apareciendo las figuras de los productores de energía denominados Generadores, actores encargados del transporte del producto eléctrico desde sus fuentes hasta los centros de consumo denominados Transportistas, actores encargados de distribuir la energía en los grandes centros de consumo denominados Distribuidores y por último usuarios de la energía eléctrica que por sus características electro-intensivas se los denomina Grandes usuarios.

- Generadores.
- Transportistas.
- Distribuidores.
- Grandes Usuarios.

Conforme a las particularidades de los actores y avance hasta el presente de la tecnología es que algunos de estos actores tienen características de monopolio natural, como es el caso de los transportistas y distribuidores, es por ello que el estado concedente, a estos actores les establece condiciones mínimas y básicas para su participación dentro del mercado eléctrico. A ésta reglamentación se la denomina Regulación.

- Generadores.           ->    Mercado Competitivo.
- Transportistas.       ->    Monopolio Natural.
- Distribuidores.       ->    Monopolio Natural.
- Grandes Usuarios.   ->    Mercado Libre.

Los monopolios naturales son regulados por entes no gubernativos especialistas, que hacen cumplir la reglamentación dictada por el estado concedente.

Por lo tanto se denomina “Mercado a Término”, a la acción de los actores que participan dentro del mercado eléctrico con las particularidades mencionadas anteriormente y que realizan transacciones económicas regladas por la regulación existente y por las leyes vigentes en nuestro país normadas por la carta magna.

### 3.3. **CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL MERCADO A TÉRMINO**

Los agentes Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios, participan de dicho Mercado Eléctrico Mayorista, donde realizan sus transacciones económicas bajo reglas de mercado y reglas legales necesarias para la seriedad de sus operaciones comerciales.

En el Mercado a Término del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), se pueden pactar contratos de energía para fijar y/o estabilizar el precio de la energía, o de disponibilidad de potencia para contar con una garantía adicional a las reservas del sistema establecidas en el Mercado Spot.

Conjugando ambos objetivos, la demanda puede pactar contratos de abastecimiento que permitan disponer de un cubrimiento ante la volatilidad de los precios y el respaldo o disponibilidad de la potencia requerida.

### **3.3.1. REQUISITOS**

En todos los casos, para considerar que un contrato pertenece al Mercado a Término del MEM, requiere cumplir los requisitos que se establecen en las normas reglamentadas por la Secretaría de Energía, como representante idóneo del Estado Concedente, denominada en la jerga eléctrica “Los Procedimientos”. En particular, los contratos de importación y exportación deben cumplir lo establecido en el Anexo 30 de “Los Procedimientos”.

El capítulo 4 de Los Procedimientos, trata específicamente toda la problemática del Mercado a Término del MEM.

Un contrato del Mercado a Término no puede afectar el despacho económico del MEM, o sea que no puede establecer una relación física que obliga a generar con una máquina o central en particular independientemente de su competitividad económica en el despacho.

Ser parte en un contrato del Mercado a Término implica operar en el Mercado Spot o Instantáneo, para transar los saldos, las partes deberán ser Agentes o Participantes autorizados en el MEM. En consecuencia, en el Mercado a Término del MEM existen:

- **Contratos Internos:** en que las partes son Agentes o Comercializadores del MEM.
- **Contratos Externos:** entre Agentes o Comercializadores del MEM y empresas de un país interconectado.

Dentro de las condiciones y restricciones establecidas en Los Procedimientos, los Generadores del MEM podrán suscribir contratos del Mercado a Término con agentes del MEM (Distribuidores, Grandes Usuarios, Autogeneradores u otros Generadores) o Comercializadores pactando condiciones, plazos, cantidades y precios entre las partes, y contratos de exportación con Distribuidores, Grandes Usuarios y Comercializadores de otros países.

Una empresa de otro país podrá suscribir Contratos de importación y exportación si cumplen las condiciones indicadas en los Anexos 30 y 31 de Los Procedimientos.

### **3.3.2. INFORMACIÓN PÚBLICA**

Los contratos son de conocimiento público en cuanto a precios y a la información requerida para su administración dentro del MEM. Dichos datos e información deben ser entregados al Organismo Encargado del Despacho (OED).

Los datos a suministrar en el formato que defina el OED incluyen:

- Identificación de las partes y la declaración jurada de que reconocen como válida la información suministrada en el Formato exigido por Los Procedimientos.
- Plazo de vigencia.
- Condiciones de renovación y rescisión.
- Los precios.

- La información necesaria para su administración, de acuerdo al tipo de contrato y lo que se establece en Los Procedimientos.
- Opcional y sólo para contratos internos: Identificación de cómo se repartirán entre las partes el pago de los Cargos de Transporte y otros servicios del MEM del contratante.

A los contratos internos que no suministran esta información se aplican los criterios generales que se definen en Los Procedimientos. En ningún caso el acuerdo que hagan las partes será oponible a lo que establezca la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), o al resto de los actores del MEM que no sean parte del acuerdo para liberar la responsabilidad de pago, que según las normas generales de remuneración del transporte y otros servicios en el MEM tiene cada parte.

### **3.3.3. RESPONSABILIDADES**

El suministro al OED de la información de un contrato, incluyendo el Formato de Datos de Contratos, es obligación y responsabilidad de la parte vendedora, en el caso de tratarse de un contrato interno, o de la parte local de tratarse de un contrato externo.

### **3.3.4. AUTORIZACIÓN**

Al recibir la información de un contrato a través del Formato de Datos de Contratos, el OED debe verificar el cumplimiento de los requisitos vigentes para su autorización como contrato perteneciente al Mercado a Término, de acuerdo a lo que establecen Los Procedimientos. El OED debe notificar la autorización o rechazo de un contrato a la parte que requirió su autorización.

Si el OED informa su rechazo, con el motivo que lo justifica, el contrato se considera que se mantiene vigente hasta:

- TREINTA (30) días después a la fecha en que se informó el rechazo, o su finalización, lo que ocurra primero, de tratarse de un Contrato de Energía o de Abastecimiento.
- SIETE (7) días después a la fecha en que se informó el rechazo, o su finalización, lo que ocurra primero, de tratarse de un Contrato de Disponibilidad de Potencia.

En la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral el OED debe adjuntar un listado de los contratos previstos vigentes. En el Informe Mensual el OED debe adjuntar un listado de los contratos que hayan entrado en vigencia o se hayan modificado en el mes. Junto con los resultados de la Programación Semanal, el OED debe adjuntar un listado de los contratos que hayan entrado en vigencia o finalizado o han sido modificados en la semana programada.

### **3.3.5. VINCULACIÓN CON EL MEM**

En el caso de que los puntos de entrada/salida al MEM de las partes, un contrato del Mercado a Término requiera el uso de un Sistema de Distribución, debe convenir con el correspondiente Distribuidor el costo del transporte por el uso de la parte de sus instalaciones que resulten imprescindibles para acceder a los puntos de compra/venta en el MEM, dentro del marco de libre acceso establecido en la Ley N° 24.065. Los Distribuidores del MEM comprometen el libre acceso a sus instalaciones en tanto cuenten con capacidad remanente para ello.

### **3.3.6. SERVICIO DE TRANSPORTE EN EL MEM**

Este cargo es independiente de la realización de contratos, ya que corresponde a los requerimientos

propios y uso efectivo del Sistema de Transporte. La garantía de suministro de un contrato corresponde a la disponibilidad del generador contratado, pero no así a la del Sistema de Transporte.

En el contrato se especifica el o los puntos de intercambio del MEM: punto o puntos de entrega del vendedor y puntos dónde se considera recibiendo la energía el comprador. En caso de contratos de importación el punto de intercambio del vendedor debe ser un nodo frontera, y en caso de contratos de exportación el punto de intercambio del comprador debe ser un nodo frontera.

Los cargos por el servicio de Transporte en el MEM resultan de la metodología vigente y no dependen de la existencia de contratos. Los cargos fijos por Transporte de cada agente participante del MEM serán los indicados en la Programación Estacional vigente, y resultarán de su ubicación y uso previsto de la red, independientemente de los contratos que suscriban.

A los efectos de determinar la remuneración variable del Transporte que se hacen cargo las partes de un contrato del Mercado a Término, el OED deberá considerar el siguiente criterio y metodología:

- La transacción contractual de energía y/o potencia se realiza en un punto, denominado nodo de referencia para el Transporte, con un precio definido en ese punto. El nodo de referencia del Transporte es el nodo Mercado, salvo para contratos de importación o exportación en que es el correspondiente nodo frontera.
- El precio se acuerda en dicho punto, nodo de referencia para el Transporte.
- El **vendedor** se hace cargo del servicio de transporte para llevar su energía desde su nodo, hasta el nodo de referencia para el Transporte. En consecuencia, paga el cargo variable correspondiente a la energía y/o potencia que entrega al contrato en su nodo y paga sus cargos fijos.
- El **comprador** se hace cargo del servicio de Transporte para llevar la energía del nodo de referencia para el Transporte, hasta su nodo de compra. En consecuencia, paga el cargo variable correspondiente a la energía y/o potencia que recibe del contrato en su nodo y paga sus cargos fijos.
- En un contrato interno, las partes pueden acordar cómo se repartirán el pago del servicio de Transporte e informar al OED en el correspondiente Formato de Datos de Contratos. De no suministrar esta información, para las transacciones económicas del MEM el OED adjudicará a cada parte del contrato lo que le corresponda, conforme a su ubicación geográfica y técnica.

En el caso de la Argentina, el nodo de referencia para el servicio de transporte es en el nodo Ezeiza.

### **3.3.7. REQUISITOS DE CONTRATACIÓN DE LOS GRANDES USUARIOS.**

Los Grandes Usuarios tendrán los siguientes requisitos y obligaciones de contratación:

- **GUMA (GRANDES USUARIOS MAYORES):** Se denomina GUMA, a los Grandes Usuarios Mayores que contratan por una demanda de potencia y energía mínima, para consumo propio de Un (1) MW y Cuatro Mil Trescientos Ochenta (4.380) MWh anuales respectivamente. Estos usuarios deben contar al comienzo de cada mes con contratos que cubran por lo menos el 50% de su demanda prevista.
- **GUME (GRANDES USUARIOS MENORES):** Se denomina GUME, a los Grandes Usuarios Menores que contratan por una demanda de potencia para consumo propio, inferior a Dos Megawatts (2MW) y mayor o igual que Treinta Kilowatts (30 kW). Estos usuarios deben contar con contratos de duración de uno o más periodos estacionales que cubran el 100% de su demanda.

- **GUPA (GRANDES USUARIOS PARTICULARES)**: Se denomina GUPA, a los Grandes Usuarios Particulares que contratan por una demanda de potencia para consumo propio, inferior a Cien Kilowatts (100 kW) y mayor o igual que Treinta Kilowatts (30 kW). Estos usuarios deben contar con contratos de duración de dos o más períodos estacionales que cubran el 100% de su demanda.

### 3.3.8. TIPOS DE CONTRATOS EN EL MERCADO A TÉRMINO

En el Mercado a Término se pueden pactar distintos tipos de contrato de acuerdo al compromiso requerido:

- Contratos de Disponibilidad de Potencia**: Se compromete la disponibilidad de potencia de máquinas de un Generador como respaldo para ser convocada por el agente contratante. El compromiso se establece por el nivel de potencia y deberá ser cubierto por el Generador contratado, como respaldo con las máquinas comprometidas. La disponibilidad de potencia pasa a pertenecer al agente que es la parte compradora, en el caso de ser convocada. En cuanto a la energía, el contrato no establece un compromiso específico sino que la energía entregada dentro del contrato será resultado de la energía que esté generando el Generador que tiene comprometida su Disponibilidad cuando sea convocado por su contratante. Las partes deberán analizar la calidad de la red de transporte que los vincula, a fin de evaluar si es posible transmitir esa potencia contratada. Cada máquina podrá tener varios contratos de disponibilidad de potencia con diferente prioridad, debiendo indicar cuál es el orden de prioridad de los mismos y la condición de convocatoria.
- Contratos de Abastecimiento**: Se compromete el abastecimiento de una demanda de energía, con una forma prefijada a lo largo del período de vigencia, representada como una curva de demanda por intervalo Spot. El vendedor garantiza con sus máquinas la entrega de esa energía. Además las partes deberán verificar que el nodo de compra tiene una vinculación con la red de transporte que permita transmitir en condiciones normales esa demanda contratada. El vendedor se podrá respaldar contratando disponibilidad de potencia como reserva para cumplir su compromiso, y/o comprando en el Mercado Spot la energía y potencia faltante de existir el excedente necesario.
- Contratos de Potencia Firme**: Se compromete una potencia firme en un nodo frontera para garantía de abastecimiento de una demanda que se ubica en un país distinto al que se encuentra la parte vendedora (contratos de importación y exportación), o en un nodo dentro de una Ampliación Firme por Peaje en que se conecta un agente al MEM. Sus condiciones, requisitos y modo de implementación se definen en el Anexo 30 de Los Procedimientos.
- Contrato de Energía**: Se compromete la venta de energía a una demanda con una forma prefijada a lo largo del período de vigencia, representada como una curva de demanda por intervalo Spot. La garantía de abastecimiento de este tipo de contrato es sólo la oferta del Mercado Spot en el nodo de compra del contratante.

Para la administración de las transacciones en el Mercado Spot, con el cálculo de los saldos que se compran y venden, como así también el cálculo de las limitaciones a la máxima energía y potencia contractable, **el Contrato de Potencia Firme y el Contrato de Energía debe ser tratado como un Contrato de Abastecimiento**, salvo que se explicita lo contrario.

### 3.3.9. CONTRATOS DE DISPONIBILIDAD DE POTENCIA

Los Contratos de Disponibilidad de Potencia permiten acordar una oferta de potencia puesta a disposición de una o más máquinas de un Generador, que es la parte **vendedora**, para ser convocada por el agente que es la parte **compradora**, en condiciones definidas en el contrato (por ejemplo déficit en el MEM), para el cubrimiento de requerimientos propios. La disponibilidad de potencia pasa a pertenecer a la parte compradora.

Este tipo de contratos, entre otras cuestiones, permite:

- A los Generadores, con contratos de abastecimiento en el Mercado a Término con cláusulas de penalidad por incumplimiento, contar con un respaldo a sus compromisos de suministro independiente del Mercado Spot y/o cubrirse del riesgo del Transporte, contando con un respaldo de máquinas ubicadas en la misma área que la demanda que contrata.
- A los Distribuidores, acotar el precio de su energía y/o su riesgo de falla, particularmente en áreas importadoras sometidas a riesgo de desconexión, pudiendo así contar con una reserva local para el caso de restricciones en el Sistema de Transporte y/o déficit de generación.
- A los Grandes Usuarios, acotar el precio de su energía y/o garantizar la continuidad de procesos industriales, con una reserva local para el caso de restricciones en el Sistema de Transporte y/o déficit de generación.

**La parte vendedora** toma el compromiso de poner a disposición de la parte compradora la potencia contratada. A cambio de ello, el vendedor recibe un pago por la potencia contratada, independientemente que sea o no convocada, y un pago por la energía que entregue al contrato cada vez que resulte convocada por la parte compradora.

**La parte compradora** toma el compromiso de pagar por la disponibilidad de la potencia contratada, independientemente de que la requiera o no, y pagar por la energía que ésta genere cada vez que la convoque. A cambio de ello, el comprador obtiene el derecho que la energía generada por la potencia contratada cada vez que la convoque sea considerada como generación propia, de ser un Generador, o disminuir su demanda propia, de ser un agente Consumidor.

**Cada máquina podrá tener varios contratos de disponibilidad de potencia**, debiendo indicar cuál es el orden de prioridad de los mismos y la cláusula de convocatoria de cada uno de ellos en función del riesgo que está cubriendo la parte compradora (control de tensión, calidad y/o seguridad de área, déficit en el Mercado, indisponibilidad de máquinas, etc.)

El compromiso de potencia se considera establecido específicamente con las máquinas indicadas en el contrato y el Generador vendedor cobrará cada mes el correspondiente cargo, por su potencia puesta a disposición dentro del contrato, sea o no convocada, conforme la fórmula de precios y penalidades definidas en el contrato y en la medida que satisfaga la disponibilidad comprometida. Cuando resulte convocada por el contrato, dentro del compromiso cobrará además por la energía generada.

Se considera que un Contrato de Disponibilidad de Potencia está convocado y por lo tanto, la energía que genera la potencia comprometida se entrega a la parte compradora, si se cumple la condición técnica de convocatoria definida en el Contrato.

Para aquellos contratos de Disponibilidad de Potencia no definidos como de máxima prioridad, su convocatoria y cumplimiento estará supeditada a que no exista una convocatoria activa de mayor prioridad.

El requisito sustancial a cumplir por la condición de convocatoria de un Contrato de Disponibilidad de Potencia, es que el OED pueda establecer antes del comienzo de cada intervalo Spot si el Contrato ha sido o no convocado y que existan sólo razones técnicas para su convocatoria. A modo de ejemplo se indican algunas de las posibles condiciones técnicas que se podrán establecer como convocatoria:

- Déficit programado.
- Indisponibilidad de una o más máquinas.
- Restricciones de Transporte.

- Calidad y/o Seguridad de suministro en un Área.

Estas son las características principales de los Contratos de Disponibilidad de Potencia

### 3.3.10. CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO

En los contratos de abastecimiento, la parte **vendedora** toma el compromiso de entregar a la parte **compradora** una curva de energía y potencia por intervalo Spot, aunque no necesariamente con generación de sus máquinas, y compromete la potencia de sus máquinas para respaldar esa venta. Además, el comprador deberá analizar la calidad del vínculo de transporte del nodo al cual está conectado, a fin de verificar que se pueda transmitir el nivel de potencia contratada.

A cambio de ello, el vendedor recibe un pago por la energía contratada, en la medida que cumpla el compromiso de entrega y un pago por la disponibilidad de potencia de sus máquinas comprometidas en el contrato.

La parte compradora toma el compromiso de pagar por la energía, independientemente de que la requiera o no, y por la disponibilidad de potencia que respalda su contrato. A cambio de ello, dicha potencia y energía pasa a ser considerada como dedicada al cubrimiento de su demanda, en la medida que la parte compradora tenga la disponibilidad necesaria, y adquiere el derecho de vender sobrantes de energía y potencia en el Mercado Spot.

Opcionalmente, la parte vendedora podrá tomar el compromiso de cubrir parte o la totalidad del Cargo por Reserva y/o Cargo por Servicios Asociados a la Potencia de la parte compradora.

El compromiso de abastecimiento de energía deberá indicarse de forma tal que sea administrable, entendiéndose como tal, que antes del comienzo de cada intervalo Spot, el OED pueda determinar el intercambio contractual previsto y al finalizar cada intervalo Spot pueda determinar el intercambio real.

A modo de ejemplo, se indican algunos tipos de compromisos de abastecimiento que se pueden establecer:

- Una curva por intervalo Spot a abastecer durante la vigencia del contrato, expresada como valores de potencia por intervalo Spot. En este caso, de ser el comprador un Distribuidor, la potencia media comprometida por banda horaria para días hábiles, no podrá ser inferior a la media comprometida para la misma banda horaria en días sábados o días domingos o días feriados.
- Un compromiso de abastecimiento durante la vigencia del contrato, expresado como un porcentaje por banda horaria de la demanda (real o prevista) por intervalo Spot. Dicho porcentaje puede estar definido como variando durante la vigencia del contrato pero, de ser el comprador un Distribuidor, para una misma banda horaria puede ser distinto entre un Período Trimestral y otro pero no dentro de un mismo Período Trimestral.
- Un compromiso de abastecer toda la demanda (real o prevista) no contratada de un agente consumidor, o sea toda su demanda de no tener ningún otro contrato de abastecimiento o, de contar con contratos previos, la demanda restante luego de descontar a su demanda total la cubierta por sus otros contratos de abastecimiento. Para el caso de que la empresa demandante sea un Distribuidor o GUMA (Cooperativa), se entiende como tal a la demanda propia sin la demanda de los GUME y/o GUPA de su área.
- Un compromiso de entrega de energía condicional, variable en función de las condiciones que se registren. En particular, podrá establecer un compromiso interrumpible en condiciones establecidas. En este caso, para ser administrable deberá informar al OED las condiciones en

que se aplica la interrumpibilidad. No se admitirán compromisos que vinculen directa o indirectamente la interrumpibilidad con el Precio Estacional.

Adicionalmente, el Contrato podrá establecer:

- Un compromiso de la parte vendedora de hacerse cargo de un porcentaje (que podrá ser el 100%) de los Cargos por Reserva y/o Cargos por Servicios Asociados a la Potencia de la parte compradora.
- Un compromiso por parte del vendedor de saldar todas las transacciones económicas que realiza el comprador con el OED y las de peaje con el Distribuidor. En este caso, todas las facturas que resultan para la parte compradora se enviarán a la parte vendedora, actuando esta última como mandataria de la primera.

A los efectos de su administración en el MEM y la comercialización de los faltantes o sobrantes de energía, todo Contrato de Abastecimiento del MEM debe poder ser convertido por el OED en una curva por intervalo Spot representativa, determinándose así una curva de carga representativa del compromiso por intervalo Spot entre un Generador y un consumidor, que están vinculados comercialmente por un Contrato de Abastecimiento.

Para cada contrato en que el compromiso está referido a la demanda real, el OED calculará dos curvas de carga representativas, por no poder conocerse el valor de demanda hasta que la misma se registre:

- **La curva de carga representativa prevista:** Para la programación, el despacho y el cálculo de las restricciones programadas a la demanda, el OED debe considerar la curva de carga representativa prevista, utilizando la demanda declarada e informada por el demandante.
- **La curva de carga representativa real:** En la operación en tiempo real y el cálculo de las transacciones económicas, el OED debe considerar la curva de carga representativa real, calculada con la demanda registrada.

Para los contratos en que el compromiso se expresa en función a la demanda prevista, se considerará como curva representativa real, a la curva representativa prevista.

Para los contratos que fijan el compromiso indicando la energía y/o potencia por intervalo Spot a abastecer, la curva de carga representativa se calculará con la energía y/o potencia por intervalo Spot indicada en el contrato.

### 3.3.11. CONTRATOS DE ENERGÍA

En este tipo de contratos, la parte vendedora toma el compromiso de entregar a la parte compradora una curva de energía por intervalo Spot, en el nodo que se convenga. La garantía de este contrato sólo está dada por la oferta que el Mercado Spot pueda entregar en dicho nodo, lo cual implica que no tiene garantía de suministro ante restricciones a la demanda y/o abastecimiento.

Por lo tanto, salvo en lo que respecta a la inexistencia de la garantía de suministro dadas por las máquinas del Generador, los Contratos de Energía deberán satisfacer las condiciones establecidas para los Contratos de Abastecimiento.

En consecuencia, a los efectos de evaluar la máxima energía contratable, el seguimiento de la curva de carga contratada, y la transacción económica resultante, se aplican los conceptos correspondientes a los Contratos de Abastecimiento.

Por consiguiente, de programarse restricciones al abastecimiento debidas a déficit de oferta y/o transporte, el compromiso a ser cubierto por el Contrato de Energía no deberá ser superior a la demanda

propia del Agente demandante, una vez descontados aquellos otros contratos con garantía, ya sean éstos de disponibilidad de potencia o de abastecimiento.

### **3.3.12. REDUCCIÓN DE LA DEMANDA COMPROMETIDA - INTERRUMPIBILIDAD**

En un Contrato de Abastecimiento o Disponibilidad de Potencia se pueden acordar condiciones que reduzcan la demanda comprometida prevista. El contrato se interpreta como debiendo abastecer la demanda comprometida, salvo cumplirse la condición de reducción, en cuyo caso el compromiso contratado se modifica en el porcentaje o magnitud de potencia acordada.

Un contrato con cláusula de reducción de la demanda contratada debe indicar:

- a) La identificación de que se trata de un contrato con reducción de la demanda contratada.
- b) Las condiciones en que se activa la reducción de la demanda contratada, no pudiendo estas circunstancias estar relacionadas con el Precio Estacional.
- c) La magnitud de la reducción definida como un porcentaje de la demanda comprometida en el contrato, o como una cantidad fija de energía y/o potencia, que puede variar a lo largo del período de vigencia del contrato, u otra condición, siempre que pueda ser administrada por el OED.

En el despacho, redespacho y operación en tiempo real, cada vez que se active la cláusula de reducción del compromiso contractual, el OED debe ajustar la curva de carga representativa prevista y real reduciéndola en la magnitud acordada o requerida.

Un Gran Usuario Interrumpible puede acordar un Contrato de Abastecimiento o de Disponibilidad de Potencia que cubra la parte interrumpible de su demanda, si el mismo incluye una cláusula de interrumpibilidad que representa por lo menos la potencia ofertada al MEM como interrumpible y como condición para activar dicha cláusula de interrumpibilidad la convocatoria por parte del OED al Gran Usuario Interrumpible.

La cláusula de interrumpibilidad no podrá ser aplicada en los contratos de Agentes que presten el servicio de distribución y que actúen bajo la figura de GUMA, ya que éstos no pueden ofrecer Interrumpibilidad.

### **3.3.13. CONTRATO CON COMPRA ECONÓMICA DE DEMANDA**

Con el objetivo de incentivar el uso eficiente de los recursos y la compra económica de la demanda, un Gran Usuario puede acordar un Contrato de Abastecimiento por la totalidad de su demanda real que incluya gestión de demanda y/o uso racional de la energía.

Dentro del MEM, el contrato recibirá el mismo tratamiento que un contrato por la totalidad de la demanda real, o sea sin excedentes a comercializar por el Gran Usuario en el Mercado Spot.

### **3.3.14. REQUISITOS A CUMPLIR POR LOS CONTRATOS DEL MERCADO A TÉRMINO**

Un contrato del Mercado a Término debe ser administrable en el Mercado Spot. El OED tendrá la responsabilidad de administrar dentro del MEM dichos contratos, o sea realizar su seguimiento en cuanto a los apartamientos entre la energía generada por el contratado y la comprometida por sus contratos, ya sea faltante o sobrante, y entre la disponibilidad de potencia comprometida y la disponible real.

Se entiende por contrato administrable, a la información suministrada para su administración de acuerdo a lo indicado en Los Procedimientos, por lo cual el OED podrá:

- Al finalizar cada intervalo Spot, calcular la potencia y energía comprometida en el contrato y determinar para cada Agente o Comercializador si tiene operaciones de venta o de compra en el Mercado Spot.
- En sus programaciones y despacho programar la potencia y energía prevista, comprometida entregar en cada contrato.

En particular, a los efectos de la administración de un Contrato de Abastecimiento o de Energía y las transacciones Spot por faltantes o sobrantes, éste debe poder ser convertido por el OED en una curva por intervalo Spot de demanda representativa (prevista y real), determinándose así una representación del compromiso contratado en cada intervalo Spot entre cada Generador y cada agente consumidor.

### **3.3.15. ADMINISTRACIÓN DE RESTRICCIONES EN EL SUMINISTRO EN EL MEM**

En caso de restricciones en el abastecimiento, el OED tendrá en cuenta las garantías de suministro de los contratos con respaldo de potencia (de Abastecimiento, de Disponibilidad de Potencia convocado, o de Potencia Firme)

Para el caso de déficit en la programación, el despacho o la operación, el OED debe verificar si cada Generador cuenta con la disponibilidad necesaria para abastecer sus contratos.

En caso de imposibilidad de abastecer una demanda contratada, ya sea por limitaciones de Transporte y/o distribución y/o por indisponibilidad de generación propia del Generador y falta de excedentes para cubrirlo en el Mercado, el OED programará las restricciones necesarias.

Cuando el Generador, por falta de generación propia, pase a ser un Comprador en el Mercado Spot y se programen o apliquen cortes programados a la demanda, el Generador como comprador será tratado en igualdad de condiciones con el resto de la demanda a abastecer sin contratos.

De no poder abastecer la demanda contratada por **restricciones de Transporte o de distribución y no por falta de generación propia**, no se considerará que el Generador vulnera su compromiso de garantía de suministro (la energía está disponible) y no corresponderá aplicar penalizaciones.

En todos los otros casos de incumplimiento en la entrega comprometida, de estar prevista penalización en los contratos con garantía ante falla en la garantía de suministro, la misma se calculará con el suministro no abastecido, salvo que el contrato acuerde una condición distinta.

### **3.3.16. VALORIZACIÓN DE LOS APARTAMIENTOS DE UN GENERADOR**

En el contrato de abastecimiento se interpreta como si cada hora el Generador debe entregar en el Mercado, Centro de Carga del Sistema, la energía contratada, que cobra al precio acordado, independientemente de cual sea el requerimiento real de la demanda con quien realizó el contrato o la generación realmente realizada por el vendedor.

El seguimiento de los apartamientos a su compromiso contratado se hace respecto a su generación propia. El resto de su generación, dada por requerimientos del MEM por resultar más económico para el despacho teniendo en cuenta el costo a pagar por su arranque, por requerimiento de un Distribuidor, o por necesidades de transporte, se considerará forzada y, en consecuencia, se comercializará fuera del contrato en el Mercado Spot.

**Cada hora, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) realizará el seguimiento de los apartamientos de los contratos de abastecimiento (diferencia entre la generación contratada y la generación propia entregada) y su comercialización en el Mercado Spot.**

Si la generación propia de un Generador resulta superior a la requerida por sus contratos, el excedente se tratará como un Generador sin contratos del MEM, vendiendo la energía excedente al precio Spot en su nodo de conexión según corresponda.

**Si el Generador resulta entregando por debajo de su potencia contratada, el faltante lo comprará en el Mercado, y el precio de la energía será al Precio de Mercado.**

En caso de resultar su generación propia inferior a la contratada por indisponibilidad propia (o sea de sus máquinas y/o máquinas contratadas como reserva) y no por requerimientos del despacho, el Generador también podrá solicitar comprar el faltante para cumplir su contrato en el MEM, que lo entregará en la medida que exista el excedente solicitado. El precio de la energía será el Precio de Mercado.

En caso de déficit en el MEM y **aplicarse restricciones en el abastecimiento**, los Generadores resultarán despachados a su máxima carga posible. Por lo tanto, para analizar su compra/venta con el MEM se comparará su generación propia con la demanda efectivamente abastecida de sus contratos.

En resumen, un Generador que debe cubrir una energía contratada:

- Genera una parte a costo propio, con generación propia (sus máquinas y/o generación de las máquinas que contrató como reserva), para vender al precio contratado.
- Compra el faltante en el Mercado Spot, la energía al Precio de Mercado y la vende al precio contratado.
- De no existir suficiente excedente en el MEM y/o estar aplicándose restricciones a la demanda, el OED calculará la parte no abastecida en proporción a la compra requerida dentro del total del Mercado Spot y al déficit existente en el MEM.

Al finalizar el mes, el OED realizará la integración de la comercialización en el Mercado Spot de los apartamientos y **el Generador resultará acreedor o deudor** con respecto al MEM **según resulte positiva o negativa** la suma de los montos horarios comprados y vendidos.

## 4. SERVICIO DE ENERGÍA PLUS

### 4.1.1. INTRODUCCIÓN

El mercado eléctrico mayorista argentino se diseñó bajo el marco de la ley 24.065 del año 1.992, de tal manera que las decisiones de inversión debieran ser tomadas por inversores privados, los cuales en principio deberían estar dispuestos a realizar inversiones en proyectos que fueran económicamente convenientes, produciendo ganancias que permitan recuperar los costos de inversión y operativos, dejando un margen de ganancia razonable para el tipo de negocio y los riesgos involucrados.

Como resultado de la crisis económica que afectó a la Argentina a finales de 2.001, el gobierno implementó modificaciones al marco regulatorio tendientes a atemperar en el corto plazo el impacto de la crisis sobre el precio de la energía y el funcionamiento del mercado eléctrico mayorista, de tal manera de morigerar el impacto sobre los usuarios, cualquiera fuera su tipo de consumo.

Con estas medidas de urgencia lo que logro el estado nacional es postergar y modificar la política de mercado competitivo que se había implementado hasta ese momento en la Republica Argentina.

Como resultado de la política económica implementada, con un tipo de cambio real alto, con bajos costos de mano de obra en dólares y con costos de los insumos eléctricos congelados, la industria favorecida por todas estas variables comenzó a tener un crecimiento exponencial sostenido en busca de abastecer el mercado interno y motivaciones suficientes para incursionar con las exportaciones. Esto

hizo que las reservas de potencia instalada en generación y transporte, se dirigieran hacia su frontera de capacidad en el mediano plazo.

Los usuarios no industriales, al no tener señales económicas tarifarias que conduzcan a un uso racional de la energía, favorecieron al crecimiento de la demanda con tasas que superaron las expectativas previstas por encima de la media histórica.

Ante este escenario las autoridades y con la posibilidad de un grave cuello de botella, teniendo en el recuerdo situaciones semejantes sufridas en el pasado en la década del 80 y con la mirada puesta en lo sucedido en Brasil por problemas hidrológicos en la década del 90, que sufrieron una caída en el PBI muy significativo, es que decidieron cambiar la figura del estado regulador a la del estado planificador, con una participación activa en las políticas de crecimiento e inversión.

#### **4.1.2. ANTECEDENTES**

La Secretaría de Energía promulgó una serie de resoluciones que buscaron evitar en lo inmediato un fuerte incremento del precio de la energía. Entre las medidas se pueden resumir las siguientes:

- Se estableció un Precio para la Potencia Puesta a Disposición que representa en pesos argentinos un aumento del 20 % respecto del valor previo a la crisis, pero una reducción del 60% respecto del valor previo expresado en dólares estadounidenses. El valor es de 12 \$AR/MW-hrp.
- Se definió un precio máximo para la energía igual a 120 \$AR/MWh.
- Se estableció que para la determinación del precio de la energía se considere que todas las centrales disponen de gas natural independientemente de que esto efectivamente sea cierto. Con ello se evita que el precio de la energía refleje en momentos de escasez de gas natural los altos precios correspondientes a los combustibles líquidos.

La Resolución S.E. N° 240 del 14 de agosto del año 2.003, fue la que estableció el precio máximo y que las centrales disponen de gas natural. Con esta medida regulatoria se evitaba transitoriamente el incremento del precio de la energía y que las máquinas térmicas que operen con costos superiores al tope establecido, recibirán como remuneración su costo reconocido y las diferencias entre el precio de nodo respectivo y el costo reconocido, será recaudada a través de la "Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho".

Es decir que se modificó sustancialmente el funcionamiento del mercado basado en un concepto marginalista. El efecto inmediato de tales medidas fue, tal como se deseaba, que los precios de la energía no se incrementasen significativamente por efecto de la devaluación que hubo de la moneda argentina.

Sin embargo, esta situación tuvo un marcado efecto sobre las decisiones de inversión privadas; puesto que las inversiones en nueva generación tuvieron un crecimiento muy fuerte durante los primeros años del funcionamiento del mercado (hasta el año 1998), para luego frenarse casi por completo a partir de la crisis económica. El Estado se vio obligado a fomentar el desarrollo de nueva generación y ampliaciones de transporte a mediano plazo para evitar la crisis del sistema.

#### **4.1.3. PRIMERAS MEDIDAS**

Las primeras medidas tomadas por la Secretaría de Energía son de tipo "transitorias", hasta tanto se recupere la economía argentina, definiendo en tal sentido un periodo de recuperación del mercado dentro del cual las modificaciones regulatorias deberán ser dejadas sin efecto en forma paulatina, de forma tal de evitar un impacto significativo sobre las tarifas de energía eléctrica que abona la demanda.

#### 4.1.4. SEÑALES DE RECUPERACIÓN DEL MERCADO

La Secretaría de Energía a través de la Resolución N° 1.281 del 4 de septiembre de 2.006, establece que a partir del 1 de noviembre de 2.006, la energía comercializada en el Mercado Spot por los Agentes del Estado Nacional, tendrá como destino prioritario el abastecimiento de las demandas atendidas por los Agentes Distribuidores de Energía Eléctrica, que no cuentan con la capacidad de contratar su abastecimiento en el Mercado Mayorista y que no se encuentren respaldados por contratos del Mercado a Término.

La resolución indica que bajo el sostenido crecimiento de la demanda de energía eléctrica, derivada de la recuperación económica producida desde el año 2.003, el Estado Nacional requiere de la toma de decisiones que permitan garantizar el abastecimiento de la demanda existente y de la futura.

Reconoce que el Estado Nacional en los términos de la Ley N° 24.065, es la responsable de velar adecuadamente por los derechos de los usuarios y promover la competitividad del mercado de producción, garantizando el suministro de la energía de los usuarios en las actuales condiciones de crecimiento de la demanda, dado el crecimiento económico y productivo del país. Además reconoce la responsabilidad de velar por los derechos de aquellos usuarios finales, que no tienen oportunidad, capacidad o medios para poder decidir por sí mismo, el proveedor de su suministro de energía eléctrica, al no disponer de otras alternativas hábiles a su alcance.

La Resolución establece que la energía comercializada en el Mercado Spot debe ser dirigida prioritariamente a satisfacer estos suministros, por sobre otros que cuentan con las herramientas necesarias para procurarse el aseguramiento del suministro de energía eléctrica.

Por lo tanto el Estado Nacional reconoce que le corresponde dictar los actos que permitan incentivar el aumento de la capacidad de generación actualmente instalada, garantizando las condiciones necesarias que permitan invertir en el sector. Para impulsar nueva oferta energética privada, resulta adecuado reglamentar las bases, dando las señales económicas necesarias y disponer las vías de acción a seguir por partes de los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, para la instalación de nueva oferta de generación.

Con todos estos antecedentes, se establece que la energía eléctrica disponible en el Mercado Spot, deberá ser destinada a abastecer en primer lugar a las demandas de los usuarios de las distribuidoras que no tienen capacidad de contratación y luego a los suministros de las demandas de hasta 300 kW de potencia contratada, clientes de las distribuidoras.

Por el mismo mecanismo establece que, los grandes usuarios del mercado eléctrico (GUMAS Y GUMES) y las grandes demandas clientes de las distribuidoras, en ambos casos con potencias contratadas mayores a los 300 kW, pueden ser suministrados de energía y potencia con el mecanismo vigente, hasta el valor real abastecido registrado en el año base, el cual será tomado como referencia el año 2.005 y de ahora en adelante se la denomina "Demanda Base".

Para abastecer el remanente, fruto del crecimiento o expansión de la industria o negocio, deberá acudir al mercado paralelo denominado "Servicio de Energía Plus", el cual es reglamentado por la Resolución N° 1.281 y las sucesivas Notas de Implementación de dicha resolución.

Por el mismo mecanismo se establece que el servicio de Energía Plus, consiste en la oferta de disponibilidad de generación adicional por parte de los agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores que a la fecha de publicación de la presente resolución, **no sean agentes** del MEM o **no cuenten con las instalaciones** de generación a comprometer en este servicio, o que al 1 de noviembre de 2.006, **no estén interconectados** con el MEM. El objeto del Servicio de Energía Plus es poder contar con la disponibilidad de generación adicional a través de interconexión de generación existente, cierre de ciclos combinados, repotenciaciones, etc., de manera de poder alcanzar el adecuado cubrimiento de la demanda de energía eléctrica.

Con este dictamen, se estableció la primer señal de que el Estado Nacional desea recuperar el mercado de generación bajo un encuadre de competencia, como el que existía antes de la crisis, pero dando la clara señal de que no va a dejar a la deriva a la demanda existente y que el mercado de generación va a estar sometida por un tiempo más, a la regulación de precios y establecimiento de precios máximos.

Esta medida desdobló al mercado de generación en dos:

- Mercado regulado transitoriamente para demandas cautivas y demandas por debajo de 300 kW de potencia contratada.
- Mercado competitivo para demandas crecientes por encima del año base y que tengan potencia contratada por arriba de los 300 kW.

Esta resolución plantea que el mercado competitivo dará las señales a los capitalistas para invertir en generación, puesto que existe una demanda creciente, proveniente de una industria floreciente que esta dispuesta a enfrentar los nuevos precios de un mercado desregulado y competitivo. Es claro ver que este mercado es pequeño pero creciente y con un gran poder adquisitivo, el cual puede enfrentar los mayores costos y márgenes de ganancia pretendidas por los inversionistas.

También es claro que mayores costos siempre son trasladados por la industria a mayores precios de venta y por lo tanto desemboca en un impacto indirecto sobre el usuario final que consume dichos productos. El impacto es indirecto, pero no es evitable si el Estado Nacional no quiere pagar mayores costos políticos por no dar señales de recuperación de la economía.

Ahora bien, como el mercado es pequeño y la oferta puede ejercer poder sobre la necesidad de la demanda transformándose en un oligopolio, es que la Secretaría de Energía y el Organismo Encargado del Despacho (OED), deberán validar los acuerdos que se celebren bajo la modalidad del Servicio de Energía Plus. Establece que los precios monómicos pactados en los acuerdos que se celebren bajo esta modalidad, deberán estar compuestos por los costos asociados y un margen de utilidad. Por lo tanto, la Secretaría de Energía definirá para todos los casos el margen de utilidad, como así también el OED, validará los costos asociados.

<b>MERCADO</b>	<b>COMPETITIVO</b>	<b>COSTOS ASOCIADOS Y MARGEN DE UTILIDAD</b>
	<b>REGULADO</b>	<b>DECLARACION DE COSTOS Y PRECIOS MÁXIMOS</b>

El punto de entrega de la potencia será el centro de cargas del sistema, entendiéndose hasta el presente como el nodo Ezeiza, por lo que el generador deberá abonar el cargo de transporte hasta dicho nodo y el demandante deberá abonar el cargo variable desde dicho nodo hasta su punto de suministro.

#### **4.1.5. IMPLEMENTACIÓN**

En la NOTA S.E. N° 1.408 del 6 de noviembre de 2.006 y NOTA S.E. N° 1.374 del 27 de octubre de 2.006 Criterios para la Implementación de la Resolución S.E. N° 1.281 del 4 de septiembre del 2.006, en el Anexo II, "Respaldo Físico en Contratos del Mercado a Término", la cual dice:

"La Resolución S.E. N° 1.281 del 2.006 define la capacidad a respaldar físicamente, con oferta de generación actual la "demanda base" y a través del Servicio Energía Plus los excedentes sobre dicho valor, para los Grandes Usuarios del MEM y Grandes Clientes de un Distribuidor de Energía Eléctrica con demandas mayores o iguales a 300 kW".

En dicha Resolución se definen los criterios a aplicar para establecer el respaldo físico brindado por los Contratos del Mercado a Término con que cuentan los agentes demandantes del MEM. En ese sentido,

los contratos con respaldo físico deberán corresponderse con las características y tipologías establecidas en el Capítulo 4 de “Los Procedimientos”, como así también satisfacer las exigencias definidas en las Resoluciones S.E. N° 426/2.004 y 1.423/2.004.

Básicamente, la demanda de los Grandes Usuarios del Mercado tienen la garantía de que su demanda base abastecida en el año 2.005 será cubierta con la disponibilidad de la generación actual y que la demanda creciente sea cubierta por nueva generación que ingrese al mercado a fecha posterior a la dispuesta en la resolución en estudio y que ingresen bajo las características denominada de Servicio de Energía Plus.

<b>DEMANDA</b>	<b>CRECIENTE</b>	<b>ENERGÍA PLUS</b>
	<b>BASE</b>	<b>GENERACIÓN ACTUAL</b>

Las características de los contratos que se celebrarán en el mercado, a partir de la Resolución S.E. N° 1.281 del 2.006, tendrán las siguientes características:

1) El alcance de los respaldos físicos que otorgarán los contratos del Mercado a Término vigentes a partir del 1° de noviembre de 2.006, conforme al tipo y categoría de la demanda del MEM, es el siguiente:

- **GUMA**: Sus contratos podrán brindar respaldo físico hasta el mínimo entre la potencia contratada y la Demanda Base.
- **GUME  $\geq$  300 kW**: Sus contratos podrán brindar respaldo físico hasta el mínimo entre la potencia contratada y la Demanda Base.
- **DISTRIBUIDORES**: Sus contratos podrán brindar respaldo físico a la demanda cautiva y para los Grandes Clientes mayores a 300 kW hasta el mínimo entre la potencia contratada y la Demanda Base.

2) Los nuevos Contratos del Mercado a Término, alcanzados por el Capítulo 4 de Los Procedimientos, estarán limitados a otorgar respaldo físico, con generación existente a la fecha de dictado de la Resolución S.E. N° 1.281/2.006 conforme lo siguiente:

- **GRANDES USUARIOS  $\geq$  300 kW**: Los contratos para este tipo de demandantes podrán proveer respaldo físico por hasta el mínimo entre la demanda base y la Potencia total Contratada.
- **DISTRIBUIDORES**: Sus contratos podrán brindar respaldo físico a la demanda cautiva y para los Grandes Clientes mayores a 300 kW hasta el mínimo entre la potencia contratada y la Demanda Base.

3) Nuevos Contratos del Mercado a Término con Nueva Generación:

Los nuevos Contratos del Mercado a Término alcanzados por el Capítulo 4 de “Los Procedimientos” podrán otorgar respaldo físico por hasta la potencia contratada conforme las estipulaciones contenidas en dicho Capítulo y lo reglado en la normativa vigente respecto a la disponibilidad de combustible propio.

4) Contratos del Servicio de Energía Plus:

Los nuevos contratos a celebrarse bajo el régimen del Servicio Energía Plus, podrán brindar los respaldos físicos que se contraten conforme el tipo y categoría de Agente demandante:

- **GUMAS:** Estos contratos brindarán respaldo físico por la potencia contratada para el servicio en cada hora.
- **GUMES  $\geq$  300 kW:** Estos contratos brindarán respaldo físico por la potencia contratada para el servicio en cada hora.
- **DEMANDANTES  $<$  300 kW:** Conforme lo dispuesto en el Artículo 3° de la Resolución S.E. N° 1.281/2.006, no están habilitados a contratar el Servicio Energía Plus.
- **DISTRIBUIDORES para sus Grandes Clientes  $\geq$  300 kW:** Los contratos celebrados por estos agentes podrán brindar respaldo físico por la potencia contratada en el Servicio Energía Plus por el Distribuidor, por cuenta y orden de sus Grandes Clientes.

5) Nuevo Gran Usuario  $\geq$  300 kW con “Demanda Base” = Cero:

Aquel nuevo Agente Gran Usuario del MEM con “Demanda Base” igual a Cero (0), que certifique que su punto de suministro se corresponde con una inversión en una nueva planta o establecimiento validado por la Secretaría de Energía, en consulta con la Secretaría de Estado competente, deberá contar con el respaldo físico otorgado por el Servicio de Energía Plus y está habilitado a contratar el abastecimiento, sin respaldo, de su demanda de energía eléctrica, conforme lo establecido en el Capítulo 4 de “Los Procedimientos”, satisfaciendo los niveles de contratación mínimos establecidos en el mismo.

En el siguiente diagrama esquemático se desea representar a modo de resumen, las características de la nueva segmentación del mercado en tipo de demanda y en posibilidades de abastecimiento de su demanda base y creciente:

CLASIFICACION DE LA DEMANDA	GUMA	CRECIENTE	ENERGÍA PLUS
		BASE	GENERACIÓN ACTUAL
	GUME $>$ 300 KW	CRECIENTE	ENERGÍA PLUS
		BASE	GENERACIÓN ACTUAL
	GUME $\leq$ 300 KW	CRECIENTE	GENERACIÓN ACTUAL
		BASE	GENERACIÓN ACTUAL
	GUPA	CRECIENTE	GENERACIÓN ACTUAL
		BASE	GENERACIÓN ACTUAL
	DISTRIBUIDORES GUME $\geq$ 300 KW	CRECIENTE	ENERGÍA PLUS
		BASE	GENERACIÓN ACTUAL
	DISTRIBUIDORES DEMANDA CAUTIVA	CRECIENTE	GENERACIÓN ACTUAL
		BASE	GENERACIÓN ACTUAL

#### **4.1.6. CONTRATOS DEL SERVICIO DE ENERGÍA PLUS**

Los contratos de prestación del servicio de Energía Plus deben tener duración mínima y fechas de inicio, conforme a lo establecido para los contratos de abastecimiento del Mercado a Término, en el Capítulo 4 de Los Procedimientos.

En cuanto a los requerimientos del servicio de Energía Plus que se presenten en las licitaciones, deben realizarse por los mismos plazos mínimos y las mismas fechas de inicio que las establecidas para los contratos de abastecimiento del mercado a término.

La presentación de los contratos y los requerimientos del servicio de Energía Plus, se deben producir en forma trimestral, satisfaciendo los requisitos que se establecen en la norma.

#### **4.1.7. INFORMACIÓN A PRESENTAR EN LOS CONTRATOS DE ENERGÍA PLUS**

Existe una información mínima e indispensable a presentar ante CAMMESA para la administración de los contratos de Energía Plus. La parte vendedora debe presentar en los plazos establecidos para los contratos de abastecimiento del Mercado a Término del capítulo 4 de Los Procedimientos, la información requerida para la administración en el MEM de los contratos de Energía Plus.

La información se puede resumir en sus puntos más importantes a continuación:

- Tipo de Contrato en el Mercado a Término, de Abastecimiento o de Disponibilidad de Potencia.
- Potencia Contratada.
- Plazo de contratación.
- Precios Fijos, Variables y Monómico.
- Desagregación de los costos asociados.
- Margen de utilidad aplicado.
- Horas anuales de funcionamiento mínimo comprometido.
- Cláusula de interrumpibilidad transitoria del contrato.
- Datos identificatorios de la parte compradora.
- Demanda Base abastecida en el año de referencia.
- Datos identificatorios de la parte vendedora.
- Máquinas o centrales que respaldan el contrato de Energía Plus.
- Información con las características técnicas de las unidades generadoras.
- La facturación de los contratos de Energía Plus será realizada directamente entre las partes involucradas.
- Los Cargos por los servicios prestados por el MEM, se determinan y facturan a la parte demandante, conforme la metodología establecida en Los Procedimientos.

- Otra información establecida en el capítulo 4.de Los Procedimientos para los Contratos del Mercado a Término.

#### **4.1.8. APROBACIÓN DE LOS CONTRATOS DE ENERGÍA PLUS**

Una vez que se venció el plazo para la presentación de los contratos de Energía Plus, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista de Energía, CAMMESA, debe elevar en el plazo máximo de 10 días, un informe a la Secretaría de Energía, con el estudio y conclusiones de los costos asociados propuestos en los contratos de Energía Plus presentados hasta ese momento entre las partes interesadas.

La Secretaría de Energía debe proceder a la aprobación o rechazo del informe de costos de cada uno de los contratos presentados.

En el caso de darse que exista un rechazo del informe presentado, la Secretaría de Energía determinará los costos y rentabilidades máximas aceptables, los cuales serán informados a las partes involucradas para el ajuste de las condiciones contractuales.

#### **4.1.9. LICITACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA PLUS**

En el caso de existir demandantes del servicio de Energía Plus que demuestren no haber podido celebrar contratos para la prestación de sus excedentes, podrán setenta y cinco días corridos antes del vencimiento del trimestre estacional en curso, solicitar a la Secretaría de Energía se lleve a cabo un llamado a licitación por los volúmenes de potencia adicional a la demanda base, que requieran los Grandes Usuarios del mercado.

Para que esto sea posible, los usuarios interesados deberán presentar a la Secretaría de Energía la documentación probatoria de las gestiones realizadas para la contratación del servicio de Energía Plus.

CAMMESA deberá realizar el llamado a licitación cuarenta y cinco días corridos antes del inicio del periodo estacional o trimestre respectivo, para el cubrimiento de las solicitudes del servicio de Energía Plus que resultaron autorizados por la Secretaría de Energía, bajo los términos que ésta establecerá en cada oportunidad.

#### **4.1.10. CARGO VARIABLE DE TRANSPORTE**

Se considera que el punto de entrega de la potencia contratada bajo el servicio de Energía Plus, es el centro de cargas del sistema, el cual se encuentra físicamente ubicado en el nodo Ezeiza.

Por lo tanto CAMMESA debe calcular y facturar a cada parte de los contratos del servicio de Energía Plus, el cargo variable correspondiente, aplicando la metodología establecida en Los Procedimientos.

#### **4.1.11. DECLARACIÓN DE LOS COSTOS DEL SERVICIO DE ENERGÍA PLUS**

Los generadores deben presentar bien explícito en sus contratos, los costos asociados que les representa el servicio de Energía Plus, por lo tanto deben presentar como mínimo la siguiente información, para que CAMMESA pueda evaluar si estos corresponden o no a los costos óptimos, conforme al tipo de máquina que se pone a disposición del nuevo servicio:

- Monto Total de la Inversión.
- Descripción del Proyecto.

- Cronograma de desembolsos.
- Estructura de Financiamiento, tasa de interés, plazo de devolución, vida útil del proyecto, etc.
- Costos de Combustibles requeridos para prestar el servicio.
- Costos no Combustibles.
- Costos de Operación y Mantenimiento.
- Costos financieros.
- Costos de Transporte.
- Gastos CAMMESA.
- Cargos fideicomiso de Gas.
- Impuestos.

#### **4.1.12. TRANSACCIONES ECONÓMICAS DE LOS CONTRATOS DE ENERGÍA PLUS**

La Compañía Administradora del Mercado Mayorista de Energía, CAMMESA, debe realizar los cálculos de las transacciones económicas correspondientes a la parte vendedora y compradora en los contratos de Energía Plus, representando a estos como contratos del mercado a Término en el capítulo 4 de los Procedimientos, cuya potencia contratada, en este acto, será la correspondiente al servicio de Energía Plus acordado entre las partes y autorizado por la Secretaría de Energía.

Los excedentes de la energía producida conforme el despacho económico realizado, que no se encuentren comprometidos contractualmente en éste u otros servicios, serán adquiridos por CAMMESA para el Mercado Spot.

Los generadores participantes en los contratos de Energía Plus podrán, de corresponder según el contrato celebrado, particularmente los del tipo de Abastecimiento, adquirir la energía necesaria para cubrir las obligaciones derivadas del contrato, abonando el precio por el excedente de energía consumida por sobre la demanda base registrada en el año de referencia.

Dicho precio por el excedente de energía consumida, resulta del promedio del costo adicional de las unidades generadoras que resultaron necesarias despachar para cubrir estos incrementos de demanda, incluyendo la energía producida por las maquinas con potencia comprometida en el servicio de Energía Plus, que no se encuentren cubriendo compromisos de ese servicio.

Para el caso de contratarse el servicio de Energía Plus bajo las características de un contrato de Disponibilidad de Potencia, según lo establecido en el capítulo 4 de Los Procedimientos, y no estar convocado dicho contrato, la demanda asociada al mismo, es decir el gran usuario, deberá abonar el precio por el excedente de energía consumida por el procedimiento antes explicado.

#### **4.1.13. RESTRICCIONES DEL SUMINISTRO A LA DEMANDA**

En el caso eventual de aplicarse restricciones en el suministro a la demanda en la región donde se encuentra vinculada la parte compradora, es decir el gran usuario, el costo variable de producción de la potencia generada y abastecida al contrato por la parte vendedora, **será asumido totalmente por la parte compradora** del servicio de Energía Plus.

## 5. DESCRIPCIÓN DE ACTUALES INICIATIVAS Y PROYECTOS DE INVERSIÓN EN EL MARCO DEL SERVICIO DE ENERGÍA PLUS

### 5.1. DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS PROYECTOS MÁS IMPORTANTES

Hasta el presente se conocen dos proyectos de envergadura que están desarrollándose bajo el marco del Servicio de Energía Plus, definido por Resolución S.E. N° 1.281 del 4 de Septiembre de 2.006.

Uno de ellos es el que lleva adelante la empresa EMGASUD S.A., denominado proyecto INGENTIS (que significa “aguas del este” o “final del camino”), el otro lo lleva a cabo la empresa Pampa Holding.

#### 5.1.1. PROYECTO INGENTIS

El proyecto INGENTIS a desarrollar por EMGASUD SA consiste en una planta de generación de energía eléctrica ubicada en la localidad de Dolavón (Provincia de Chubut), la que estará compuesta por una unidad ciclo combinado de 460 MW y una granja eólica constituida por 50 unidades de 2 MW cada una. El ciclo combinado utilizará como combustible gas natural y la planta inyectará su producción al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) en la Línea de Alta Tensión (LAT) 500 KV Puerto Madryn – Pico Truncado.

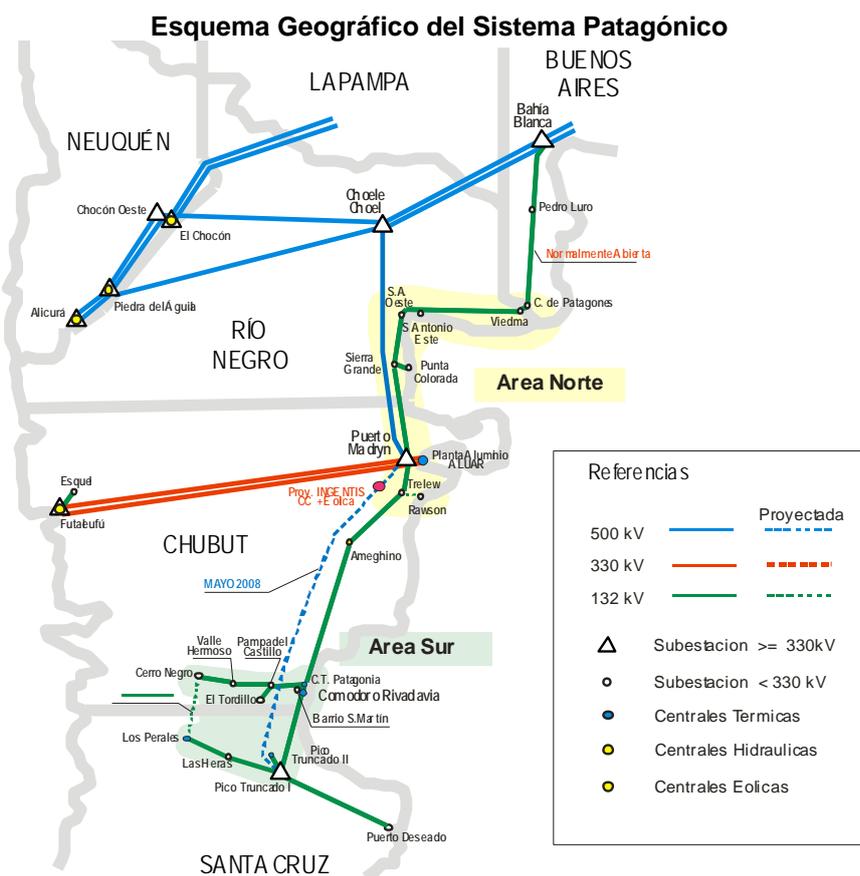
La nueva central tendrá una producción anual próxima a los 4.100 GWh. El gas natural requerido por la central térmica será abastecido por medio de una derivación del gasoducto San Martín de TGS, del mismo propietario EMGASUD S.A.

En el cuadro siguiente se resumen las características del proyecto INGENTIS:

<b>Principales Características del Proyecto INGENTIS</b>	
<b>LOCALIZACIÓN</b>	
Geográfica	Dolavón - Prov. Chubut
Acceso al SADI	Sobre LAT Puerto Madryn - Pico Truncado (a 80 Km de Pto. Madryn)
<b>GENERACIÓN</b>	
<b>Planta Eólica</b>	
Tipo	Aerogenerador de 2 MW
Potencia instalada	100 MW (50 x 2)
Velocidad de corte (Velocidad Máxima)	25 m/s
Velocidad media Anual (Dolavón)	9,3 m/s
Factor de Producción Medio Anual	40,0 %
Disponibilidad	95 %
O&M	3,17 10 <sup>6</sup> USD/año
Fecha E/S	Enero 2.009
<b>Unidad Ciclo Combinado</b>	
Tipo	Ciclo Combinado
Potencia instalada	460 MW
Rendimiento	55 % (1.550 kCal/kWh)
Disponibilidad	90 %
O&M	3,00 USD/MWh
Fecha prevista de E/S	Enero 2.009

El proyecto ha considerado la prolongación hasta Pico Truncado de la LAT 500 kV Choele Choele - Puerto. Madryn, ésta última de reciente incorporación al MEM, más precisamente a partir de marzo del 2.006 comenzó su operación técnica y comercial. Es justamente sobre esta prolongación en la localidad de Dolavón, a 80 Km de Pto. Madryn donde se inyectará al SADI la producción de la central evaluada.

En la siguiente figura se muestra la red de transporte del sistema patagónico con las ampliaciones de transporte antes mencionadas, asimismo se indica la localización del Proyecto INGENTIS.



Para la licitación de los equipos presentaron ofertas la alemana Siemens, la francesa Alstom, la norteamericana General Electric y la japonesa Mitsubishi. El proyecto contempla una inversión de \$ 1.200 millones, de los cuales \$ 400 millones serán aportados por Emgasud y el resto por el banco Crédit Suisse.

Por otro lado, el proceso de Open Seasons fue finalizado en el mes de diciembre de 2.006, con la participación de distintas industrias argentinas que compraron en el marco de lo que prevé la resolución 1.281 de la Secretaría de Energía. Se presentaron en ese concurso y compraron energía eléctrica por 550 megavatios.

Las empresas que se presentaron y que ya han firmado el acuerdo con EMGASUD y la provincia de Chubut son: SAIC Solvay; Censa; PBB Polisur, Profertil, SS; Compañía del Plata; Central Tandil; Cerro Negro; Vicentín; Peinad y AGD.

Por otro lado, la empresa EMGASUD por su cuenta, lanzó otro Open Seasons a los efectos de construir un gasoducto paralelo a las ampliaciones que lleva adelante en el Gasoducto del Sur, en el proyecto 2.006-08, que prevé una transportación de cerca de 23 millones de metros cúbicos, en el marco de los fideicomisos nacionales y de 3 millones de metros cúbicos, en el marco del proyecto de EMGASUD.

En ese Opens Season participaron las empresas industriales: DSAIC, Grupo Bunge, Aceitera General

Dehesa, Saic Solvay, Acindar, Vicentín, Cantera Cerro Negro, Petroquímica Cuyo, Cipar - Ledesma, entre otras, por un contrato del orden de los 3 millones de metros cúbicos diarios más.

### 5.1.2. PROYECTO DE PAMPA HOLDING

El proyecto consiste en la ampliación de las centrales térmicas existentes de Güemes y Loma de la Lata.

La Central Térmica Güemes, se encuentra ubicada en el Noroeste de la República Argentina, en la Ciudad de Gral. Güemes, Provincia de Salta.

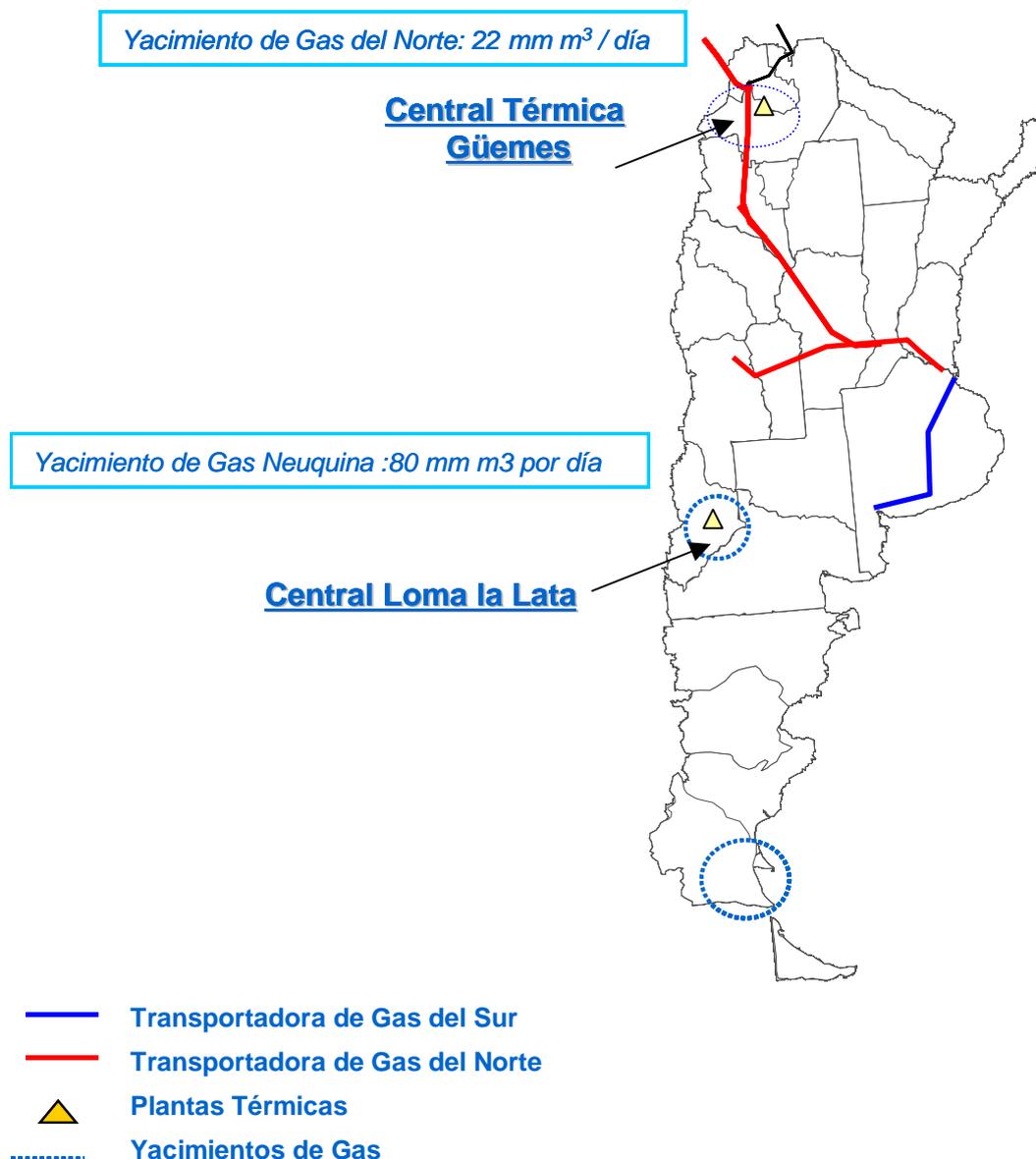
La otra Planta de Generación Térmica se encuentra ubicada en Loma de la Lata, Provincia de Neuquén.

El proyecto consiste en lo siguiente:

- Ampliación de la Central Térmica Güemes, con la instalación de un Ciclo Combinado de 173 MW de potencia neta operando a gas natural.
- Repotenciación de la Central Térmica Loma de la Lata consistente en la instalación de un grupo turbo vapor (TV), para formar un ciclo combinado de 540 MW de potencia neta operando a gas natural. Es importante recordar que la central tiene en este momento un grupo turbo gas (TG)

En el cuadro siguiente se resumen las principales características de los proyectos evaluados:

<b>Principales Características del Proyecto CT Güemes y CT Loma de la Lata</b>		
Tipo:	Ciclo Combinado - CT Güemes	Loma de la Lata - Ciclo Combinado (incorpora solo TV)
Potencia Instalada:	173 MW 113,4 MW TG + 60 MW TV	510 MW 3 * 125 MW TG (existe) + 180 MW TV
Rendimiento Calórico:	TG 33,6 % (2.550 kCal/kWh) CC 51 % (1.650 kCal/kWh)	TG 33,7 % (2.560 kCal/kWh) CC 52 % (1.690 kCal/kWh)
Fecha Ingreso:	Julio 2.008 (TG) Agosto 2.009 (TV)	Octubre 2.009



Como se observa en el mapa, los dos emprendimientos se ubican en cercanías de las cuencas gasíferas más importantes del país, por lo tanto la posibilidad del combustible gas natural en abundancia y con costos adaptados es alta, haciendo que la factibilidad económica sea positiva.

## 6. Metodología de Evaluación de Proyectos de Inversión en Generación

### 6.1. OBJETIVO

En este punto se describe en primer lugar la metodología detallada que se aplica normalmente para analizar proyectos de inversión en generación, en un esquema de mercado eléctrico competitivo. Se trata de la metodología que se aplica cuando se busca realizar una evaluación exhaustiva de un proyecto de generación determinado, con características y localización específicas. En tales casos, el objetivo es determinar los ingresos y egresos operativos que pueden esperarse del proyecto, en un período de tiempo considerado para el análisis, típicamente entre 10 a 15 años. Esta forma de evaluación se basa en simular las condiciones de operación futuras esperadas para el sistema, a los efectos de determinar el despacho de generación que podría tener la central bajo análisis, en base a las condiciones esperadas de evolución futura del sistema eléctrico, siguiendo la política y procedimientos que se aplican para la

operación del mismo.

Posteriormente se describe la metodología particular que se ha utilizado en este trabajo para analizar proyectos de generación genéricos. En este caso, más que evaluar en forma exhaustiva un proyecto de generación determinado, se busca resaltar la influencia que ciertos elementos tiene sobre la rentabilidad de un proyecto de esta naturaleza, y por ende sobre la viabilidad económica del mismo. A diferencia de la metodología general, en este caso no se realiza la simulación de la operación futura del sistema para determinar los ingresos y egresos esperados del proyecto por compra y venta de energía, sino que se consideran valores medios de despacho y ventas planas de energía y potencia por contratos de abastecimiento dentro del esquema de Energía Plus.

## 6.2. METODOLOGÍA DETALLADA DE EVALUACIÓN

### 6.2.1. MODELO DE SIMULACIÓN: DETERMINACIÓN DE LOS INGRESOS FUTUROS POR VENTA DE ENERGÍA Y POTENCIA

En términos generales, los ingresos de las centrales que operan en el MEM surgen de sus ventas de energía en el denominado Mercado Spot y por Contratos a Término suscritos con agentes demandantes.

$$\text{Ingresos [USD]} = \text{Ventas Mercado Spot [USD]} + \text{Ventas x Contrato [USD]}$$

Los ingresos por ventas en el Mercado Spot surgen de los siguientes conceptos:

- Ventas de Energía = Producción de la central vendida en el mercado spot valorizada al precio de la energía en el mercado spot

$$\text{Ventas Energía Spot [USD]} = \text{Energía Spot [MWh]} \times \text{Precio Energía Spot [USD/MWh]}$$

- Ventas de Potencia = Potencia Puesta a Disposición (PPAD) correspondiente a las centrales valorizada al Precio de la Potencia Puesta a Disposición (\$PPAD)

$$\text{Ventas Potencia [USD]} = \text{PPAD [MW]} \times \$\text{PPAD [USD/MW-hrp]} \times 90 \text{ hs}$$

La producción de las centrales se obtiene como resultado del despacho económico de generación que cumple con la función objetivo de abastecer la totalidad de la demanda a mínimo costo. El despacho económico de generación no toma en cuenta, si los hubiere, los contratos suscritos por los agentes del mercado.

Las centrales hidráulicas y térmicas compiten todas ellas para abastecer la demanda en función de sus costos incrementales de producción.

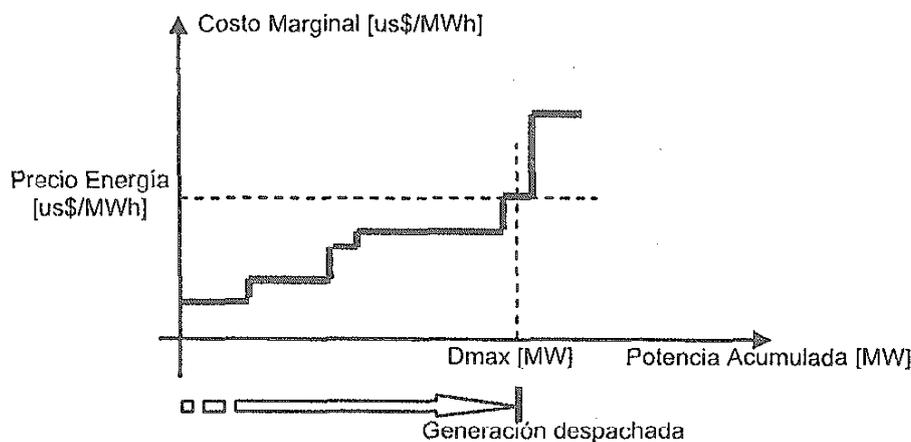
Para las plantas térmicas dichos costos son los correspondientes a combustibles más otros costos variables.

Las plantas hidráulicas por su parte compiten con el denominado "valor del agua" el cual representa el costo de sustitución térmico futuro.

El despacho económico de generación ordena la oferta disponible en función de sus costos variables de producción ó valor del agua según corresponda al tipo de central. En cada hora resultan generando las máquinas de menor costo hasta totalizar una potencia igual a la demanda a abastecer.

Como resultado del despacho económico de generación se obtiene para cada hora, las máquinas que resultan generando. El Precio de la Energía en el Mercado Spot queda definido por el Costo Variable de Producción / Valor del Agua más alto (Costo Marginal de Corto Plazo - CMgCP) de las centrales despachadas. La figura siguiente muestra conceptualmente el procedimiento utilizado para determinar el precio de la energía, conforme a lo antes indicado.

## Precio de la Energía



El precio de la energía en el mercado spot es diferente en cada hora y a lo largo del año ya que depende:

- De la demanda.
- De la oferta disponible de generación.
- De los aportes hidrológicos a las centrales hidráulicas.
- De los precios de los combustibles utilizados por la generación térmica.
- De la importación / exportación de energía.

Por tal motivo para predecir los precios de la energía a futuro y el despacho de generación es necesario realizar una simulación de la evolución a futuro del mercado utilizando a tal efecto modelos de simulación del despacho hidrotérmico de generación y definiendo un conjunto de escenarios representativos de la evolución a futuro de las variables que pueden afectar el despacho de generación y correspondientemente los precios de la energía en el mercado spot.

Para poder proyectar los despachos de generación y precios futuros de la energía es necesario realizar una simulación de la operación futura del sistema, basado en hipótesis de evolución de la demanda de energía, precios y disponibilidad de combustibles, condiciones hidrológicas y expansiones previstas para los sistemas de generación y transmisión. El software de simulación normalmente utilizado para estudios en el sistema Argentino es compuesto por los modelos de despacho hidrotérmico OSCAR y MARGO. Estos modelos son los que utiliza CAMMESA para programar la operación del mercado (programación estacional).

Los modelos OSCAR y MARGO permiten representar el despacho conjunto del parque hidrotérmico de generación, tomando en cuenta los costos variables de combustible, operación y mantenimiento de cada una de las centrales. A dichos efectos, el propio modelo estima el valor del agua contenida en los embalses lo cual permite optimizar el uso del recurso hidráulico minimizando el costo de abastecimiento de combustible en el largo plazo.

La simulación se puede llevar igualmente a cabo con otros modelos computacionales, que permitan representar las características de despacho óptimo de un sistema hidrotérmico basado en costos de operación.

La simulación del sistema eléctrico se lleva a cabo para un conjunto predefinido de crónicas hidrológicas, representativas de los posibles aportes hidrológicos futuros, que se obtienen a partir de la información histórica de aportes. Los principales resultados que se obtienen son despacho de generación, costos marginales del sistema, ingresos de los generadores, costo de abastecimiento, interconexiones entre países, etc.

El precio al cual tiende la energía en el largo plazo, bajo el punto de vista de la eficiencia económica y operativa, se denomina Costo Marginal de Largo Plazo (CMLP) del sistema. En los mercados donde la oferta y la demanda están adaptadas se cumplen los siguientes principios:

- Se abastece la demanda con un adecuado nivel de calidad. Este nivel es medido comparando la Energía No Suministrada (ENS) por insuficiente generación con la energía efectivamente abastecida. Un índice de calidad razonable es tener una ENS del orden de 1/1.000 a 1/10.000 de la energía abastecida.
- Se tiene un razonable margen de reserva de generación de forma tal de cubrir las variaciones de oferta a que dan lugar las salidas de servicio programada o forzada de generación y la aleatoriedad de los aportes hidrológicos. Un margen de reserva razonable, es en el entorno del 30% de la demanda máxima.
- El precio de la energía en promedio se ubica en el entorno del denominado CMgLP.

$$\text{Precio de la Energía} = \text{AMgCP} = \text{CMgLP}$$

El CMgLP es igual a la retribución por unidad de energía producida que requiere una central de generación para ser un proyecto económicamente rentable. Para Argentina, el tipo de proyecto que es razonable considerar es una central térmica tipo Ciclo Combinado que utiliza como combustible el Gas Natural.

Se mencionó en la sección 2 que atenuar los riesgos y motivar la inversión privada para garantizar la sustentabilidad del sector a largo plazo, los generadores reciben una remuneración adicional a la venta de energía, definida por la potencia efectivamente puesta a disposición. En la evaluación de los ingresos esperados de un proyecto, debe evaluarse este ingreso, considerando el precio de la potencia que se opera en el MEM en el momento de evaluación del proyecto, y el que puede esperarse en el futuro. Para un proyecto que se evalúe en las condiciones actuales de MEM puede considerarse que el Precio de la Potencia (\$PPAD) mantiene al valor actual (12 \$/MW-hrp) en todo el periodo de evaluación. La remuneración que por este concepto resulta directamente de su despacho en horas de remuneración de potencia (90 horas de máxima demanda de cada semana), con un mínimo equivalente a su despacho en condiciones hidrológicas extraseca.

El periodo de simulación debe abarcar los años de evaluación económica necesaria para la recuperación de la inversión a una tasa razonable, normalmente se consideran periodos de 10 a 15 años.

### 6.2.2. DATOS DEL MODELO (INPUT)

El modelo de simulación se utiliza como input información sobre evolución futura esperada de ciertas variables que definen la operación de un sistema eléctrico. Se describen a continuación como deben considerarse estas variables de entrada en la evaluación de proyectos de inversión en generación:

#### a) *Evolución Esperada de la Demanda del MEM*

La evolución de la demanda es el driver fundamental que determina la necesidad de ampliación de un sistema eléctrico, en todos sus estratos, es decir desde la generación a la distribución secundaria.

El análisis sobre la evaluación futura esperada de la demanda eléctrica puede realizarse con diferentes grados de desagregación, dependiendo de los objetivos del estudio, de la metodología de proyección que se utilice y de la información disponible. Así por ejemplo, la evolución de la demanda puede desagregarse por sector de uso, distinguiendo entre los sectores residencial, comercial, industrial, servicios sanitarios, oficial, riego agrícola, electrificación rural, tracción eléctrica, etc. Otra forma de desagregación es por región eléctrica; en el país se distinguen Buenos Aires y Gran Buenos Aires, Litoral, Comahue, Centro, Cuyo, NEA, NOA y Patagónico. Esta última representación es a que se utiliza en modelos de simulación de la operación.

En cuanto a la metodología para la proyección de la demanda futura existen una cantidad de métodos, la mayoría de los cuales están basados en teórica de estadísticas. Además de estos métodos convencionales, en los últimos años se han desarrollado procedimientos alternativos basados en

técnicas de inteligencia artificial, como por ejemplo las redes neuronales artificiales

Se presenta en este punto una proyección de la demanda total del sistema argentino, desagregada en la demanda del SADI y la demanda del Sistema Integrado Patagónica. Si bien desde principios del año 2005 estos sistemas operan interconectados, la información histórica de su demanda se encuentra desagregada, por tal motivo se han proyectado ambas en forma independiente.

En la tabla y gráfico siguiente se muestra la evolución registrada de los últimos 15 años y la proyectada para los próximos 10 años de la demanda del MEM, al nivel de nodos de compra de sus agentes (no incluyen pérdidas en alta tensión).

La tasa media de crecimiento en el período que abarca los últimos 14 años (1.993 a 2.006) fue de 5,22 %. Se puede observar además que la tasa de crecimiento presenta un fuerte descenso en los años 2.001 / 2.002, llegando a tener valores negativos (-1,5 %) en el año 2.002 como directo reflejo de la crisis económica que afectó a la Argentina sobre finales del 2.001.

Basada en la recuperación de la economía, la tasa de crecimiento durante el 2.003 resultó del 7,4 % descendiendo hasta estabilizarse en valores cercanos a los históricos hacia el año 2.005.

En la tabla siguiente también se indica la demanda prevista a futuro, dicha demanda se proyecta asumiendo para los años 2.007, 2.008 y 2.009 los valores previstos por CAMMESA (reprogramación trimestral de Febrero 2.007). Para el periodo 2.010 – 2.016 se considera que la tasa de crecimiento decrecerá levemente acompañando una retracción en el crecimiento del PBI. A partir del 2.016 hasta el final del periodo de estudio, año 2.022, se considera la tasa de crecimiento del último año testigo, puesto que no se posee mejor información a tan largo plazo.

<b>DEMANDA REGISTRADA DE AGENTES DEL MEM</b>						
No incluye pérdidas de transmisión en Distros y Transmisión en Alta Tensión						
Año	Demanda de energía [GWh/ año]			Tasa de crecimiento [%]		
	MEM	MEMSP	Total	MEM	MEMSP	Total
1.992	45.942	3.742	49.684	-		
1.993	48.821	3.911	52.732	6,30%	4,50%	6,13%
1.994	51.908	4.127	56.035	6,30%	5,50%	6,26%
1.995	53.790	4.195	57.985	3,60%	1,70%	3,48%
1.996	57.783	4.311	62.094	7,40%	2,80%	7,09%
1.997	62.184	4.486	66.670	7,60%	4,10%	7,37%
1.998	65.669	4.616	70.285	5,60%	2,90%	5,42%
1.999	68.785	5.043	73.828	4,70%	9,20%	5,04%
2.000	71.748	5.898	77.646	4,30%	17,00%	5,17%
2.001	73.607	5.808	79.415	2,60%	-1,50%	2,28%
2.002	72.123	6.140	78.263	-2,00%	5,70%	-1,45%
2.003	77.738	6.344	84.082	7,80%	3,30%	7,44%
2.004	82.969	6.463	89.432	6,70%	1,90%	6,36%
2.005	87.780	6.382	94.162	5,80%	-1,30%	5,29%
2.006	94.542	6.457	100.999	7,70%	1,18%	7,26%

Fuente: CAMMESA.

<b>DEMANDA PROYECTADA DE AGENTES DEL MEM</b>						
No incluye pérdidas de transmisión en Distros y Transmisión en Alta Tensión						
Año	Demanda de energía [GWh/ año]			Tasa de crecimiento [%]		
	MEM	MEMSP	Total	MEM	MEMSP	Total
2.007	100.120	6.534	106.654	5,90%	1,20%	5,60%
2.008	105.627	6.619	112.246	5,50%	1,30%	5,24%

<b>DEMANDA PROYECTADA DE AGENTES DEL MEM</b>						
No incluye pérdidas de transmisión en Distros y Transmisión en Alta Tensión						
Año	Demanda de energía [GWh/ año]			Tasa de crecimiento [%]		
	MEM	MEMSP	Total	MEM	MEMSP	Total
2.009	111.225	6.705	117.930	5,30%	1,30%	5,06%
2.010	117.120	6.793	123.912	5,30%	1,30%	5,07%
2.011	123.093	6.888	129.981	5,10%	1,40%	4,90%
2.012	129.494	6.984	136.478	5,20%	1,40%	5,00%
2.013	135.968	7.089	143.057	5,00%	1,50%	4,82%
2.014	142.767	7.195	149.962	5,00%	1,50%	4,83%
2.015	149.620	7.310	156.930	4,80%	1,60%	4,65%
2.016	156.801	7.427	164.229	4,80%	1,60%	4,65%
2.017	164.328	7.546	171.874	4,80%	1,60%	4,66%
2.018	172.215	7.667	179.882	4,80%	1,60%	4,66%
2.019	180.482	7.790	188.271	4,80%	1,60%	4,66%
2.020	189.145	7.914	197.059	4,80%	1,60%	4,67%
2.021	198.224	8.041	206.265	4,80%	1,60%	4,67%
2.022	207.739	8.170	215.908	4,80%	1,60%	4,68%

Fuente: Propia.

#### b) *Exportación de Energía*

El sistema eléctrico argentino tiene vinculaciones con los países vecinos, a través de los cuales se intercambia energía en uno o en ambos sentidos. Para la simulación de la operación futura del sistema es necesario adoptar hipótesis sobre los intercambios de energía por las interconexiones.

Una consideración razonable es adoptar una hipótesis conservadora respecto a los intercambios de energía con los países vecinos, manteniendo durante todo el periodo de evaluación sin cambios, la capacidad de transporte de las interconexiones internacionales a la fecha existente.

En particular, para la interconexión con Brasil (actualmente con 2.000 MW de capacidad máxima de intercambio), se puede prever un bajo despacho en el sentido exportador, por lo menos durante los próximos dos años, dada las condiciones de muy alta hidráulicidad que se presentan actualmente en el sistema brasileño y a las bajas reservas de generación que tiene actualmente el MEM. En los años siguientes se pueden considerar intercambios equivalentes en el entorno del 20 al 25 % de la capacidad disponible (sentido exportador), valor que se ajusta al promedio histórico.

#### c) *Plan de Expansión de Generación en el Corto y Mediano Plazo*

Es necesario considerar previsiones de cómo se expandirá el sistema de generación para cubrir los incrementos de demanda de energía y potencia. Para las condiciones actuales del sistema eléctrico argentino, y en base los proyectos que han sido presentados por inversores privados, es posible considerar el siguiente plan de expansión de la generación de corto y mediano plazo.

- Proyecto Ingentis: CC de 460 MW + Granja Eólica de 100 MW, localizado en Dolavón, Provincia de Chubut. Enero 2.009
- Ampliación de la capacidad instalada en la Central Térmica Güemes:  
CC de 170 MW (TG = 113 + TV = 60 MW). Cuarto trimestre de 2.008.

- Conversión a CC de la Central Térmica Loma de la Lata (Neuquén): 180 MW TV en Octubre 2.009.
- Vinculación de la Central Térmica Termoandes al SADI:  
Enero 2.008: incorporación de una TG de 200 MW.  
Enero 2.010: incorporación de resto del CC para totalizar 600 MW.
- La incorporación en 2.008 del proyecto de generación hidroeléctrica localizado en la provincia de San Juan denominado Los Caracoles, constituido por 2 centrales (Los Caracoles y Punta Negra) sobre el río San Juan, con sus embalses asociados, aguas arriba de la existente, C.H. Quebrada de Ullum. Ambas centrales adicionan una capacidad de 183,4 MW (123,4 MW + 60 MW) y una producción media anual del orden de los 730 GWh.
- Dos nuevas centrales tipo Ciclo Combinado de 800 MW c/u, a ser ubicadas en la región Litoral del país (Rosario, Campana). Entrada en operación año 2.009.
- Elevación a cota 83 msnm de la central Yacyretá, alcanzando en el año 2.009 su cota objetivo, lo que agrega una potencia instalada de 1.300 MW.
- Conversión a CC de la C. T. Energía del Sur. Adición de una unidad TV de 60 MW.

d) *Plan de Expansión de Generación en el Largo Plazo*

Tomando en cuenta la evolución prevista de la demanda y asumiendo que la misma en condiciones normales debe ser abastecida manteniendo adecuados niveles de calidad, resultará necesario en el largo plazo incorporar al MEM nuevos generadores, ya que la capacidad actual y las incorporaciones de corto y mediano plazo consideradas pueden no ser suficientes para lograr, por sí mismas, el abastecimiento de la demanda pronosticada en el período de evaluación.

Por consiguiente, se debe establecer un criterio que permita determinar las principales características de las centrales que se incorporarán al mercado en el largo plazo (tipo, potencia, etc.) así como la fecha prevista para su entrada en operación.

Una hipótesis juiciosa es asumir que las inversiones en nueva generación requeridas en el largo plazo son realizadas por inversores privados a riesgo de mercado y por el Estado. En el largo plazo, por lo tanto, el precio de la energía deberá tender a un valor tal que resulte rentable dichos proyectos.

Como proyectos candidatos se podrían considerar los siguientes:

- Central Nuclear Atucha II (759 MW).
- Central Hidráulica Corpus (3.000 MW).
- Repotenciación de la Central Térmica 9 de Julio (Mar del Plata).
- Central Térmica Río Turbio (249 MW).

Dichos proyectos competirán con la tecnología de generación que en los últimos años fue la más eficiente (mínimo costo total) para abastecer la demanda, la cual consiste en centrales térmicas tipo ciclo combinado que utilizan como combustible el gas natural, con una potencia en el orden de los 600 - 800 MW.

e) *Plan de Expansión del Sistema de Transmisión*

Asimismo, resulta necesario adoptar hipótesis de cómo se expandirá el sistema de transmisión para poder servir como nexo de vinculación entre la demanda creciente y la nueva generación que se incorpora al sistema.

Actualmente el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE) es el principal impulsor de obras de transporte en el SADI La tabla siguiente presenta los principales proyectos de expansión del SADI que podrían llegar a producir efectos sobre las centrales evaluadas y las fechas previstas de entrada en operación de los mismos.

<b>Entrada en Servicio de Nuevas Líneas de Transmisión</b>	
<b>Línea</b>	<b>Fecha de entrada en servicio</b>
Güemes – Salta Norte (132 KV)	Enero 2.008
Puerto Madryn – Pico Truncado (500 KV)	Enero 2.008
Yacyretá – Rodríguez (500 KV)	Enero 2.009
Comahue – Cuyo (500 KV)	Enero 2.009
NOA – NEA (500 KV)	Enero 2.010

f) *Evolución de los Precios de Combustible*

Para representar los costos de operación futuros de las centrales térmicas, es necesario adoptar hipótesis sobre la evolución probable de los precios de combustibles.

Dada las características del equipamiento de generación del MEM donde la generación térmica a gas natural participa en aproximadamente el 50% de la energía generada, es este tipo de generación que define la mayor parte del tiempo los precios de la energía en el mercado (Costo Marginal Operado - CMO).

En meses de invierno, cuando se incrementa la demanda de gas natural para calefacción, las centrales térmicas utilizan combustibles líquidos (diesel, fuel) en reemplazo del gas natural, quedando en tales situaciones el CMO definido por los precios de dichos combustibles.

Por lo tanto, se debe adoptar un escenario posible de evolución a futuro de precios de combustible. Una hipótesis razonable que puede utilizarse es la siguiente:

- Los precios de combustible para los años 2.007 – 2.009 son los informados por CAMMESA en la Programación Estacional. Para el largo plazo, años 2.010 – 2.016, se asume que el precio del GN se incrementa hasta llegar a un precio de 4 USD/MMBTU (city gate Bs.As.) (Firme).
- Para las futuras centrales térmicas a gas natural incorporadas como parte del plan de expansión de generación se puede asumir que tienen plena disponibilidad de gas natural y el transporte asociado, a un precio de 4 USD/MMBTU (FIRME).

Se puede asumir además una disponibilidad de Gas Natural para la generación térmica existente coincidente con los valores utilizados actualmente por CAMMESA.

### **6.2.3. CARGOS DE TRANSPORTE A CONSIDERAR**

Los cargos de transporte se dividen en fijos y variables.

- Los cargos variables son los asociados a los Factores de Nodo y congestión.
- Los cargos fijos son los correspondientes al Cargo Complementario.

La suma de cargos fijos y variables permite remunerar el sistema existente y sus ampliaciones.

Los cargos variables son abonados por los agentes del mercado en forma implícita al comprar / vender energía a precios de nodo, en cambio el cargo complementario se abona en función del uso que realizan de cada circuito, los denominados “**usuarios / beneficiarios**” de los componentes del sistema de transporte

En el MEM se está implementado un ambicioso plan de expansión de la red de transporte eléctrico (SADI), la que busca integrar las diferentes regiones del país vía la construcción de más de 4.000 Km de circuitos en 500 KV, redes de subtransmisión regionales en 132 kV y numerosas estaciones transformadoras. Dicho plan está promovido por el Estado vía el Consejo Federal de Energía Eléctrica (CFEE), con una inversión estimada de 850 millones de USD sólo en equipamiento de 500 KV.

Los proyectos de nueva generación que ingresen al sistema en el mediano plazo serán beneficiados por estos proyectos de ampliación del SADI, por lo que en principio deberán abonar cargos de transporte que contribuyan a financiar las obras antes mencionadas. Los cargos de transporte que abonen los proyectos evaluados deberán además cubrir los costos del sistema de transporte existente.

Desde el punto de vista tarifario los usuarios del sistema de transporte son los que en principio deberían tomar a su cargo el financiamiento de estas obras. Para el caso de grandes proyectos de generación emplazados cerca de los nodos de la red de 500 kV (por ejemplo los proyectos Ingentis de de Pampa Holding descritos anteriormente), los cargos de transporte más relevantes serán los correspondientes al uso de las líneas de transmisión en 500 kV antes indicadas.

Las líneas que forman parte del Plan Federal de Transporte, se construyen bajo un mecanismo especial de financiamiento que las diferencia del resto de las ampliaciones del SADI.

Las ampliaciones del SADI que se realizan bajo la forma de Contrato COM, son remuneradas por los agentes del MEM considerados beneficiarios de la ampliación, en una proporción que depende el "uso" que cada uno de ellos hace de la ampliación.

En el caso de las ampliaciones que forman parte del Plan Federal de Transporte, los costos de inversión serán en principio abonados por un grupo reducido de agentes-más los aportes del CFEE.

Los agentes del MEM que utilicen dichas líneas deberán abonar un cargo de transporte. Si el flujo principal en la línea tiene el sentido "exportador hacia el mercado", los cargos de transporte están a cargo de los generadores, en cambio si el flujo principal en la línea tiene el sentido "importador hacia el sistema", los cargos de transporte están a cargo de las demandas.

Dichos cargos surgen de una tarifa regulada aplicada a los incrementos de capacidad instalada de generación / demanda máxima, ocurridos desde la fecha de entrada en operación de la línea. La tarifa regulada surge de dividir el CANON de la línea por la capacidad de transporte de la misma.

#### **6.2.4. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN**

Como resultados de la simulación de la operación futura del sistema se obtiene lo siguiente:

- Balances energéticos, para las hidrologías promedio, seca y húmeda.
- Precios de la energía en el mercado mayorista y a nivel de consumidores finales.
- Intercambios energéticos esperados con países vecinos.
- Consumo de combustibles, para las hidrologías promedio, seca y húmeda.
- Emisiones a la atmósfera
- Producción de cada planta (MWh)
- Flujos de potencia en las principales líneas de transmisión.
- Energía No Suministrada esperada.
- Congestión de los principales circuitos de transmisión.
- Los cargos variables de transporte asociados a Factores de Nodo y congestión

A partir de estos se resultados se realiza la evaluación económica de los proyectos de generación en estudio, determinando:

- El flujo de fondos para cada nueva central, teniendo en cuenta: los ingresos por ventas, costos de inversión, costos de combustible, gastos de O&M, peajes por uso del sistema de transmisión, impuestos y otros gastos.
- La tasa de interna de retorno de la inversión (TIR).
- El Precio de Equilibrio de Largo Plazo (PELP), como el costo marginal de largo plazo de la energía resultante del Plan Óptimo.

### **6.3. RESULTADOS GENERALES OBTENIDOS CON LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DETALLADA DE EVALUACIÓN**

La aplicación de la metodología descrita a una serie de casos en los cuales se han evaluado diferentes proyectos de generación con las hipótesis, datos y consideraciones descritas, han permitido elaborar una serie de conclusiones que trascienden las dimensiones de un proyecto en particular, y que por lo tanto arrojan elementos generales que pueden extenderse a otros casos de análisis.

Algunos de estas conclusiones son las siguientes:

#### **6.3.1. BALANCE OFERTA / DEMANDA DEL MEM**

Con toda la información descrita en los puntos anteriores, en cuanto a generación disponible al presente y todo el parque que se prevé ingresará durante el periodo de evaluación de los proyectos, se realiza un balance energético de oferta y demanda del MEM. Cuando se elabora a partir de los resultados de la simulación de la operación, el balance energético se realiza para el promedio hidrológico, discriminando las producciones anuales correspondientes a las centrales hidráulicas, centrales nucleares, centrales tipo ciclos combinados existentes, otras centrales térmicas existentes, centrales ciclos combinados futuras y las centrales evaluadas.

Con las hipótesis y consideraciones sobre ampliaciones de la red de transporte y de generación descritas anteriormente, y las condiciones actuales del sistema, se espera:

- Un incremento en la producción hidráulica de aproximadamente un 20 %, asociado al incremento de cota de la C. H. Yacyretá y a la entrada en operación de la C. H. Caracoles.
- Una reducción en el despacho de entre un 30 - 35 % de las centrales térmicas existentes menos eficientes. Esto se debe a la incorporación de nuevas centrales de mayor eficiencia, principalmente generación hidráulica y térmica (ciclo combinado) a gas natural.
- Un incremento significativo de aproximadamente un 150 % de la energía producida por las centrales térmicas tipo ciclo combinado, debido a la incorporación de este tipo de tecnología para el abastecimiento del MEM en el mediano y largo plazo (7.800 MW).

En el estudio de la [5] se plantean otras alternativas para la expansión de la generación, en la cuales se considera la incorporación de una cantidad significativa de generación hidráulica. El balance de energía en tales casos arroja por supuesto un incremento mucho menor de la generación de plantas de ciclos combinados, y por ende menor consumo esperado de gas natural. En ese trabajo no se tuvo en cuenta los proyectos Ingentis y de Pampa Holding, debido a que los mismo no habían sido propuestos por los inversores (el estudio se realizó antes de resolución de la SE que instrumenta el servicio de Energía Plus).

El ritmo de incorporaciones de la nueva generación en el mediano y largo plazo, queda definido por el crecimiento estimado de la demanda de aproximadamente un 5 %. Asumiendo una demanda de 150 TWh/año, un Factor de Carga de 0,65, el crecimiento de la potencia media resulta:

- ✓  $4,8\% * 150 \text{ TWh} / 8.760 \text{ hs.} * 10^6 = 800 \text{ MW};$  y
- ✓ el de la potencia de punta de  $800 \text{ MW} / 0,65 = 1.200 \text{ MW}$

Valores que justifican plenamente la necesidad de incorporar al MEM aproximadamente 900 MW por año.

### 6.3.2. PRECIO DE LA ENERGÍA DE LARGO PLAZO

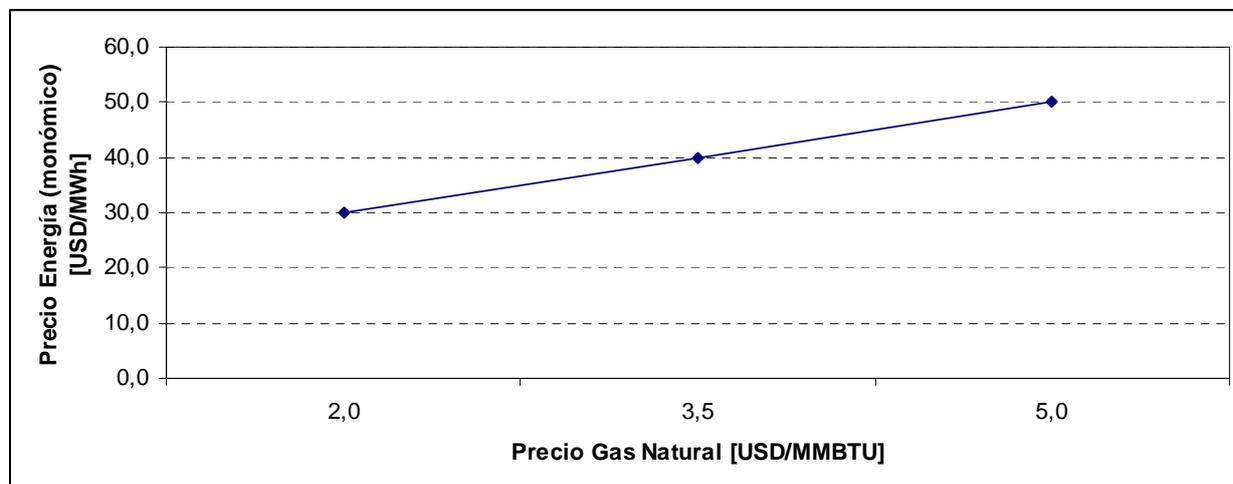
Como resultado de la competencia de los diferentes proyectos existentes para abastecer la demanda, resultará el precio de la energía del MEM de largo plazo. Se considera dicho precio tendrá un techo definido por el precio que hace rentable a las centrales térmicas tipo CC a Gas Natural con una capacidad instalada de 800 MW, siendo que, si existe disponibilidad de gas natural, siempre será posible construir este tipo de proyectos, siendo estos además los más eficientes desde el punto de vista económico.

Las hipótesis consideradas para el cálculo del precio de la energía que rentabiliza un proyecto de generación de las características antes indicadas, se resumen en el siguiente cuadro:

<b>Central</b>		
Tipo	<b>CICLO COMBINADO</b>	
Potencia Bruta	<b>800</b>	MW
Eficiencia	55	%
<b>Costos de Inversión</b>		
Precio FOB del equipamiento	<b>450</b>	USD/kW
Otros Costos	10	%
Costo Total de Inversión	<b>396.000.000</b>	USD
<b>Rentabilidad sobre inversión</b>		
TIR	<b>14 %</b>	%

Un elemento que resulta sensible en la determinación del costo de la energía de largo plazo en el MEM, es el precio del combustible que la expansión propuesta utilizará para generar energía eléctrica.

La figura siguiente presenta la relación existente entre precios de la energía de largo plazo en el MEM (precio monómico) y el precio del gas natural, asumiendo para la potencia un precio de 4,0 USD/MW-hrp.



### 6.3.3. CARGOS DE TRANSPORTE

Se observa que en general la generación que se instala en el NOA, el Comahue y el sistema Patagónico, resultan con un alto factor de despacho en todo el período de evaluación, resultando estas las áreas exportadoras de energía al mercado. Toda nueva generación de alta eficiencia que se instale a futuro en dichas zonas, producirán que se incremente la exportación hacia el mercado.

En tal condición los agentes generadores serán los que tendrán a su cargo cubrir gran parte de los costos de la expansión del sistema de transporte y participar en el cubrimiento de costos del sistema existente.

a) *Cargos Variables de Transporte*

Se ha observado en los diferentes casos de análisis que la congestión de los corredores de transporte son mínimas en todo el periodo evaluado, por lo que los costos variables de transporte resultan principalmente de los Factores de Nodo inducidos por las pérdidas eléctricas.

Los costos variables de transporte para algún nodo ubicado en el área **Comahue**, con Factores de Nodo típicos próximos a  $FN \cong 0,9$  y precios de largo plazo del mercado de 40 USD/MWh, resultan de aproximadamente:

- $[(1 - 0,90) * 40] = 4,0 \text{ USD/MWh}$

Para un nodo ubicado en el área **NOA**, con Factores de Nodo típicos de  $0,95$ , el cargo variable resulta del orden de los:

- $[(1 - 0,95) * 40] = 2,0 \text{ USD/MWh}$

Los costos variables de transporte para un nodo en el área **Patagónica**, con Factores de Nodo típicos próximos a  $FN \cong 0,9$  y precios de largo plazo del mercado de 40 USD/MWh, resultan de aproximadamente:

- $[(1 - 0,90) * 40] = 4,0 \text{ USD/MWh}$

b) *Cargos Fijos de Transporte*

En un sistema como el argentino en el cual las fuentes de energía primaria (gas natural) se encuentran lejos de las principales áreas de demanda, es necesario analizar el costo relativo del transporte eléctrico, frente al costo de transportar el gas natural, ya que ambos tipos de transporte compiten en costos.

Si los costos de transporte de gas natural son inferiores a los costos del transporte de electricidad entre las regiones productoras de gas natural (Comahue, NOA, Patagonia) y el centro de cargas del sistema (Bs. As.), las centrales térmicas se ubicarán próximas al centro de cargas, en cambio si el transporte eléctrico tiene menor costo, las centrales térmicas se ubicarán próximas a boca de pozo.

En el pasado, previo a la crisis de 2.001, el costo de ambos tipos de transporte resultaban muy próximos y del orden de 0,6 USD/MMBTU, para el transporte de gas natural desde Comahue a Bs. As., y del orden de 4,2 USD/MWh para el transporte eléctrico entre las mismas áreas.

El costo de transporte de gas natural actual entre las regiones Comahue y Bs. As., es próximo al 50 % del valor antes indicado (0,271 USD/MMBTU) reduciéndose en la misma proporción el costo de transporte eléctrico entre dichas regiones.

A futuro, las nuevas reglas que surjan para la re-adaptación de los mercados de gas y electricidad a una condición estable post-crisis, deberían dar como resultado costos del transporte de gas natural superiores al vigente, previo a la crisis puesto que:

- No existe capacidad interrumpible de transporte de gas natural y;
- se han producido significativos incrementos en costos de inversión en gasoductos.

Es por ello que la futura demanda de gas natural, entre ellas, las correspondientes a centrales térmicas, deberán abonar como costo de transporte de gas natural, el costo de expansión del sistema.

Una estimación conservadora del mismo es de 1,0 USD/MMBTU para el transporte entre el Comahue-Bs. As. Esto hace que también deba ajustarse la tarifa de transporte eléctrico, que manteniendo las proporciones históricas se debería ubicar próximo a los 7,0 USD/MWh.

Transporte	Gas	Electricidad	Relación
Equivalencia	USD/MMBTU	USD/MWh	
Previo	0,60	4,20	7,00
Actual	0,27	1,90	7,00
Esperado	1,00	7,00	7,00

Dado que, según se comentó en el punto anterior, el costo variable de transporte entre Comahue y Bs. As. es de aproximadamente 4,0 USD/MWh, el cargo fijo (cargo complementario), debería tener un máximo de 3,0 USD/MWh, para no superar el costo del transporte de gas natural.

En función de ello un generador localizado en **Comahue** abonaría 7,0 USD/MWh de cargo total de transporte, el cual se distribuiría en 1,9 USD/MWh (2,86 USD/kW-mes) para abonar el costo de la línea Comahue - Mendoza y 1,1 USD/MWh para abonar el resto de las líneas de transmisión, valor que resulta muy similar al hoy abonado por las líneas existentes.

- **Cargo Fijo Comahue - Bs. As.           => 3 USD/MWh.**
  - ✓ Comahue-Mendoza           => 1,90 USD/MWh.
  - ✓ Resto de las Líneas           => 1,10 USD/MWh.
- **Cargo Variable Comahue - Bs. As.   => 4 USD/MWh.**
- **Total Cargo de Transporte           => 7 USD/MWh.**

Un razonamiento similar se puede hacer para el costo de transporte correspondiente a una central localizada en el área **NOA**. En este caso el costo de transporte de gas natural entre las regiones NOA y Bs. As., se puede también suponer próximo a 1,0 USD/MMBTU lo cual significa un precio máximo para el transporte eléctrico de 7,0 USD/MWh.

Considerando válidos los conceptos antes indicados, un generador del área NOA abonaría un costo total de transporte de 7,0 USD/MWh, los que se distribuyen en 2,0 USD/MWh de cargos variables, 1,65 USD/MWh (1,206 USD/kW-mes) para abonar el costo de la línea NEA-NOA, 2,05 USD/MWh (1,5 USD/kW-mes) para abonar la línea de Yacyretá y 1,3 USD/MWh para la capacidad de transporte existente.

- **Cargo Fijo NOA-Bs. As.               => 5 USD/MWh.**
  - ✓ NEA-NOA                       => 1,65 USD/MWh.
  - ✓ Yacyretá                       => 2,05 USD/MWh.
  - ✓ Resto de las Líneas       => 1,30 USD/MWh.
- **Cargo Variable NOA - Bs. As. => 2 USD/MWh.**
- **Total Cargo de Transporte       => 7 USD/MWh.**

De igual manera se puede hacer para el costo de transporte correspondiente a una central localizada en el área **Patagónica**. En este caso el costo de transporte de gas natural entre las regiones Patagónica y BsAs, se puede también suponer próximo a 1,0 USD/MMBTU lo cual significa un precio máximo para el transporte eléctrico de 7,0 USD/MWh.

Dado que, el costo variable de transporte entre la Patagonia y BsAs es de aproximadamente 4,0 USD/MWh, el cargo fijo (cargo complementario), debería tener un máximo de 3,0 USD/MWh, para no superar el costo del transporte de gas natural.

Considerando válidos los conceptos antes indicados, un generador del área Patagónica abonaría un costo total de transporte de 7,0 USD/MWh, los que se distribuyen en 4,0 USD/MWh de cargos variables, 0,51 USD/MWh para abonar el costo complementario de Transener, 0,37 USD/MWh en concepto de canon por la cuarta línea, por la nueva línea Choele Choel – Puerto Madryn 1,57 USD/MWh y 0,55 USD/MWh por la línea Puerto Madryn – Pico Truncado.

- **Cargo Fijo Patagonia-Bs. As.       => 3 USD/MWh.**
  - ✓ Transener                       => 0,51 USD/MWh.
  - ✓ Cuarta Línea                   => 0,37 USD/MWh.
  - ✓ Choele Choel – Pto Madryn   => 1,06 USD/MWh.
  - ✓ Pto Madryn – Pico Truncado   => 1,06 USD/MWh.

- **Cargo Variable Patagonia-Bs. As.** => 4 USD/MWh.
- **Total Cargo de Transporte** => 7 USD/MWh.

**Es decir que cualquiera sea la localización del generador, abonará un cargo máximo por el uso del sistema de transporte que rondara los 7 USD/MWh**

#### **6.3.4. PRECIO DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO**

El precio de la energía en el mercado surge como resultado directo del balance oferta / demanda en cada instante, de los precios de combustibles utilizados por la generación térmica y el valor del agua de las centrales hidráulicas.

En la evolución de las condiciones futuras del sistema deben adoptarse ciertas hipótesis de cómo evolucionará el mercado. Una buena hipótesis es considerar que las medidas tomadas por la Secretaría de Energía son de tipo “transitorias”, hasta tanto se recupere la economía argentina, definiendo en tal sentido un periodo de recuperación del mercado, dentro del cual las modificaciones regulatorias deberán ser dejadas sin efecto en forma paulatina, de forma tal de evitar un impacto significativo sobre las tarifas de energía eléctrica que abona la demanda.

Bajo estas hipótesis el escenario de generación más probable es una de nueva generación en el mercado que desplaza a generadores de combustibles líquidos en los semi-picos de la curva de demanda, costos del agua que tienden al costo marginal de largo plazo de centrales térmicas de ciclos combinados, costos de mano de obra y repuestos recuperados a moneda extranjera dólar, tasas de rentabilidad esperadas del orden del 16 %. En estas condiciones el precio medio de la energía llega a niveles de entre **40 y 50 USD/MWh**, aproximadamente.

Estos precios de la energía media anual, deben tender al costo marginal de largo plazo (CMLP) para que exista un equilibrio entre la oferta y la demanda, y que la oferta se adapte al mercado emergente, con los desplazamientos en el tiempo de previsión e instalación, pero sin energía no suministrada por factores exógenos al de un mercado eléctrico económico de precios marginales.

#### **6.4. METODOLOGÍA APLICADA EN ESTE TRABAJO**

En el Capítulo 7 de este trabajo se presentan una serie de ejemplos sobre la evaluación económica de proyectos de generación genéricos, en los cuales se considera que comercializan su energía y capacidad mediante contratos de Energía Plus.

Para determinar los flujos de fondo correspondientes a estos de los proyectos, no se lleva a cabo una simulación de la operación futura del sistema como la descrita en la metodología detallada, sino que se consideran ciertas simplificaciones que permiten determinar los flujos de ingresos y egresos de los proyectos en forma directa, considerando valores medios de despacho y producción durante los períodos de análisis considerados.

En la evaluación se supone que la totalidad de la energía producida por los proyectos evaluados es comercializada vía el servicio de Energía Plus, siendo en tal caso no aplicable lo establecido en la Resolución S.E. N° 240/03 respecto a la formación del precio de la energía en el mercado spot. Correspondientemente, los ingresos operativos por venta de energía de los proyectos evaluados son determinados suponiendo un precio de la energía igual Costo Marginal Operado del Mercado.

El análisis en este caso no se orienta como en la metodología detallada a determinar el precio resultante del mercado de energía en el Mercado, sino que por el contrario se asume un valor del precio energía y se determinan los resultados económicos del proyecto en base a ese valor. El valor base de la energía es el que se indicó en el Punto 6.3.4. Se realizan además sensibilidades con relación a la variación del precio de la energía, con el objeto de determinar como varía la TIR del proyecto con ese parámetro clave.

Estas consideraciones son válidas siempre que el resultado neto de las transacciones de venta y compra del agente Generador en el nodo de mercado resulte nulo. Esta condición se ha observado en las simulaciones del mercado en los estudios aplicando la metodología detallada, claramente cuando no hay congestión de los corredores que involucran al generador en cuestión.

### Consideración de la congestión

Precios de nodo de la energía: Los precios de la energía en cada nodo de la red de transporte, reflejan el costo marginal de abastecer una unidad de demanda adicional en cada nodo. Las diferencias entre los precios de la energía de cada nodo, representan los efectos agregados del costo de las **pérdidas** y de **congestión** en las redes de transporte.

- **Dif.PNodoE = \$ PérdidasE + \$ Congestión**

El cociente entre los precios de la energía en un nodo cualquiera de la red y el nodo mercado (Ezeiza 500 KV) es igual al Factor de Nodo, siempre que no exista congestión de transporte. Cuando existe **congestión** los precios de nodo se apartan aún más respecto del precio de mercado.

Cuando hay **congestión** en las redes de transporte, se provoca una sobre oferta en una determinada región exportadora de energía, provocando la aparición de precios locales que son menores que los del nodo mercado. El efecto negativo de la congestión, afecta directamente al flujo de ingresos anuales previstos por los generadores, por lo tanto es una variable más a tener en cuenta dentro de la evaluación de un proyecto, que analiza la rentabilidad de capitales invertidos en activos de generación eléctrica.

En los ejemplos de aplicación que se presentan en el Capítulo 8, se han realizado sensibilidades a los resultados económicos de los proyectos, considerando en forma arbitraria condiciones de congestión; es decir considerando la congestión como un variable independiente del análisis, y no como un resultado de la simulación de la operación del sistema.

Esto es así dado que lo que se pretende mostrar con los ejemplos, es como afectaría una posible congestión a los resultados económicos de un proyecto de generación genérico. Para esto se consideran ciertos períodos de congestión en los cuales los precios locales toman un valor determinado, inferior al precio de mercado.

## 7. EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN EÓLICA

En este capítulo se presenta un análisis de proyectos de generación basados en energías no convencionales, específicamente energía eólica, y la posibilidad de aplicar el mecanismo de Energía Plus a este tipo de generación. El análisis se focaliza en destacar las características distintivas de este tipo de generación, principalmente en lo relacionados con los conceptos de potencia firme y respaldo de potencia y energía.

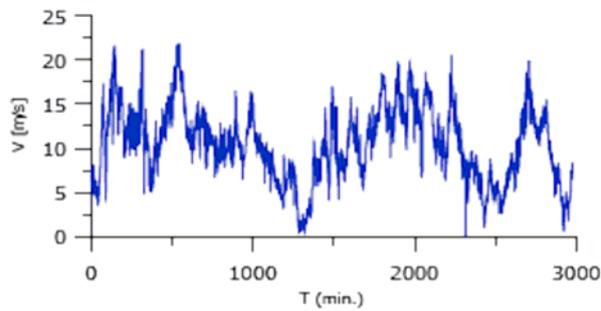
### 7.1. ASPECTOS DISTINTIVOS DE LA GENERACIÓN EÓLICA

La generación eólica se ha convertido a nivel mundial en una alternativa tecnológica válida para reemplazar y/o complementar a la generación convencional como una forma de evitar el uso de combustibles fósiles, minimizar el costo de abastecimiento y reducir el impacto ambiental asociado al uso de combustibles fósiles.

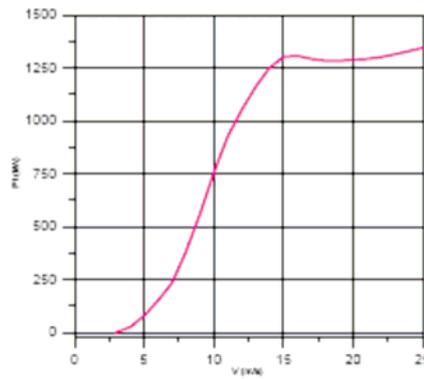
Argentina, y en particular la región patagónica, cuentan con excelentes condiciones ambientales para la instalación de este tipo de generación principalmente por el régimen de vientos típicos que garantiza un factor de despacho cercano al 40 %.

Al momento de decidir la conveniencia de la generación eólica frente a otras alternativas de generación de tipo convencional resulta necesario evaluar ciertos aspectos particulares de esta tecnología.

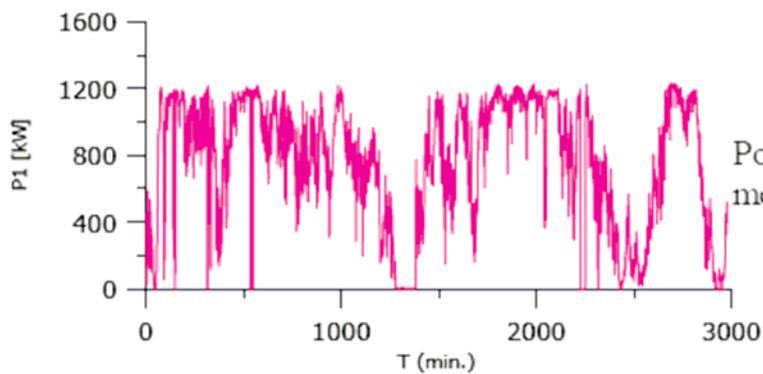
La generación eólica presenta ciertas particularidades que la diferencian de la generación convencional. Estas diferencias afectan tanto su operación económica como técnica. Uno de las características más distintivas de este tipo de generación es la aleatoriedad e "incontrolabilidad" de la fuente de energía primaria, el viento. La variación de la velocidad del viento va acompañada de variaciones de la potencia mecánica producida en la turbina, con una relación no lineal entre ambas, tal como se esquematiza en la Figura siguiente. Como consecuencia existe una variación de la potencia eléctrica que la turbina eólica inyecta a la red.



Velocidad del viento



Curva de potencia



Potencia mecánica

### Relación Potencia mecánica para una turbina eólica.

Esta característica distintiva de la generación eólica hace que en general se requieran de instrumentos comerciales que permitan estabilizar los ingresos del proyecto vía contratos y compras / ventas de oportunidad en el mercado.

## 7.2. ASPECTOS ECONÓMICOS

Los costos de inversión por unidad de capacidad instalada de la generación eólica, así como sus costos de O&M, son actualmente mayores a los de la generación térmica convencional aún cuando dichos costos han mostrado en los últimos tiempos una tendencia a reducirse por haberse incrementado el uso

de esta tecnología a nivel mundial. Los costos de inversión actuales típicos se encuentran próximos a los 1.200 USD/kW de capacidad instalada lo cual es tres veces superior al costo típico de una central tipo ciclo combinado. Los costos de O&M típicos son del orden de los 8,0 USD/MWh. El siguiente cuadro presenta los costos de inversión desagregados en sus principales componentes:

Aerogeneradores	64%
Obras Civiles	13%
Infraestructura Eléctrica	8%
Conexión a la Red	6%
Administración del Proyecto	1%
Montaje Aerogeneradores	1%
Seguros	1%
Costos Legales	2%
Comisión bancos	1%
Intereses	2%
Costos de Desarrollo	1%

Estos mayores costos de inversión son en algunos casos compensados por el no uso de combustibles por parte de la tecnología eólica, resultando de ello costos totales que podrían llegar a ser comparables o menores que la generación térmica convencional, dependiendo esto fuertemente del precio de los combustibles utilizados por la generación térmica.

Buscando incentivar la tecnología eólica se han creado además diferentes tipos de subsidios (créditos ambientales, pagos explícitos por parte del Estado, acceso a líneas de crédito de baja tasa, etc.) que pretenden dar viabilidad económica a este tipo de proyectos.

### 7.3. EL MARCO REGULATORIO DEL MEM

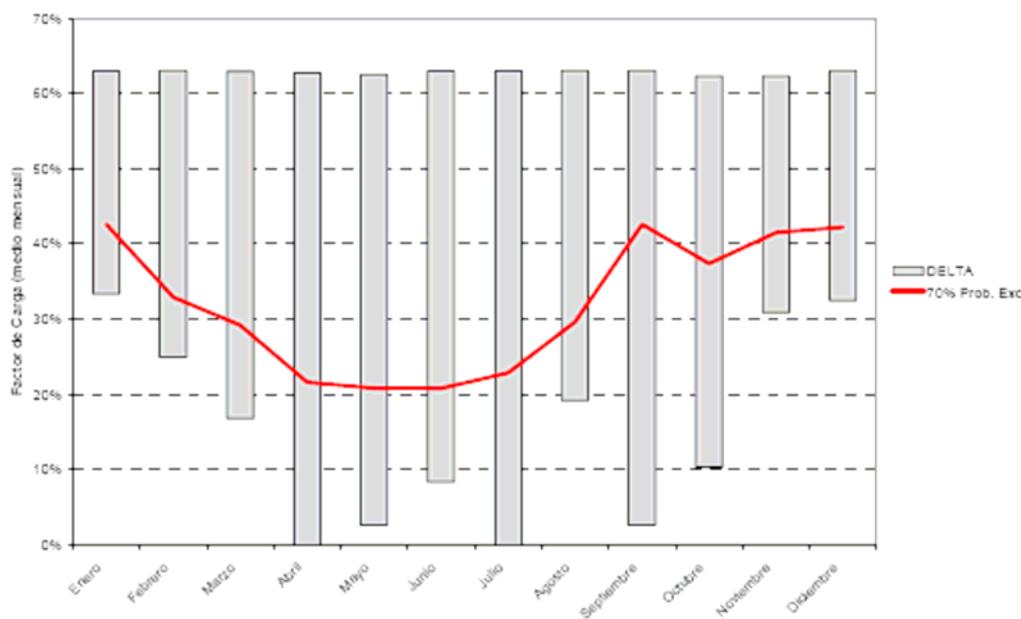
El marco regulatorio del MEM, Anexo 40 de LOS PROCEDIMIENTOS, establece la normativa aplicada a la generación eólica. Según lo allí indicado la generación eólica será considerada como un generador convencional del MEM asimilable a un generador hidráulico de pasada, en decir sin capacidad de regulación, a excepción de los aspectos particulares indicados en dicho anexo que se refieren únicamente a consideraciones de tipo técnicas.

Al ser equiparada la generación eólica con una central hidráulica de paso esto significa que tendrá prioridad de despacho toda vez que el valor del agua de este tipo de centrales está establecido en la regulación del MEM en un valor a 2 \$/MWh y por lo tanto es la energía de menor costo del MEM. Dicho valor de agua surge de considerar que la producción de este tipo de centrales no es posible optimizar ya que se considera que su embalse es pequeño respecto al caudal aportado al embalse siendo representativo de los costos de O&M de las centrales hidráulicas.

Otro aspecto de la generación eólica que la diferencia en forma significativa de la generación térmica convencional tiene que ver con la capacidad de contratación de este tipo de producción por medio de contratos a término del MEM. De acuerdo con lo indicado en LOS PROCEDIMIENTOS del MEM la máxima energía anual que puede contratar una generación eólica será la denominada Energía Firme siendo esta la producción que tiene un 70 % de probabilidad de ser excedida.

Por ejemplo, para las condiciones típicas de vientos de la Patagonia Argentina y factores de producción típicos de los generadores eólicos, la restricción a la contratación impuesta por el marco regulatorio significa que sólo será contratable aproximadamente un 30 % de la energía máxima que se podría generar con una central térmica convencional de igual capacidad instalada.

A modo de ejemplo, la figura siguiente muestra el factor de despacho de una central eólica que tiene una probabilidad del 70 % de ser excedido (curva en rojo) en cada mes y el rango de variación (DELTA – barra en gris) del factor de despacho medio mensual en función de una serie histórica de valores de registro de vientos en la región patagónica.



#### 7.4. PROMOCIÓN DE PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE

##### LEY 26190

La Ley 26190 de Diciembre 6 de 2006 establece un régimen de promoción para la realización de inversiones en proyectos de producción de energía eléctrica a partir del uso de recursos renovables, siendo la Secretaría de Energía la autoridad de aplicación de dicho régimen.

La Ley establece como objetivo alcanzar una contribución de las fuentes de energía renovables del ocho por ciento del consumo de energía eléctrica nacional hacia fines del año 2015. Por energía renovable se entiende la eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica (hasta 15 MW de potencia instalada), biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás.

Los inversores serán beneficiados con el diferimiento del 100 % del Impuesto a las Ganancias del aporte directo del capital. Además, los bienes de los que se acojan al régimen no integrarán la base de imposición del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta. Asimismo, los beneficiarios podrán solicitar la devolución del Impuesto al Valor Agregado que demande la compra de bienes de capital destinadas a las obras, hasta su puesta en marcha comercial. También se verán beneficiados aquellos que requieran de suministros importados fuera del MERCOSUR, que estarán exentos del pago de derechos de importación para suministro de materias primas y bienes no producidos en el país. En el proyecto también se incluye la estabilidad fiscal por el término de quince años.

La Ley además establece una remuneración de hasta 15 \$/MWh (aproximadamente 5 USD/MWh) por la energía efectivamente generada por sistemas eólicos instalados o a instalarse, que vuelquen su energía en el MEM o estén destinados a la prestación de servicios públicos.

##### LEY EÓLICA PROVINCIA DEL CHUBUT N° 4389

La Ley 4389 de la Provincia de Chubut tiene un carácter similar a la Ley 26190 antes comentada. Según lo establecido en la Ley 4389 los proyectos de generación eólica que se instalen en la Provincia de Chubut tendrán una reducción de impuestos provinciales y recibirán además un pago equivalente a 5 \$/MWh efectivamente generado.

## **7.5. CRÉDITOS AMBIENTALES**

Una de las particularidades de los proyectos eólicos es que pueden ser incluidos dentro de los mecanismos de desarrollo limpio (MDL) en el marco del Protocolo de Kyoto y con ello recibir una remuneración por evitar la emisión de gases de efecto invernadero (CO<sub>2</sub>) a la atmósfera (créditos de carbono).

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) es un mecanismo de Mercado que fue introducido bajo el Protocolo de Kyoto de la UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change). Bajo este protocolo, los países incluidos en el ANEXO B del Protocolo (países desarrollados) están obligados a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a valores menores a los del año 1990.

El Protocolo de Kyoto abre un mercado no sólo para emisiones GEI, sino también un mercado para reducciones de GEI. Esto significa que los países industrializados pueden cumplir con sus obligaciones de reducción por medio de la participación en proyectos que reduzcan los GEI en países en vías de desarrollo. Esto es lo que el Protocolo de Kyoto llama el Mecanismo de Desarrollo Limpio. Es por este medio que los países en vías de desarrollo participan en el mercado de emisiones.

El MDL habilita a los países desarrollados a cumplir con sus pautas de reducción de emisiones de GEI en una forma eficiente y flexible. Esto permite a entidades públicas y/o privadas de los países del ANEXO B a invertir en proyectos que mitiguen los GEI en países en vías de desarrollo. Como resultado de esta inversión reciben créditos o certificados de reducción de emisiones (CRE) que pueden utilizar para cumplir con sus metas de reducción bajo el Protocolo de Kyoto. Subyace en este mecanismo que la reducción de la emisión de GEI puede hacerse en cualquier parte del mundo y por lo tanto no necesariamente en los países desarrollados.

Mientras que las empresas de países desarrollados obtienen ganancias por MDL por cumplir con sus restricciones de emisiones a costos menores que los que hubiesen tenido de tener que afectar los procesos productivos en sus respectivos países, la ganancia en los países en vías de desarrollo resultan de mayores inversiones, mejor tecnología y desarrollos locales que de otra forma no hubiesen sido competitivos.

Para que un proyecto sea elegible para obtener certificados de reducción de emisiones (CRE) se debe verificar que ellos reducen, en una forma real y medible, las emisiones de GEI. La reducción es calculada observando cual hubiese sido el nivel de emisiones de GEI en ausencia del proyecto. A tal efecto resulta necesario definir una condición de referencia llamada "línea base". Cuanto mayor sea el nivel de emisiones en las condiciones de línea base mayor serán los créditos asignados al proyecto.

## **7.6. FALIBILIDAD ECONÓMICA DE PROYECTOS EÓLICOS Y SU COMPETIVIDAD CON LA GENERACIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL**

Si se realiza un análisis de los precios de la energía que resultan necesarios para hacer un proyecto eólica factible y se comparan con el precio de la energía necesario para hacer un proyecto térmico a gas natural factible (ver ejemplo en el Capítulo 8) se observa que la generación eólica resulta una alternativa factible en el MEM argentino sólo si el precio del gas natural está en el orden de los 5,0 USD/MBTU y siempre que los costos de inversión de la generación eólica estén en el orden de los 1.000 USD/kW y se mantengan en el tiempo los subsidios antes comentados.

El precio de gas de 5.0 USD/MBTU es similar al negociado por el Estado para la importación de gas de Bolivia siendo por lo tanto el costo marginal del gas. Por su parte los costos de inversión en la generación eólica están continuamente bajando y tanto más si se tiene algún proveedor local y se accede a créditos promocionales a baja tasa de interés, lo cual indica que efectivamente la generación eólica puede convertirse a mediano plazo en una opción válida para la expansión del parque de generación del MEM siempre que la regulación del MEM obligue a comprar el gas natural a las nuevas centrales térmicas que se instalen a futuro en el MEM a un precio igual al Costo Marginal costo económico o real del gas.

## **8. EJEMPLOS DE APLICACIÓN**

### **8.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS NUEVOS EMPRENDIMIENTOS SIMULADOS**

En este punto se desarrollará un ejemplo de nueva generación, ubicado en cualquiera de las diferentes regiones donde se encuentran las más importantes cuencas gasíferas del país. Para los fines didácticos, se simulará que se ubica en cualquiera de las regiones del NOA, Comahue ó región Patagónica.

También se simularan diversos precios de la energía media, dentro del rango de 40 y 50 USD/MWh, para demostrar la variación de la TIR dentro de los márgenes establecidos.

También se simularan distintos escenarios de congestión para observar el impacto que tiene en la TIR de los proyectos, estas situaciones particulares del transporte.

Por último se analizara el caso de generación eólica.

### **8.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS**

En el punto 6.5.4 Cargos de Transporte, se demostró que los costos por transporte eléctrico, no deberían superar los 7 USD/MWh, para cualquiera de las tres regiones en cuestión, que es lo que hace la diferencia básicamente en cuantos costos de transporte, por lo tanto, para cualquiera de las tres regiones no se podrán demostrar diferencias importantes en cuanto a valores medios anuales. Es por este motivo que el ejemplo se desarrolla teniendo en cuenta el precio máximo del costo del transporte.

En cuanto a los costos del combustible gas natural, se supone que tiene un costo de 4 USD/MMBTU en city gate, con un costo del transporte de 1 USD/MMBTU, aproximadamente para cualquiera de las cuencas gasíferas estudiadas.

Se supone que se analiza una Central ciclo combinado a nuevo, de una determinada potencia y con un nivel de apalancamiento de 25 / 75 %.

### **8.3. EJEMPLO DE PROYECTO DE GENERACIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL**

#### **8.3.1. CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL TÉRMICA**

En la siguiente tabla se presentan las características de la Central Térmica de Ciclo Combinado. En dicha tabla se presenta el costo del equipamiento por KW instalado, la eficiencia del equipo, la composición del capital, la tasa del préstamo en dólares y el periodo de devolución de la parte del capital tomado como préstamo, que no necesariamente coincide con la vida útil del activo, pero si del periodo de amortización esperado.

**CICLO COMBINADO**

<b>Costos de Inversión</b>		
Precio FOB del equipamiento	450	USD/kW
Otros Costos	10	%
Costo Total de Inversión	247 500 000	USD
<b>Central</b>		
Tipo	<b>CICLO COMBINADO</b>	
Potencia Bruta	500	MW
Eficiencia	55	%
<b>Composición del Capital</b>		
Equity	25%	%
Préstamo	75%	%
Equity	61 875 000	USD
Préstamo	185 625 000	USD
Tasa Préstamo	8%	%
Periodo devolución	15	Años
Anualidad del Préstamo	21 686 484	USD

En esta tabla se presenta el precio de 450 USD por KW de potencia instalada, que para el ejemplo, instalando 500 MW, y asumiendo que existen una serie de gastos que pueden llegar al 10 %, hacen que el total de la inversión llegue a 247,5 MMUSD. Suponiendo que se pide prestado el 75 % equivalente a 185,625 MMUSD, a una tasa anual del 8 % y a devolver en 15 años, la anualidad resulta ser de 21,686 MMUSD. El capital propio a disponer es de 61,875 MMUSD.

**8.3.2. FLUJO DE INGRESOS / EGRESOS OPERATIVOS**

A continuación se presenta un modelo de cálculo que simula a lo largo de la evaluación del proyecto, las variables técnicas tenidas en cuenta, conforme a una disponibilidad prevista del equipamiento, un despacho medio, los ingresos esperados del proyecto, los egresos por cargos y costos de operación y mantenimiento, el descuento de la anualidad del préstamo, la TIR del proyecto y la TIR del equity.

La tabla se puede dividir en cuatro sectores bien diferenciados, el primero se refiere a todos los parámetros técnicos y datos de precios. La segunda parte se refiere a todos los ingresos del proyecto. La tercera parte tiene en cuenta todos los egresos por cargos o costos de la generación. Por último, se presentan los resultados del proyecto con una evaluación a través de la TIR.

En la primer parte de la tabla se puede destacar en su primer fila la potencia instalada de 500 MW, en la segunda fila la disponibilidad de horas factibles de operación, puesto que se supone que un 5 % esta no disponible por mantenimiento preventivo. El factor de despacho medio se obtiene como resultado anual del tiempo que la máquina fue convocada a generar, en el caso del CC con gas natural se calcula resultará del orden del 85 %, dando como resultado, al multiplicar por las 8.760 horas anuales, una energía real de 3.723 GigaWatt. La diferencia con la energía factible de 3.942 GigaWatt, es que ésta se calcula con un factor de despacho mayor que el medio, para el ejemplo es de 90 %, y ésta se utiliza para otros fines técnicos, como por ejemplo el de regulación primaria de frecuencia, que se tiene en cuenta en el ítem otros gastos.

Para este ejemplo se ha supuesto un precio spot del mercado en 45 USD/MWh, un precio local de 30 USD/MWh, y un precio de la potencia de 4 USD/MW-hrp en las horas que se remunera la potencia puesta a disposición. El último término de la primer parte, se denomina factor de congestión, que para este ejemplo se supone que no hay congestión y su efecto se analizara por separado más adelante.

# Informe Técnico

UNIDAD	AÑO														
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Proyecto Ciclo Combinado															
Potencia Instalada	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Disponibilidad	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%
Factor de Despacho Medio	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%
Horas Año	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
Precio Spot (Ezeiza)	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Precio Local	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Precio Potencia	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Factor de Despacho	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Generación Real	3.723	3.723	3.723	3.723	3.723	3.723	3.723	3.723	3.723	3.723	3.723	3.723	3.723	3.723	3.723
Generación Factible	3.942	3.942	3.942	3.942	3.942	3.942	3.942	3.942	3.942	3.942	3.942	3.942	3.942	3.942	3.942
Factor de congestión	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ingresos															
Venta de Energía - Spot sin Congest	167.535	167.535	167.535	167.535	167.535	167.535	167.535	167.535	167.535	167.535	167.535	167.535	167.535	167.535	167.535
Venta de Energía - Spot con Congest															
Venta de Capacidad - Spot	8.447	8.447	8.447	8.447	8.447	8.447	8.447	8.447	8.447	8.447	8.447	8.447	8.447	8.447	8.447
Total de Ventas Spot	175.982	175.982	175.982	175.982	175.982	175.982	175.982	175.982	175.982	175.982	175.982	175.982	175.982	175.982	175.982
Fondo Ley Nacional 25019															
Fondo Ley Provincial - Chubut															
Ingresos Total por Fondos															
Total Ingresos	175.982	175.982	175.982	175.982	175.982	175.982	175.982	175.982	175.982	175.982	175.982	175.982	175.982	175.982	175.982
Cargos y Gastos															
Consumo Combustible	-103.520	-103.520	-103.520	-103.520	-103.520	-103.520	-103.520	-103.520	-103.520	-103.520	-103.520	-103.520	-103.520	-103.520	-103.520
Cargos de Transporte (Gas)	25.880	25.880	25.880	25.880	25.880	25.880	25.880	25.880	25.880	25.880	25.880	25.880	25.880	25.880	25.880
Cargos de Transporte	-26.061	-26.061	-26.061	-26.061	-26.061	-26.061	-26.061	-26.061	-26.061	-26.061	-26.061	-26.061	-26.061	-26.061	-26.061
Cargo Variable	-14.892	-14.892	-14.892	-14.892	-14.892	-14.892	-14.892	-14.892	-14.892	-14.892	-14.892	-14.892	-14.892	-14.892	-14.892
Cargo Fijo	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169
Otros Cargos	-1.544	-1.544	-1.544	-1.544	-1.544	-1.544	-1.544	-1.544	-1.544	-1.544	-1.544	-1.544	-1.544	-1.544	-1.544
Regulacion Primaria de Frecuencia	318	318	318	318	318	318	318	318	318	318	318	318	318	318	318
Otros Cargos	-1.862	-1.862	-1.862	-1.862	-1.862	-1.862	-1.862	-1.862	-1.862	-1.862	-1.862	-1.862	-1.862	-1.862	-1.862
OYM (Fijos)	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169
Total de Egresos	-116.414	-116.414	-116.414	-116.414	-116.414	-116.414	-116.414	-116.414	-116.414	-116.414	-116.414	-116.414	-116.414	-116.414	-116.414
Resultado Neto	59.569	59.569	59.569	59.569	59.569	59.569	59.569	59.569	59.569	59.569	59.569	59.569	59.569	59.569	59.569
Anualidad del Prestamo	-21.686	-21.686	-21.686	-21.686	-21.686	-21.686	-21.686	-21.686	-21.686	-21.686	-21.686	-21.686	-21.686	-21.686	-21.686
Resultado	37.882	37.882	37.882	37.882	37.882	37.882	37.882	37.882	37.882	37.882	37.882	37.882	37.882	37.882	37.882
Inversión	MUSD														
TIR PROYECTO	15,31%														
Impuestos a la Ganancia	13.259	13.259	13.259	13.259	13.259	13.259	13.259	13.259	13.259	13.259	13.259	13.259	13.259	13.259	13.259
Equity	-61.875	24.623	24.623	24.623	24.623	24.623	24.623	24.623	24.623	24.623	24.623	24.623	24.623	24.623	24.623
TIR EQUITY	39,80%														

En la segunda parte se encuentran todos los ingresos por generación. Venta de energía en el spot sin congestión, tiene en cuenta los ingresos de la energía vendida a precio spot sin congestión en el corredor de transporte. El segundo término es lo recaudado por la venta de la energía pero a precio local, en el caso de producirse una congestión en el transporte y tener que vender lo producido a menor precio. Es factible que si la congestión permanece por mucho tiempo, la maquina no sea despachada por sobreoferta y por lo tanto los ingresos en dichas horas sean igual a cero. Esta posibilidad, se ha tenido en cuenta en el factor de despacho medio. Por último, los ingresos por venta de la capacidad puesta a disposición, cierran los ingresos por ventas en el mercado spot.

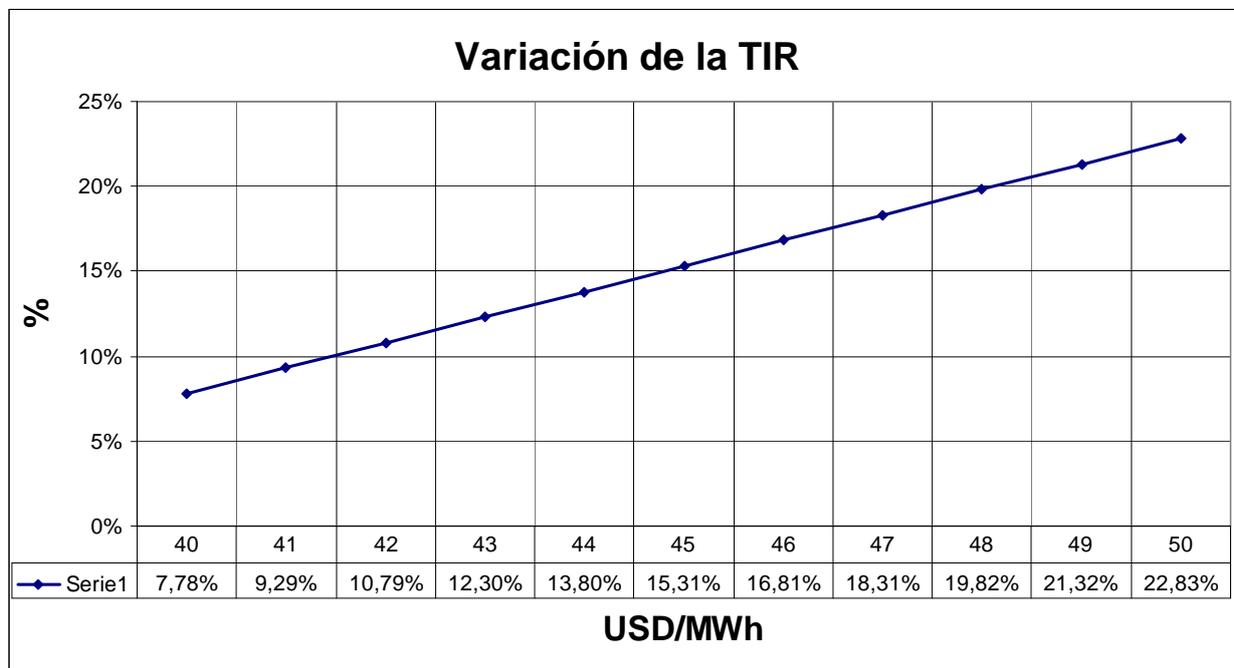
En la tercera parte se presentan los egresos por gastos y cargos que tiene la central térmica. Tiene gastos de combustible y cargos por transporte del gas que consume. También tiene que pagar cargos por transporte del fluido eléctrico hasta el nodo mercado (Ezeiza). También existen otros cargos los cuales pueden ser positivos en el caso de recibir ingresos extras por tener a disposición equipamiento para regular la frecuencia o ser negativos en el caso de no tenerlos. Aparte existen una serie de cargos, que a los fines didácticos se los ha tenido en cuenta como un valor fijo. Por último se tienen en cuenta los costos por operar y mantener la central en condiciones técnicas óptimas.

En la cuarta parte, se presentan los resultados anuales netos, la anualidad del préstamo y el resultado antes de impuestos. Con estos resultados anuales se obtiene la TIR del proyecto, que para este ejemplo resulto de 15,31 %. Luego se puede obtener, descontando los impuestos a las ganancias, la TIR del Equity que para este ejemplo es del 39,80 %.

**8.4. VARIACION DE LA TIR DE LOS PROYECTOS CON EL PRECIO DE LA ENERGÍA**

Se simularan diversos precios de la energía media, dentro del rango de 40 y 50 USD/MWh, para demostrar la variación de la TIR dentro de los márgenes establecidos.

En el gráfico siguiente se presenta la relación existente entre dichas variables.



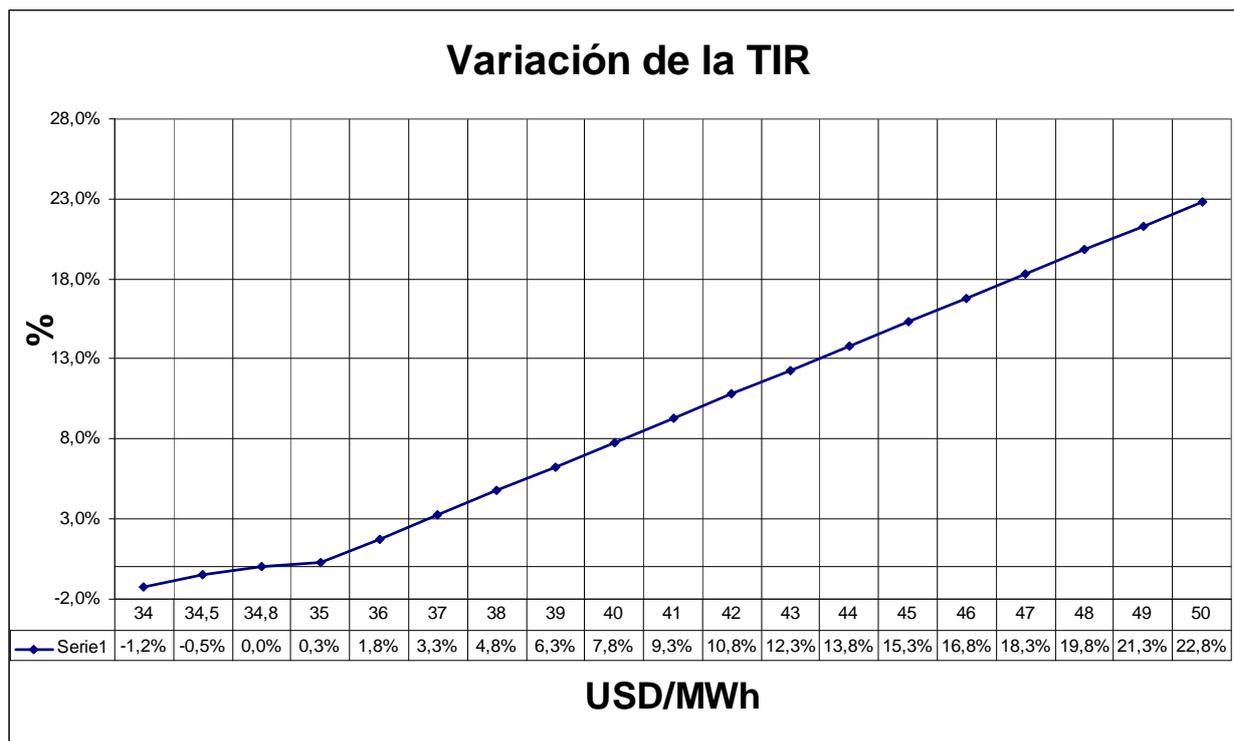
Se puede observar el comportamiento lineal de la TIR respecto del precio de la energía resultante. Se ha supuesto que las otras variables permanecen constantes en el periodo estudiado, puesto que, para observar la respuesta creciente de la TIR entre valores del 7,78 % y 22,83 %, es suficiente para los fines prácticos de la evaluación del proyecto. El margen de riesgo de obtener dichos resultados, es evaluado teniendo en cuenta otros factores, que para el ejemplo no se han tenido en cuenta.

Con un precio base de la energía en 40 USD/MWh, se obtiene una TIR positiva del 7,78 %, el cual es

suficiente como margen inferior en un proyecto de este tipo de características de inversión y riesgo. Para un precio tope de la energía de 50 USD/MWh, se obtiene una TIR positiva del 22,83 %, el cual es sumamente importante e interesante de tener en cuenta.

Si hacemos la extrapolación de la línea de tendencia, se puede observar que con precios de la energía cercanos a los 35 USD/MWh, la TIR se hace casi cero, siendo éste un punto de inflexión del proyecto que lo hace negativo para precios menores.

A continuación se presenta el gráfico que tiene en cuenta ésta condición de TIR cero.



### 8.5. IMPACTO DE LA CONGESTIÓN EN LA TIR DE LOS PROYECTOS

Por último se simulan distintos escenarios de congestión para observar el impacto que tiene en la TIR de los proyectos, estas situaciones particulares del transporte.

A modo de ejemplo, se supone que existe congestión en el corredor por el cual la generación evacua su potencia un 5% del tiempo. Como se mencionó anteriormente, esto puede afectar notablemente el flujo de ingresos y egresos del Generador, debido a la formación de precios locales. El precio local del área exportadora que origina la congestión surge del proceso de despacho económico y refleja el costo marginal de la misma, que es menor que el precio de la energía en el nodo de mercado. Para este ejemplo se ha considerado que el precio local cae a 30 USD/MWh.

A continuación se presenta el flujo de Ingresos / Egresos operativos para el caso de congestión en las redes de transporte.

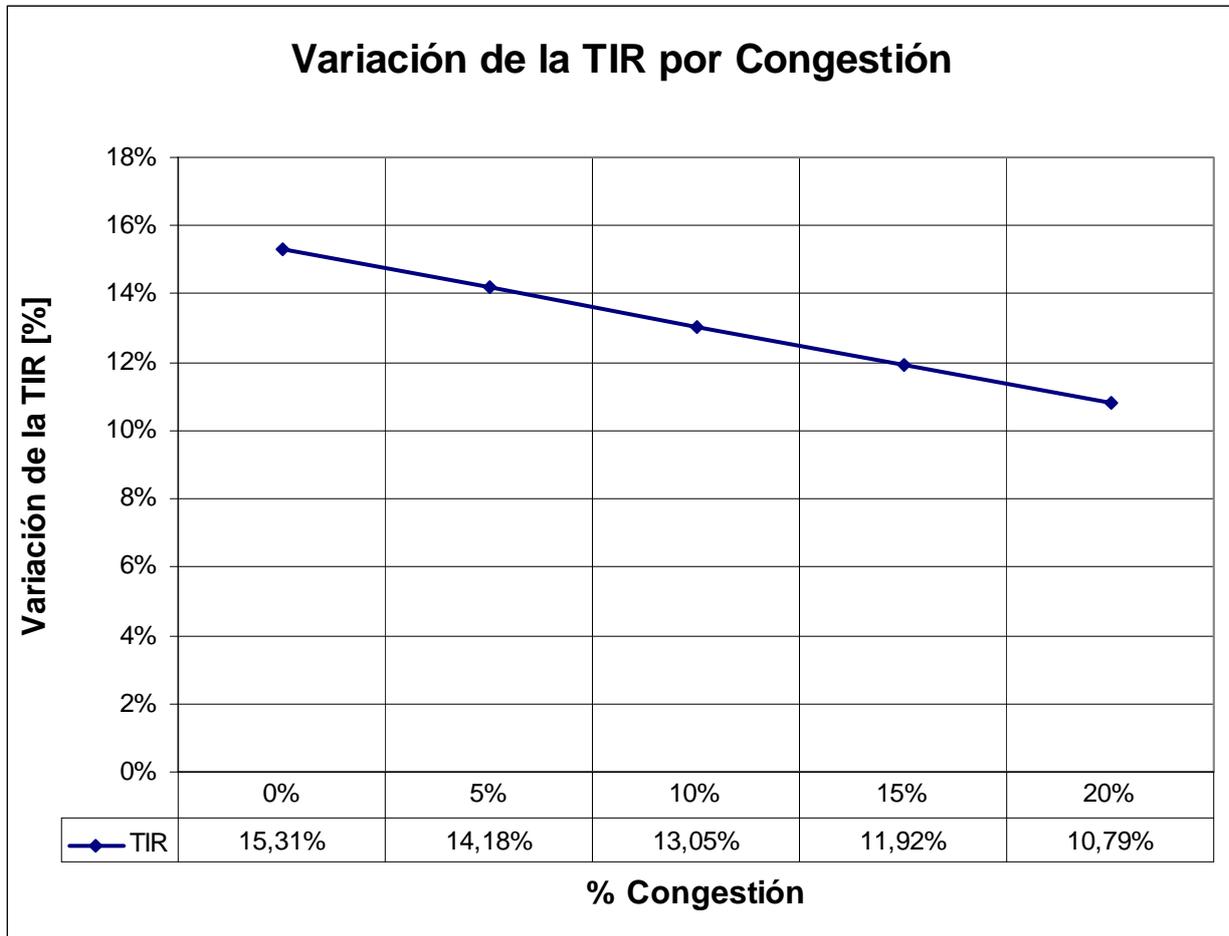
#### 8.5.1. FLUJO DE INGRESOS / EGRESOS OPERATIVOS – CONGESTIÓN

Congestión del orden del 5 %, hace que la TIR prevista descienda de 15,31 % a 14,18 %, este punto de descenso, hace que el caso de probable congestión, sea importante de evaluar en los proyectos eléctricos de generación.

# Informe Técnico

Proyecto Cíclo Combinado	Unitarios	AÑO													
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Potencia Instalada	MW	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Disponibilidad	%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%
Factor de Despacho Medio	%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%
Horas Año	horas	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
Precio Spot (Ezeiza)	USD/MWh	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Precio Local	USD/MWh	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Precio Potencia	USD/MWh-tp	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Factor de Despacho	%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Generación Real	GW/h	3.723	3.723	3.723	3.723	3.723	3.723	3.723	3.723	3.723	3.723	3.723	3.723	3.723	3.723
Generación Factible	GW/h	3.942	3.942	3.942	3.942	3.942	3.942	3.942	3.942	3.942	3.942	3.942	3.942	3.942	3.942
Factor de congestión	%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Ingresos															
Venta de Energía - Spot sin Congest	MUSD	159.158	159.158	159.158	159.158	159.158	159.158	159.158	159.158	159.158	159.158	159.158	159.158	159.158	159.158
Venta de Energía - Spot con Congest	MUSD	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585
Venta de Capacidad - Spot	MUSD	8.447	8.447	8.447	8.447	8.447	8.447	8.447	8.447	8.447	8.447	8.447	8.447	8.447	8.447
Total de Ventas Spot	MUSD	173.190	173.190	173.190	173.190	173.190	173.190	173.190	173.190	173.190	173.190	173.190	173.190	173.190	173.190
Fondo Ley Nacional 25019	0\$/KWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fondo Ley Provincial - Chubut	0,000\$/KWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ingresos Total por Fondos	MUSD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Ingresos	MUSD	173.190	173.190	173.190	173.190	173.190	173.190	173.190	173.190	173.190	173.190	173.190	173.190	173.190	173.190
Cargos y Gastos															
Consumo Combustible	-1 USD/MMBTU	-103.520	-103.520	-103.520	-103.520	-103.520	-103.520	-103.520	-103.520	-103.520	-103.520	-103.520	-103.520	-103.520	-103.520
Cargos de Transporte (Gas)	1 USD/MMBTU	25.880	25.880	25.880	25.880	25.880	25.880	25.880	25.880	25.880	25.880	25.880	25.880	25.880	25.880
Cargos de Transporte	-7,0 MUSD/MWh	-26.061	-26.061	-26.061	-26.061	-26.061	-26.061	-26.061	-26.061	-26.061	-26.061	-26.061	-26.061	-26.061	-26.061
Cargo Variable	-4,0 MUSD/MWh	-14.892	-14.892	-14.892	-14.892	-14.892	-14.892	-14.892	-14.892	-14.892	-14.892	-14.892	-14.892	-14.892	-14.892
Cargo Fijo	-3,0 MUSD/MWh	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169
Otros Cargos	MUSD/MWh	-1.544	-1.544	-1.544	-1.544	-1.544	-1.544	-1.544	-1.544	-1.544	-1.544	-1.544	-1.544	-1.544	-1.544
Regulación Primaria de Frecuencia	1,45 MUSD/MWh	318	318	318	318	318	318	318	318	318	318	318	318	318	318
Otros Cargos	-0,5 MUSD/MWh	-1.862	-1.862	-1.862	-1.862	-1.862	-1.862	-1.862	-1.862	-1.862	-1.862	-1.862	-1.862	-1.862	-1.862
OYM (Fips)	-3 MUSD/MWh	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169	-11.169
Total de Egresos	MUSD	-116.414	-116.414	-116.414	-116.414	-116.414	-116.414	-116.414	-116.414	-116.414	-116.414	-116.414	-116.414	-116.414	-116.414
Resultado Neto	MUSD	56.776	56.776	56.776	56.776	56.776	56.776	56.776	56.776	56.776	56.776	56.776	56.776	56.776	56.776
Anualidad del Prestamo	MUSD	-21.686	-21.686	-21.686	-21.686	-21.686	-21.686	-21.686	-21.686	-21.686	-21.686	-21.686	-21.686	-21.686	-21.686
Resultado	MUSD	35.090	35.090	35.090	35.090	35.090	35.090	35.090	35.090	35.090	35.090	35.090	35.090	35.090	35.090
Inversión	-247.500	35.090	35.090	35.090	35.090	35.090	35.090	35.090	35.090	35.090	35.090	35.090	35.090	35.090	35.090
TIR PROYECTO	%	14,18%													
Impuestos a la Ganancia	MUSD	12.281	12.281	12.281	12.281	12.281	12.281	12.281	12.281	12.281	12.281	12.281	12.281	12.281	12.281
Equity	%	-61,875	22.808	22.808	22.808	22.808	22.808	22.808	22.808	22.808	22.808	22.808	22.808	22.808	22.808
TIR EQUITY		36,86%													

Haciendo la simulación de que la congestión puede variar en un margen entre el 0 % y el 20 %, presentamos una gráfica que tenga en cuenta esta situación hipotética y la TIR resultante.



Se ve que la tendencia es lineal y con pendiente negativa, resaltando los efectos negativos en el resultado esperado del proyecto eléctrico.

## 8.6. EJEMPLO DE PROYECTO DE GENERACIÓN EÓLICA

### 8.6.1. CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL EÓLICA

En la siguiente tabla se presentan las características de la Central Eólica. En dicha tabla se presenta el costo del equipamiento por KW instalado, la composición del capital, la tasa del préstamo en dólares y el periodo de devolución de la parte del capital tomado como préstamo.

**EOLICO**

<b>Costos de Inversión</b>		
Precio FOB del equipamiento	1,200	MUSD/kW
Otros Costos	10	%
<b>Costo Total de Inversión</b>	<b>132.000</b>	<b>MUSD</b>
<b>Central</b>		
Tipo	<b>EOLICO</b>	
Potencia Bruta	<b>100</b>	MW
<b>Composición del Capital</b>		
Equity	25%	%
Préstamo	75%	%
Equity	<b>33.000</b>	MUSD
Préstamo	<b>99.000</b>	MUSD
Tasa Préstamo	8%	%
Periodo devolución	20	Años
Anualidad del Préstamo	<b>10.083</b>	MUSD

En esta tabla se presenta el precio de 1.200 USD por KW de potencia instalada, que para el ejemplo, instalando 100 MW, y asumiendo que existen una serie de gastos que pueden llegar al 10 %, hacen que el total de la inversión llegue a 132 MMUSD. Suponiendo que se pide prestado el 75 % equivalente a 99 MMUSD, a una tasa anual del 8 % y a devolver en 20 años, la anualidad resulta ser de 10,083 MMUSD. El capital propio a disponer es de 33 MMUSD.

### **8.6.2. FLUJO DE INGRESOS / EGRESOS OPERATIVOS DEL PROYECTO EÓLICO**

El modelo de cálculo es semejante al utilizado para el proyecto térmico, puesto que se simula a lo largo de la evaluación del proyecto, las variables técnicas tenidas en cuenta, conforme a una disponibilidad prevista del equipamiento, un despacho medio, los ingresos esperados del proyecto, los egresos por cargos y costos de operación y mantenimiento, el descuento de la anualidad del préstamo, la TIR del proyecto y la TIR del equity.

En la primer parte de la tabla, en la primer fila se presenta la potencia instalada de 100 MW, en la segunda fila la disponibilidad de horas factibles de operación, puesto que se supone que un 5 % esta no-disponible por mantenimiento preventivo.

El factor de despacho medio se obtiene como resultado anual del tiempo que la máquina es convocada a generar, en el caso del ciclo Eólico, por la disponibilidad de la curva de vientos, se calcula que es de no más de un 40 %, dando como resultado, al multiplicar por las 8.760 horas anuales, una energía real de 350 GigaWatt.

Para este ejemplo se ha supuesto un precio spot del mercado en 45 USD/MWh y un precio de la potencia de 4 USD/MW-hrp en las horas que se remunera la potencia puesta a disposición.

# Informe Técnico

Proyecto Eólico	AÑO														
	Unidad	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020	2 021	2 022
Potencia Instalada	MW	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Disponibilidad	%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%
Horas Año	horas	8 760	8 760	8 760	8 760	8 760	8 760	8 760	8 760	8 760	8 760	8 760	8 760	8 760	8 760
Precio Spot (Ezeiza)	USD/MWh	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Precio Potencia	USD/MWh-hip	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Factor de Despacho Medio	%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
Generación Real	GWh	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
<b>Ingresos</b>															
Venta de Energía - Spot	MUSD	14 980	14 980	14 980	14 980	14 980	14 980	14 980	14 980	14 980	14 980	14 980	14 980	14 980	14 980
Venta de Capacidad - Spot	MUSD	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832
Total de Ventas Spot	MUSD	15 812	15 812	15 812	15 812	15 812	15 812	15 812	15 812	15 812	15 812	15 812	15 812	15 812	15 812
Fondo Ley Nacional 25019	MUSD	1 168	1 168	1 168	1 168	1 168	1 168	1 168	1 168	1 168	1 168	1 168	1 168	1 168	1 168
Fondo Ley Provincial - Chubut	MUSD	584	584	584	584	584	584	584	584	584	584	584	584	584	584
Ingresos Total por Fondos	MUSD	1 752	1 752	1 752	1 752	1 752	1 752	1 752	1 752	1 752	1 752	1 752	1 752	1 752	1 752
Total Ingresos	MUSD	17 564	17 564	17 564	17 564	17 564	17 564	17 564	17 564	17 564	17 564	17 564	17 564	17 564	17 564
<b>Cargos y Gastos</b>															
Consumo Combustible	MUSD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cargos de Transporte (Gas)	MUSD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cargos de Transporte	MUSD	-2 453	-2 453	-2 453	-2 453	-2 453	-2 453	-2 453	-2 453	-2 453	-2 453	-2 453	-2 453	-2 453	-2 453
Otros Cargos	MUSD	-508	-508	-508	-508	-508	-508	-508	-508	-508	-508	-508	-508	-508	-508
OYM (Fijos)	MUSD	-3 170	-3 170	-3 170	-3 170	-3 170	-3 170	-3 170	-3 170	-3 170	-3 170	-3 170	-3 170	-3 170	-3 170
Total de Egresos	MUSD	-6 131	-6 131	-6 131	-6 131	-6 131	-6 131	-6 131	-6 131	-6 131	-6 131	-6 131	-6 131	-6 131	-6 131
Resultado Neto	MUSD	11 433	11 433	11 433	11 433	11 433	11 433	11 433	11 433	11 433	11 433	11 433	11 433	11 433	11 433
Anualidad del Prestamo	MUSD	-10 083	-10 083	-10 083	-10 083	-10 083	-10 083	-10 083	-10 083	-10 083	-10 083	-10 083	-10 083	-10 083	-10 083
Resultado	MUSD	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350
Inversión	MUSD	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350
TIR PROYECTO															
Impuestos a la Ganancia	MUSD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Equity	MUSD	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350
TIR EQUITY															

En la segunda parte donde se encuentran todos los ingresos por generación, se observan los ingresos por venta de energía en el mercado spot y a continuación los ingresos por venta de la capacidad puesta a disposición. Los proyectos eólicos gozan del beneficio de la ley 25.019, por la cual reciben 0,01 \$/KWh generado. En este ejemplo, se ha supuesto que también goza del beneficio del subsidio del fondo provincial de la Provincia de Chubut, en el supuesto caso que el proyecto se ubique en dicha provincia. Este consiste en 0,005 \$/KWh generado con energía eólica.

Si se suman los 15,812 MMUSD por ingresos por ventas en el mercado spot, más 1,752 MMUSD por subsidios, da un total de ingresos anuales de 17,564 MMUSD.

En la tercera parte se presentan los egresos por gastos y cargos que tiene la central eólica.

Como es lógico, no tiene ningún costo por consumo de combustible, es por eso que estos ítems aparecen en cero.

Los cargos por transporte eléctrico más los costos de operación y mantenimiento, hacen un total de 6,131 MMUSD al año.

El resultado neto, es decir, los ingresos por todo concepto menos los egresos, es de 11,433 MMUSD.

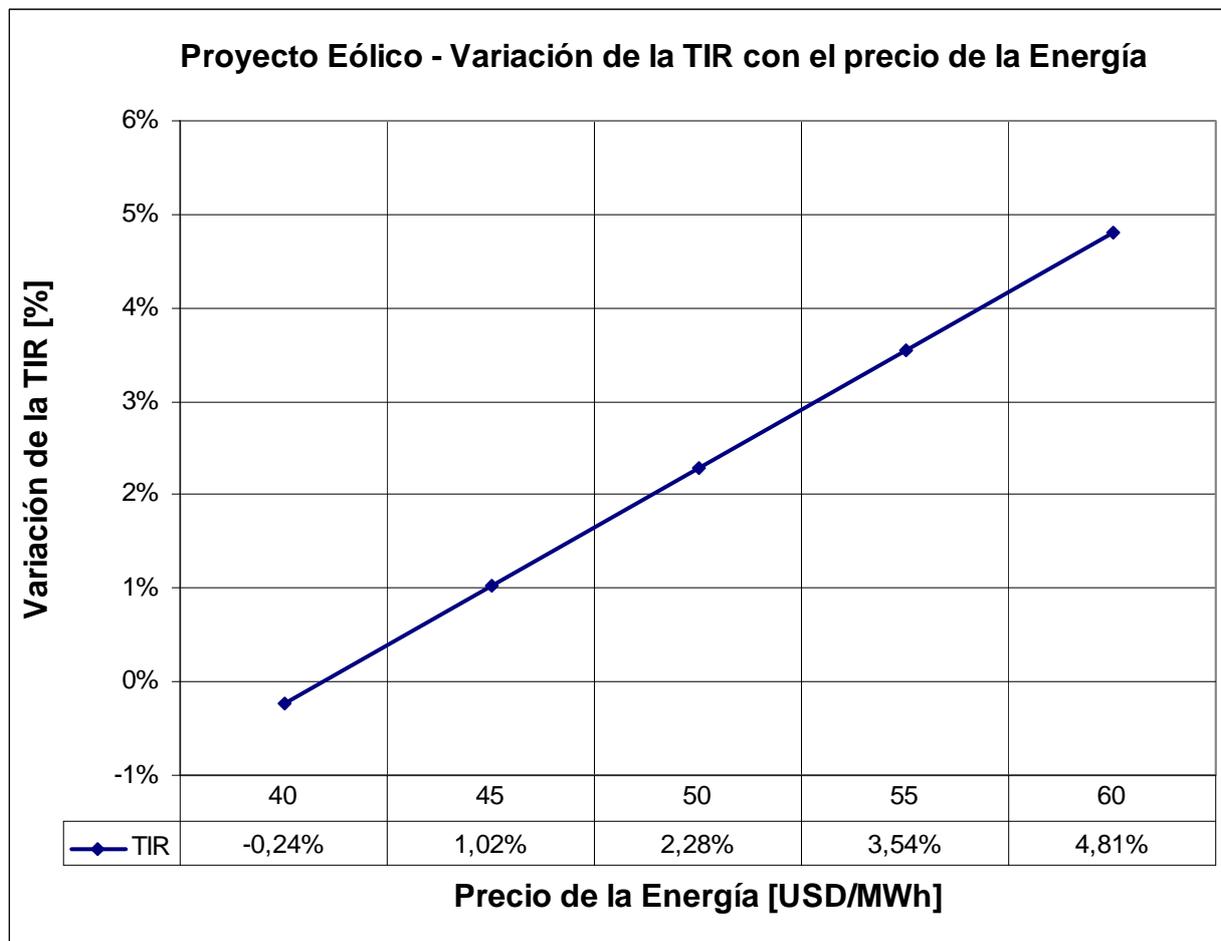
Si al resultado neto se le retira la anualidad de 10,083 MMUSD queda como resultado 1,350 MMUSD.

Este resultado da como TIR del proyecto, una tasa del 1,02 %.

La TIR del Equity resulta ser del 4,09 %, ya que goza de la excepción impositiva del impuesto a las ganancias, como claramente lo marca la ley N° 26.190.

Es evidente que para un precio de la energía de 45 USD/MWh la TIR resultante, no es atractiva para los capitales de inversión.

A continuación se presenta una gráfica que representa la variación de la TIR respecto del precio de la energía.

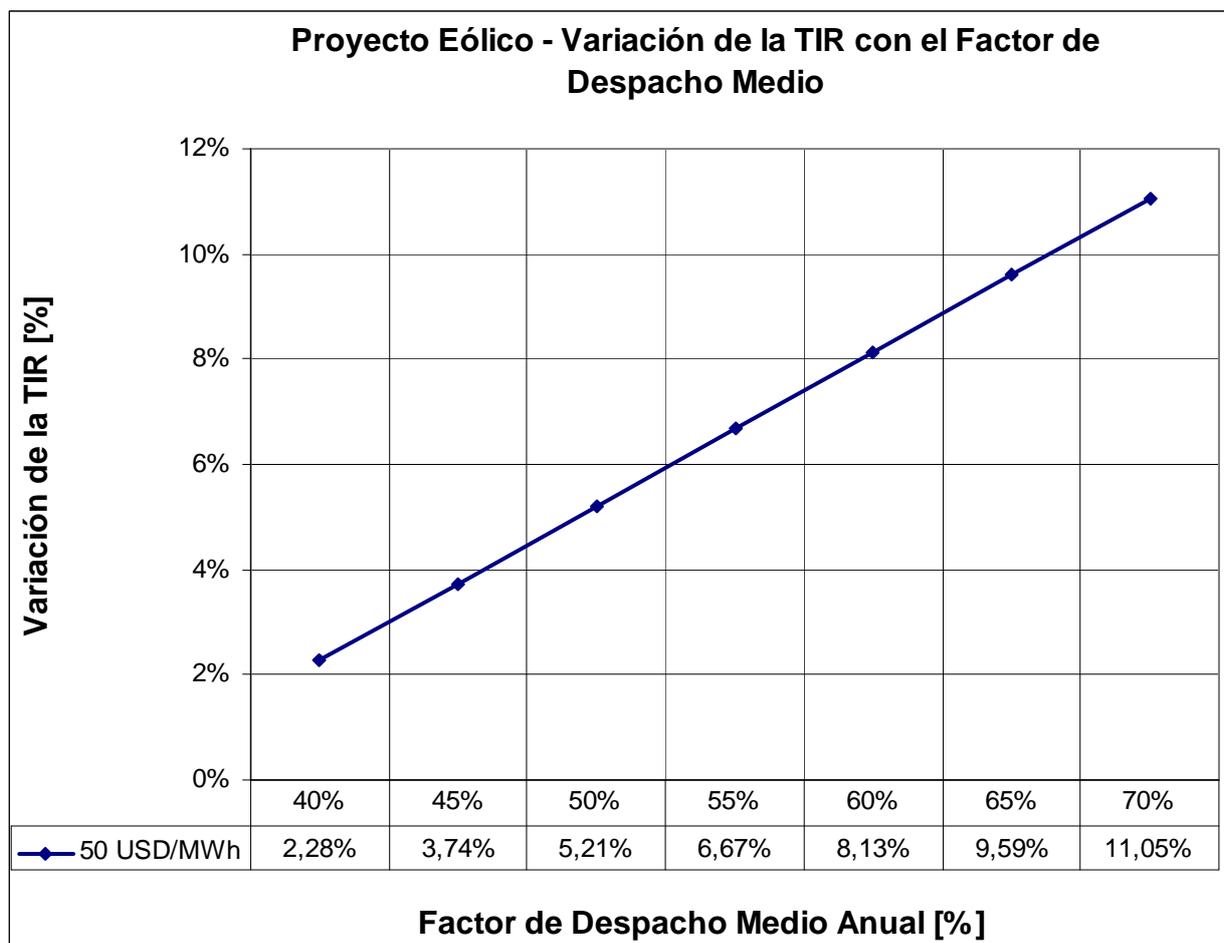


Se observa que para un precio inferior a los 40 USD/MWh, la TIR resulta negativa, y para precios cercanos a los 60 USD/MWh, la TIR es de 4,81 %.

La no-recuperación de la TIR con el aumento del precio de la energía, se debe a su bajo factor de despacho de no más del 40 %, debido a la disponibilidad y aprovechamiento del viento que es bajo. Este equivale a casi 10 horas promedio al año de vientos favorables y/o útiles.

Esta es la característica principal que hace que un proyecto eólico no sea atractivo a los capitales de inversión, puesto que tiene por ahora, muy alto costo y baja producción.

En el siguiente gráfico se ha representado para un precio de la energía media de 50 USD/MWh, como varía la TIR respecto de la variación del factor de despacho medio, que es el que tiene en cuenta las horas de participación de este tipo de generación en el año.



Se puede observar la mayor influencia que tiene en la pendiente de la línea de tendencia de la TIR, el mayor tiempo de despacho de la central eólica, llegando la TIR a valores del 11 % para despachos del 70 %. Este factor de despacho equivale a casi 17 horas diarias promedio de vientos favorables.

Como conclusión se puede decir que por tener mayores costos necesita mayores precios de mercado para ser tentados los inversionistas, pero también es cierto que la tecnología y factores geográficos que hacen al clima, son preponderantes en este tipo de proyectos con energía renovable.

Para este tipo de tecnología, no tiene que ser tan solo el motivador la evaluación del proyecto mediante la TIR, sino el aprovechamiento de recursos renovables y la no-contaminación del medio ambiente, puesto que el único contaminante es la polución audica y visual, pero como las condiciones geográficas y climáticas que llevan a la ubicación de este tipo de emprendimiento, es justamente alejado de centros urbanos y también es sumamente cierto, que es mucho menos contaminante que cualquier otro tipo de emprendimiento energético. Por lo tanto, debería gozar de mucho más empuje gubernamental a través de mayor exención impositiva y mejorar los subsidios actuales con una actualización más acorde a las realidades de los precios vigentes.

## 9. RESUMEN Y CONCLUSIONES

La Argentina ante los avatares económicos y políticos de estos últimos años, ha reaccionado con medidas transitorias que afectaron seriamente el mercado eléctrico, con el fin de morigerar las consecuencias del traslado a tarifas de costos dolarizados. La principal consecuencia fue la paralización de las inversiones en todos los sectores del mercado, reduciéndose las reservas en generación y transporte, en forma inversa al crecimiento de la economía y la industria electro-intensiva.

Con el deseo de corregir las deformaciones del mercado en forma paulatina, ha implementado medidas correctivas y sus primeras señales de recuperación de un mercado competitivo con reconocimiento de costos eficientes y tasas de retorno aceptables, para aquellos sectores de la economía que están en condiciones competitivas de aceptar nuevas reglas de mercado, para no sacrificar el crecimiento de sus propios negocios.

El Servicio de Energía Plus, tiende a promover la inversión privada en nueva generación, permitiendo recuperar los costos más un margen de utilidad razonable.

Es cierto también que el mercado es relativamente chico, puesto que está destinado solamente a atender los incrementos de demandas industriales por sobre su demanda base, entendiéndose esta última como la demanda registrada al año 2005.

La realidad es que estas medidas han sido bien vistas, tanto por parte de la oferta como de la demanda. Las repercusiones de las nuevas ofertas puestas a disposición por los inversionistas, han sido casi totalmente captadas por la demanda ofertando a precios competitivos. Los costos de las empresas por la energía no suministrada en los momentos actuales, superan ampliamente los costos de participar en este nuevo mercado con factores de confiabilidad aceptables a nivel internacional.

Es de esperar por el resto de los participantes del MEM que se implementen medidas correctoras en todos los niveles del mercado eléctrico, con el fin de recuperar la competitividad del negocio eléctrico, alejarse del fantasma del desabastecimiento y de medidas transitorias cuestionadas por su discrecionalidad y de características retrogradadas, que no hacen más que postergar el crecimiento sostenido de la economía e industria.

Los proyectos en curso tienen la expectativa de que implementada la normativa con el basamento legal, podrán obtener por sus ofertas energéticas, precios de energía que remuneren costos eficientes y tasas de retorno razonables al riesgo.

Con precios esperados de 45 USD/MWh la TIR es de 15 %, lo que la hace sumamente interesantes a las expectativas de los inversionistas.

El ejercicio de variaciones de la TIR con el precio de la energía, demostró la linealidad de efecto y causa. Con TIR cercano a 0 % para precios de la energía de 35 USD/MWh y TIR de 23 % para precios de 50 USD/MWh.

La congestión afecta la rentabilidad de los proyectos. Una congestión del orden del 10 % del tiempo hace que la TIR prevista pueda descender en forma considerable. Es por lo tanto imprescindible en la evaluación de factibilidad económica de un proyecto de generación, analizar en forma adecuada las restricciones de transporte que afectan a la generación en cuestión, a los de determinar no solo la posibilidad de evacuar potencia, sino también los posibles períodos de congestión que llevan a la formación de precios locales.

El Factor de Producción típico de una central eólica con el régimen de vientos como el de la Patagonia Argentina es de 40 % lo cual tiende a incrementar los costos unitarios de este tipo de proyectos ya que los costos fijos, inversión, no pueden ser recuperados vía un alto factor de producción.

Para condiciones de vientos como los de la Patagonia Argentina (mejor ubicación dentro del país para ese tipo de generación) y factores de producción típicos de los generadores eólicos, la restricción a la contratación impuesta por el marco regulatorio significa que sólo será contratable aproximadamente un 30 % de la energía máxima que se podría generar con una central térmica convencional de igual capacidad instalada. Esto limita la capacidad de contratación de este tipo de centrales mediante Energía Plus.

Los costos de inversión de la generación eólica, han mostrado en los últimos tiempos una tendencia a reducirse. Los valores mínimos actuales, todo incluido, son del orden de los 1.000 USD/kW. Los costos de O&M son significativamente mayores que los de la generación convencional siendo del orden de los 8,0 USD/MWh.

Tratando de compensar los mayores costos antes comentados de la generación eólica y con el objeto de promover este tipo de generación para el abastecimiento de la demanda en Argentina se han implementado subsidios provinciales y nacionales, los cuales a la fecha son de 20 \$/MWh

(6,3 USD/MWh).

A esto se puede adicionar los ingresos que resultan del proyecto asociados a MDL en el marco del Protocolo de Kyoto. Una estimación de los mismos son del orden de los 6,0 USD/MWh.

Como conclusión general se puede decir que habiendo credibilidad, confianza, reglas claras, cumplimiento de las leyes y reglamentaciones establecidas, tasas de retorno adecuadas a la realidad del país y del mercado, la oferta y la demanda se estabilizaran en una nueva situación de equilibrio que permitirá un crecimiento sostenido de la economía y del país.

## 10. REFERENCIAS

- [1] Programación Estacional de CAMMESA (disponible en [www.cammesa.com.ar](http://www.cammesa.com.ar) – MEMNet)
- [2] Secretaría de Energía – Resoluciones y Notas.
- [3] Pampa Holding S.A., Presentación del Open season sobre proyectos de Energía Plus.
- [4] Emgasud S.A., información del Proyecto Ingentis.
- [5] Alberto Del Rosso, Evaluación de las inversiones Necesarias para el Sector Eléctrico Nacional en el Mediano Plazo, preparado para la Cámara Argentina de la Construcción, Noviembre 2006.
- [6] Diarios locales.