

ESTUDIO

DETERMINACIÓN DE ELEMENTOS CONCEPTUALES Y CONTENIDOS REGLAMENTARIOS

PROCEDIMIENTO DE DETERMINACIÓN DE POTENCIA FIRME Y BALANCES DE POTENCIA BAJO LEY 19.940 DE MARZO DE 2004

Informe Final

6 de septiembre de 2004

Preparado por:

**Soledad Arellano S.
Oscar Moya A.
Rodrigo Palma B.
Hugh Rudnick V. D. W.**

INDICE

1. Introducción.....	4
2. Introducción Conceptual y Desarrollo Histórico.....	5
2.1 Aspectos Conceptuales	5
2.2 Breve resumen del desarrollo histórico del sistema de precios chileno	7
3. Puntos temáticos 1 al 21	10
3.1 Definiciones básicas	10
3.2 Prácticas comerciales	16
3.3 Aleatoriedad en suficiencia	18
3.5 Tratamiento hidráulico	24
3.6 Tratamiento de fallas en suministro de energéticos primarios	29
3.7 Método de reconocimiento de suficiencia.....	34
3.8 Análisis de períodos de cómputo de aportes de potencia.....	37
3.9 Análisis crítico del parámetro LOLP	38
3.10 Forma de considerar aportes de distintos tipos de centrales.....	39
3.11 Incentivo a obras de respaldo.....	41
3.12 Tratamiento de sistemas de transmisión	42
3.13 Análisis de procedimientos en elaboración de balances.....	46
3.14 Procedimiento para determinación de potencia firme y balances de potencia	48
3.15 Análisis de parámetros exógenos al modelo	49
3.16 Análisis técnico económico de la propuesta	55
4. Punto temático 22: Esquemas de potencia de respaldo de alta disponibilidad .	64
4.1 Descripción del problema	64
4.2 Contexto de la propuesta del consultor.....	64
4.3 Descripción General de la Alternativa Propuesta	66
5. Bibliografía	73
6. Glosario	74
Anexo	76

Resumen Ejecutivo

El Ministerio de Economía y la Comisión Nacional de Energía contrataron un estudio tendiente a definir los contenidos reglamentarios y procedimientos conceptuales que deberían ser incorporados en el reglamento, que conforme la Ley N°19.940 persigue regular la determinación de la potencia firme así como los balances de potencia entre generadores en los sistemas eléctricos nacionales.

El presente documento corresponde al informe final del estudio. Se revisa la normativa legal vigente en el país, la base de la teoría marginalista de los conceptos de energía y potencia presentes en la Ley, y la forma en que se ha interpretado el término potencia firme a lo largo del tiempo en los diversos reglamentos de la Ley.

Se formula un marco conceptual que caracteriza nítidamente los atributos de seguridad y suficiencia de un sistema eléctrico, como dos conceptos pertinentes y distintos, tanto en términos técnicos y económicos como en su tratamiento regulatorio y de precios asociados. Mientras la seguridad evalúa la capacidad del sistema eléctrico de soportar un conjunto de perturbaciones de corto plazo, la suficiencia se orienta a la capacidad del sistema de abastecer una demanda creciente en el largo plazo.

Se propone eliminar el término “potencia firme” y crear un nuevo término que represente esa capacidad de potencia a remunerar que satisface la suficiencia. El nuevo término propuesto es “potencia de suficiencia”, donde se entiende el aporte de la centrales como la diferencia de su contribución a la suficiencia y su responsabilidad en la insuficiencia. Se trata conceptualmente en detalle esta nueva potencia de suficiencia, su forma de cálculo (en cuanto al nivel de potencia requerido, la forma de calcular los aportes que hacen los agentes, generadores y consumidores) y la determinación de su valor.

Se entrega una propuesta de contenidos y elementos conceptuales que deberá incluirse en la normativa reglamentaria que se dicte para regular la determinación de la potencia de suficiencia así como los balances de potencia entre generadores.

Se define y diseña los procedimientos técnicos que, descansando en los elementos conceptuales identificados, permitirá tanto la determinación de la potencia de suficiencia de los distintos tipos de centrales, como la elaboración de los balances de potencia entre generadores.

Como parte integral del informe final, el equipo consultor pone a disposición la herramienta computacional de cálculo de potencia de suficiencia desarrollada en el marco del proyecto. Esta herramienta permite la simulación de múltiples escenarios, necesarios en la fase de elaboración reglamentaria. La entrega final es además acompañada de un CD-ROM con un conjunto de referencias relevantes en la materia.

Por último, respetando las restricciones impuestas a este estudio, especialmente lo referente a no hacer cambios legales, se elabora una alternativa de reconocer la existencia de potencia de respaldo de alta disponibilidad como un servicio complementario destinado a generar un nivel mínimo de seguridad frente a la indisponibilidad eventual del resto del parque. La propuesta consistente en definir una capacidad de respaldo permanente con parque dedicado, definida como un servicio complementario. Posteriormente, se describen algunas medidas complementarias que en forma individual no son capaces de solucionar el problema, al menos en el corto plazo, pero que sí pueden contribuir a aminorar sus consecuencias.

1. Introducción

En el marco de los esfuerzos tendientes al desarrollo de la reglamentación del sector eléctrico, el Ministerio de Economía (MINECON) y la Comisión Nacional de Energía (CNE) han encomendado a la Fundación para la Transferencia Tecnológica y a Systep Ingeniería y Diseños Ltda. la elaboración del Estudio denominado **“Determinación de Elementos Conceptuales y Contenidos Reglamentarios: Procedimiento de determinación de Potencia Firme y Balances de Potencia Ley N° 19.940”**. El alcance de este estudio considera como marco de referencia lo dispuesto por la Ley General de Servicios Eléctricos, D.F. L ° 1/82 del Ministerio de Minería – la “Ley”- y muy especialmente, lo dispuesto en la Ley N° 19.940 que la modifica.

Como Objetivos Generales del estudio se espera obtener lo siguiente:

- Definición de una propuesta de contenidos y elementos conceptuales para ser considerados en la normativa reglamentaria que se dicte para regular la determinación de la potencia firme así como los balances de potencia entre generadores, esto último con énfasis en el tratamiento de los retiros.
- Definición y diseño de los procedimientos técnicos que, descansando en los elementos conceptuales identificados conforme el punto anterior, permitirá tanto la determinación de la potencia firme de las centrales como la elaboración de los balances de potencia entre generadores.

En el punto tercero de los términos de referencia del estudio se definen 22 aspectos temáticos a ser abordados en el estudio. Estos aspectos están estructurados de forma secuencial, lo que permite presentar de manera ordenada una propuesta conceptual sobre los temas definidos en los objetivos principales.

Cabe señalar que con excepción de lo solicitado en los punto 8., 17. y 21., la profundidad en el desarrollo y presentación conceptual de cada uno de los temas enunciados deberá ser sólo la suficiente para sostener la definición de preceptos y definiciones de rango reglamentario que se sostengan en el largo plazo y que, minimizando las posibilidades de más de una interpretación, sustenten tanto la metodología a proponer conforme el punto 17., como sus perfeccionamiento posteriores. No es objetivo ni es factible para este Estudio un desarrollo o investigación conceptual acabado que exceda los plazos para él convenidos.

Este documento corresponde al informe final definido en las bases del estudio. Contiene el desarrollo de todos los puntos contemplados en los términos de referencia del proyecto.

En la siguiente sección se presenta una introducción conceptual general a las temáticas del estudio, la que tiene como objetivo definir un marco teórico básico y de desarrollo histórico para el análisis posterior. En la sección 3 se presenta el desarrollo para cada uno de los primeros 21 aspectos señalados anteriormente. La sección 4 aborda en forma independiente el punto 22, relacionado con “la posibilidad técnica de reconocer la existencia de potencia de respaldo de alta disponibilidad – fuera del régimen normal de pago de la potencia firme – considerándola como un servicio complementario destinado a generar un piso de seguridad frente a la indisponibilidad eventual del resto del parque”. Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones del estudio.

2. Introducción Conceptual y Desarrollo Histórico

2.1 Aspectos Conceptuales

Hasta hace un tiempo se consideraba que los servicios que prestaba una unidad generadora de electricidad se resumían en los conceptos de energía y potencia. Con el paso del tiempo, sin embargo, se ha hecho evidente que el término “potencia” en realidad agrupa a un conjunto de servicios muy diferentes entre sí. En efecto, existe consenso en torno a que una unidad puede aportar al sistema en cuanto a la suficiencia, seguridad y calidad de la oferta [8]. El reconocimiento de esta situación ha tenido implicancias en el diseño del sistema de precios que remunera al parque generador.

Todo sistema de precios debería ser diseñado en función de los siguientes principios generales:

- Los precios constituyen la señal que observan y utilizan tanto consumidores como productores al momento de tomar sus decisiones. En el caso de los primeros, sus decisiones de consumo serán eficientes sólo en la medida en que el precio que paguen por el producto refleje el costo de producción. En el caso de los segundos, es necesario que los precios den señales adecuadas tanto para las decisiones de producción de corto plazo como para las decisiones de inversión de largo plazo (cuánto invertir, en qué tecnología, etc.)
- Todos los servicios que produce una unidad generadora deben ser remunerados. Esto es especialmente relevante cuando se toma en consideración que al mismo tiempo coexisten unidades que proveen los distintos servicios en distinta proporción (algunas aportan mucho en términos de suficiencia pero poco en términos de seguridad y viceversa). De la misma manera, el sistema de precios debe remunerar cada servicio sólo una vez.
- Como ya se afirmó anteriormente, el sistema de precios debe estar diseñado de modo tal que provea las señales adecuadas para la inversión. En particular la señal de precio para la inversión es adecuada cuando sólo se construyen centrales que son socialmente rentables. En otras palabras, los precios deben ser tales que permitan financiar sólo los costos –de operación, mantenimiento e inversión- de estas unidades.

En el caso del sector eléctrico, la definición de un sistema de precios eficiente y la correspondiente necesidad de que los precios reflejen los costos de producción tiene la complejidad adicional de que la capacidad debe ser tal que permita satisfacer una demanda fluctuante. Por lo anterior, es necesario determinar cómo se asigna el costo de esta capacidad entre los distintos usuarios. Este problema se conoce en la literatura como Peak Load Pricing.

El peak load pricing es una aplicación de la teoría marginalista a los casos en que es necesario asignar el costo de capacidad entre diversos usuarios. Este criterio, en su versión extrema, establece que el costo marginal de la capacidad debe ser asignado en su totalidad a aquellos usuarios que consumen en los períodos de punta, bajo la premisa de que son ellos los que explican la mayor capacidad. De este modo, el precio que pagan los consumidores fuera de punta está dado por el costo marginal de operación, a lo que se agrega el costo marginal de la capacidad instalada en el caso de los consumidores en horas de punta. En la práctica, este esquema de precios se

implementa a través de un cobro por concepto de energía (a todos los consumidores) y un cargo adicional –usualmente llamado cobro por potencia- que se impone sólo a aquellos que consumen en período de punta.¹ El cobro por potencia se calcula en base al costo de la capacidad de la planta necesaria para satisfacer la demanda en horas de punta. Es posible demostrar que este sistema de precios da las señales adecuadas para la decisión de inversión.

En su aplicación al sector eléctrico, el sistema de tarificación a costo marginal formulado por Boiteux [11] considera que bajo condiciones de óptimo, cuando la estructura del parque generador está adaptada a la demanda, los ingresos por venta de energía a costo marginal de la energía, más los ingresos por venta de potencia a costo de desarrollo de la potencia de punta, cubren exactamente los costos de capital más los costos de operación de los productores. En particular, el tamaño de la capacidad es el óptimo y está dado por aquel nivel en que el costo de aumentar la capacidad (costo marginal de largo plazo) es igual a la valoración que los consumidores tienen de esa capacidad adicional. Por otro lado, los productores reciben ingresos suficientes para financiar todos sus costos, tanto los costos de operación y mantenimiento como los de inversión.

La implementación en la práctica de este esquema de precios en el sector eléctrico no es tan simple como parece pues éste se caracteriza no sólo por demanda fluctuante, sino también por incertidumbre tanto a nivel de oferta como de demanda, y por diversidad tecnológica, entre otros. La incertidumbre determina por ejemplo que la capacidad óptima sea mayor que la necesaria en un sistema completamente determinístico.

Finalmente, cabe destacar que el objetivo de financiar la totalidad del costo de la capacidad también podría lograrse en un contexto en que sólo se remunera la energía (ya sea a través de un mercado de energía puro o de precios de energía que reflejen el costo marginal). En efecto, bastaría con incorporar en la curva de oferta del sistema una planta cuyo costo fijo es nulo pero cuyo costo marginal de operación está dado por el costo de falla. De este modo en los períodos de demanda máxima, los generadores serían pagados a costo de falla y estos ingresos serían suficientes para financiar la capacidad. Si bien es cierto teóricamente ambos mecanismos conducen al mismo resultado, en la práctica esto puede no ocurrir. En primer lugar, se debe tener presente que, usualmente, el pago por capacidad se entrega a los generadores aún si la planta no está produciendo, lo que podría resultar en exceso de capacidad. Por el contrario, el pago por energía a costo de falla sólo remunera a los productores que efectivamente están produciendo en esas horas. En segundo lugar, el mercado de energía permite que toda la demanda participe y en consecuencia son los consumidores quienes efectivamente valoran la energía en las horas de punta. En la práctica esta virtud del cobro por energía, se convierte también en su mayor defecto pues en muchas ocasiones no es factible cobrar el precio que el mercado determinaría en períodos de escasez de oferta lo que usualmente se traduce en que se impone –explícita o implícitamente- un precio máximo, impidiendo a los productores recaudar lo necesario para financiar la capacidad. En consecuencia, un mercado de energía que funciona de modo tal que los precios no siempre reflejan

1 Una aplicación más general del modelo de peak load pricing reconoce que existen circunstancias en que todos los consumidores (en punta y fuera de punta) deben asumir un cobro por concepto de potencia (aunque no en el mismo monto). Uno de estos casos ocurre cuando la demanda en períodos de punta y fuera de punta son similares, tanto así que los consumidores fuera de punta utilizan toda la capacidad disponible, al igual que quienes consumen en los períodos de punta del sistema (Ver Boiteux, 1960).

la escasez, no permite asegurar la suficiencia de un sistema por lo que un cobro por capacidad también es necesario. Hay una diferencia fundamental sin embargo entre ambos mecanismos. El mercado por energía permite a los agentes decidir en forma voluntaria su grado de exposición a las fluctuaciones de precio; mientras mayor es la exposición, menor es el pago por capacidad necesario. En cambio, un pago por capacidad definido por una entidad externa es usualmente un pago que se distribuye en forma uniforme entre los distintos consumidores, sin tomar en cuenta sus preferencias.²

El modelo regulatorio chileno se basa en la concepción anterior para construir un esquema de precios de energía y potencia que deben ser pagados por los consumidores a los productores. Estos dos productos, y sus precios asociados, recorren toda la cadena de suministro generación-transmisión-distribución. El pago por potencia de la legislación está directamente vinculado al pago por capacidad indicado.

Una vez comprendidos la necesidad de la existencia de un pago por capacidad y el hecho de que las centrales proveen diferentes servicios, en cuanto a su aporte a la suficiencia y seguridad del sistema eléctrico, es conveniente analizar cómo interactúan estos elementos al momento de diseñar el sistema de precios.

El principio que debe tenerse en cuenta es que el sistema de precios debe ser tal que permita financiar los costos de operación y de inversión de todas aquellas centrales que son socialmente rentables. Está claro que los generadores se financiarán por ingresos por concepto de cobro de energía y un cobro asociado a la capacidad de la central. Dado que las centrales producen más servicios que la suficiencia (concepto usualmente asociado a la “capacidad”) y que todos estos deben ser remunerados, el pago adicional –necesario para financiar los costos de inversión- incluye en la práctica diferentes pagos por cada servicio. El cobro por potencia al que se hace referencia en este informe, considera sólo al cobro correspondiente a la suficiencia. En consecuencia, no debe esperarse que la totalidad de los costos de inversión de cada central sean financiados a través de este mecanismo. La diferencia deberá ser aportada por la remuneración de los otros servicios, los que agrupamos en los llamados “Servicios Complementarios”.

2.2 Breve resumen del desarrollo histórico del sistema de precios chileno

El sustento de la existencia de pagos por potencia se relaciona con el modelo de tarificación a costo marginal, descrito en la sección anterior y establecido desde comienzos de la década de los 80 en el país [1,9]. Este modelo considera la potencia y la energía como 2 únicos bienes económicos distintos, para lo cual establece sendos sistemas de precios basados en costos marginales de la energía y de la potencia, tal como aparece en las primeras publicaciones de la Comisión Nacional de Energía en este tema [9]. En dicha publicación se demuestra para un sistema simplificado que, bajo condiciones de óptimo, los ingresos obtenidos por venta de energía al costo marginal instantáneo, más los ingresos por venta de potencia al costo de desarrollo de potencia de punta, son iguales al costo de capital más los costos de operación de un sistema eléctrico.

2 Una alternativa entre el mercado de energía y el pago uniforme por capacidad son los denominados mercados de capacidad, como los existentes en PJM y Nueva Inglaterra, según se describe posteriormente

El sistema de precios para la energía -que no se discute en este informe- se basa en una operación a mínimo costo de un sistema hidro-térmico con un embalse con capacidad de regulación interanual. El precio de la potencia está dado por el costo marginal anual de incrementar en 1 MW la capacidad instalada del sistema, el que a su vez corresponde al costo de capital de una turbina diesel ajustado por el costo de conectar la unidad al sistema eléctrico. Este costo de capital es además corregido por dos factores: margen de reserva de potencia teórico (MRT) y por pérdidas en el sistema de transmisión.

El diseño y desarrollo histórico del mercado eléctrico chileno ha ido acotando en un ámbito reglamentario la forma en que se entiende la remuneración de la capacidad y ha acuñado un concepto de potencia firme que ha ido cambiando en el tiempo.

El concepto de potencia firme ha sido abordado por el marco regulatorio exclusivamente a través de las normas reglamentarias. En particular, la forma como ésta se define y su evolución en el tiempo está directamente relacionado con la percepción existente en torno a los servicios que presta. Así por ejemplo, el esquema de precios inicial entendía la seguridad (enunciada en la Ley) como la capacidad del sistema para satisfacer la demanda. La seguridad del sistema se relacionaba a una capacidad adicional del parque generador, la cual dotaba al sistema de una reserva operacional que era rentada mediante el cobro del costo de instalación de turbinas a gas. En línea con esta concepción, el DS 6/1985 relaciona la potencia firme con el aporte que puede hacer una central para abastecer la demanda máxima, con una cierta probabilidad. Esta definición es consistente con lo que actualmente se entiende por "suficiencia", según se define más adelante.

El Decreto Supremo N° 327 de 1997, normativa vigente desde septiembre de 1998, aborda directa y explícitamente el concepto de potencia firme, desplazando la orientación de su definición hacia un significado distinto a aquél concebido por los redactores de la norma reglamentaria que le precedió. Este Reglamento, al abordar la potencia firme entremezcla los conceptos de suficiencia y seguridad pues si bien ésta se define en términos de capacidad para satisfacer la demanda máxima con una cierta probabilidad, se establece también que en su cálculo se deben considerar aspectos relacionados con el aporte a la seguridad del sistema, como los tiempos necesarios para la partida e incrementos de carga de las unidades que permitan responder ante fallas de corta duración.

En la Resolución RM 119 – 2001, el Regulador aborda por primera vez en forma separada y explícita los atributos de suficiencia, seguridad y calidad que caracterizan a un sistema eléctrico. Establece que, a pesar de que los atributos de seguridad y suficiencia son distintos, el concepto de potencia firme que prevalece en el Reglamento vigente los incluye a ambos. Esta situación es interpretada como que el regulador quiso incorporarlos a ambos en una medida única. Ante la interrogante de cómo ponderar ambos atributos en esta medida única, la Comisión argumenta que debe primar la suficiencia pues es el "concepto primordial y manifiesto en la concepción tarifaria". Esto se tradujo en que en el cálculo de potencia firme el atributo suficiencia se ponderó con un 80% en el SIC, y con un 50% en el SING. La Comisión argumenta claramente que mientras no exista una norma que reconozca el atributo de seguridad en forma independiente, éste deberá ser incluido dentro de la potencia firme.

Un paso en tal dirección se da en la ley 19.940 que modifica el DFL 1/1982. La ley utiliza en forma explícita los conceptos de suficiencia y seguridad y reconoce la existencia de los Servicios

Complementarios (SSCC). Así por ejemplo establece que las transferencias de potencia entre generadores deberán “realizarse en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existentes...” (art.91). En relación a los SSCC establece que “todo propietario de instalaciones eléctricas interconectadas ... deberán prestar los SSCC de que disponga que permitan realizar la coordinación de la operación del sistema conforme a las normas de seguridad y calidad de servicio” (art. 91 bis). Se encarga a los CDEC la tarea de definir, administrar y operar estos servicios, ateniéndose a las exigencias de calidad y seguridad establecidas en la normativa y minimizando el costo de operación del sistema. En relación a la remuneración de estos servicios se establece que los propietarios de instalaciones deberán declarar los costos incurridos por la prestación de los SSCC, los que posteriormente deberán ser valorados por los respectivos CDEC. La compatibilización de los precios de estos servicios con los cobros por concepto de energía y potencia es asignada al Reglamento. De este modo el regulador avanza en la separación de los atributos de seguridad y suficiencia tanto a nivel conceptual como de remuneración.

3. Puntos temáticos 1 al 21

3.1 Definiciones básicas

1. *Elaborar una definición expresa del concepto de potencia firme de una central, en el marco de lo dispuesto en la Ley N°19.940.*

Como se verá en el punto siguiente, el consultor propone hacer una clara separación en términos tarifarios de la seguridad y suficiencia. Además propone ligar el tradicional pago por potencia incluido en la Ley al concepto de suficiencia.

Conclusiones: Se propone eliminar el término potencia firme, introduciendo la definición de potencia de suficiencia. Se propone un concepto genérico para entender los aportes de suficiencia de unidades generadoras, complementando las visiones actualmente en uso en el sector.

Como se resumiera en la sección anterior, el concepto de potencia firme ha tenido distintas interpretaciones reglamentarias con las correspondientes consecuencias económicas. Por ende, el consultor propone eliminar este concepto y crear uno nuevo que se denomina **Potencia de Suficiencia**, definido preliminarmente como:

Suficiencia de un sistema: corresponde a la habilidad de un sistema de abastecer la demanda en condiciones de demanda máxima. Se expresa como una probabilidad.

Se entenderá por **potencia de suficiencia de una unidad generadora** el aporte a la suficiencia del sistema, cuando ésta es igual a la probabilidad de excedencia en condiciones de demanda máxima.

Unidad generadora: equipo generador eléctrico que posee equipos de accionamiento propios, sin elementos en común con otros equipos generadores. Una falla de una unidad no implica necesariamente la salida de otra unidad.

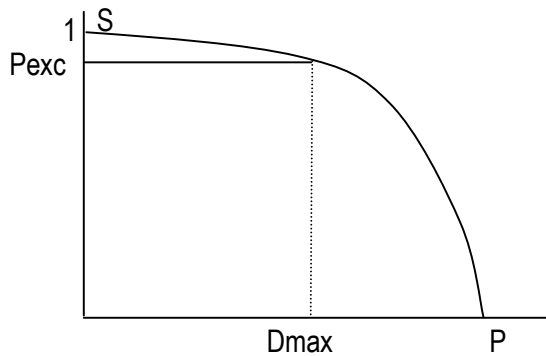
Demanda máxima: el valor más alto en la curva de carga anual.

Cabe señalar que la suficiencia, bajo el supuesto de un manejo de los recursos hidráulicos regulables con criterios de suficiencia, es una cualidad permanente, independiente del despacho de las unidades y por lo tanto ella alcanza su valor mínimo necesariamente en el instante de demanda máxima.

Dado que se trata de medir el aporte a la suficiencia, el objetivo debe centrarse en este aspecto.

La curva S-P (suficiencia-potencia) de un sistema es no lineal y tiene una forma como la indicada en la figura. Es discontinua, aunque se suaviza cuando hay un número elevado de unidades. Sea:

- S la variable suficiencia,
- P la variable potencia acumulada por el parque generador,
- Dmax el valor de $P=D_{max}$,



El aporte a la **potencia de suficiencia de una unidad** generadora puede ser medido en términos probabilísticos, bajo condiciones de excedencia y déficit del sistema.

La suficiencia del sistema corresponde a la probabilidad de excedencia en condiciones de demanda máxima, la que se expresa como:

$$P_{exc} = 1 - LOLP_{dm}$$

En que $LOLP_{dm}$ es la probabilidad de pérdida de carga del sistema mas alta esperada en un período anual.

El conjunto de definiciones utilizadas en el marco de este estudio se encuentran listadas en la sección 6 (Glosario).

2. *Desarrollo de un análisis cualitativo de los conceptos de suficiencia y seguridad, precisando las aplicaciones que en uno y otro caso estos conceptos tienen, y cómo los mismos pueden coexistir en un mismo ámbito regulatorio. Se deberá hacer un énfasis especial en el concepto de aporte de potencia firme, y sus características distintivas respecto de los aportes de potencia que una central puede efectuar ante requerimientos intempestivos de demanda.*

Conclusiones: Se presentan deficiones para los términos suficiencia y seguridad, identificando sus aspectos independientes y aquellos de carácter complementario. Se presenta una revisión internacional en la materia. Se propone una asociación directa de los conceptos de seguridad y suficiencia, a los sistemas de precio de Servicios Complementarios y Pago por Potencia respectivamente.

En el diseño de estructuras de mercados eléctricos a nivel internacional ha cobrado mucha fuerza el determinar como dicho diseño condiciona o no el nivel de confiabilidad en el abastecimiento eléctrico, y tomar las medidas adecuadas para que se incremente dicho nivel. Una falla en el mercado eléctrico que deje sin abastecimiento una zona geográfica tiene un impacto importante en la economía del país y/o de la zona afectada, mucho mas que fallas en otros mercados. La preocupación está presente en diversos continentes, por ejemplo surge tanto en Estados Unidos como resultado del apagón del noreste norteamericano de agosto del 2003, como en Chile por los problemas recientes de suministro de gas natural desde Argentina.

El National Electric Reliability Council (NERC) define la confiabilidad de un sistema eléctrico como el grado de desempeño de los elementos de dicho sistema que resultan en un abastecimiento de electricidad a los consumidores en el volumen deseado y bajo estándares aceptables. Se puede medir la confiabilidad en términos de la frecuencia, duración y magnitudes de efectos adversos en el abastecimiento eléctrico.

El concepto de confiabilidad tiene dos atributos distinguibles [8,10,12]: seguridad de servicio y suficiencia o adecuación (adequacy).

El concepto de seguridad de servicio se refiere a la capacidad del sistema eléctrico de superar perturbaciones de muy corto plazo, a las que está sujeto el sistema en forma permanente, y que son causadas tanto por efectos externos (por ejemplo, descargas atmosféricas sobre los sistemas de transmisión que producen cortocircuitos) como internos (por ejemplo cambios bruscos de carga o fallas de unidades generadoras). Estas perturbaciones afectan el equilibrio del sistema y pueden dar lugar a fallas parciales o totales de suministro, o bien a nuevas condiciones de equilibrio. Esta seguridad es típicamente provista mediante sofisticados equipos de control y protección, procedimientos de operación y despacho de unidades generadoras, así como servicios complementarios (por ejemplo para lograr regulación de voltaje, regulación de frecuencia, reserva en giro, partida en frío y otros). Para reafirmar el concepto, citamos la definición de NERC de seguridad como la "habilidad del sistema eléctrico de soportar perturbaciones sorpresivas como cortocircuitos eléctricos o pérdida inesperada de componentes del sistema u operaciones de desconexión".

Por otra parte, la suficiencia se refiere a la capacidad del sistema eléctrico de abastecer la totalidad de la demanda en todo momento. La suficiencia representa una característica de largo plazo, se

pretende abastecer una demanda creciente en el largo plazo, teniendo presente la variabilidad e incertidumbre de dicha demanda y de la capacidad de generación y los tiempos involucrados en incrementar dicha capacidad. Tradicionalmente la suficiencia ha sido medida a través de las reservas existentes o planificadas en el sistema eléctrico y del correspondiente índice de probabilidad de pérdida de carga, que sirve de criterio para decisiones de planificación e inversión. Para reafirmar el concepto, citamos la definición de NERC de suficiencia como la “habilidad del sistema de abastecer la totalidad de la demanda eléctrica y los requerimientos de energía de los consumidores en todo momento, considerando salidas programadas de componentes y salidas no programadas, pero razonablemente esperadas”.

Esta última definición introduce un término que también diferencia ambos conceptos. La seguridad típicamente se mide en función de un conjunto de contingencias predefinidas determinísticas frente a las cuales se busca responder con acciones, controles y servicios complementarios. La suficiencia es una característica asociada a condiciones esperadas en un contexto probabilístico, identifica la posibilidad de entregar energía con una central hidroeléctrica en condiciones de sequía extrema, la posibilidad de aportar potencia con una central térmica ante indisponibilidad de combustible o falla de dicha central.

Aunque el concepto de seguridad representa condiciones de corto plazo y el de suficiencia de largo plazo, ambos conceptos están íntimamente relacionados y pueden apoyarse uno al otro. En efecto, un sistema eléctrico con gran suficiencia, por ejemplo, por un alto nivel de reservas, tendrá un mayor grado de flexibilidad para superar contingencias de corto plazo. Sin embargo, se puede dar la situación contraria, en que un sistema con un alto grado de sobreinstalación puede operar en forma insegura y un sistema con limitada reserva opere en forma segura. Un ejemplo de la primera situación ha sido lo ocurrido en Chile en el Sistema Interconectado del Norte Grande, donde una sobreinstalación del orden del 100%, y por ende una alta suficiencia, no ha necesariamente asegurado un adecuado nivel de seguridad de servicio.

Además de la dimensión técnica que distingue a los conceptos de seguridad y suficiencia, se puede distinguir una diferente dimensión económica. Según algunos autores, el concepto de seguridad tiene un carácter eminentemente público y el de suficiencia tiene un carácter privado, aunque no necesariamente sea tratado así en la regulación chilena.

El carácter público de la seguridad tiene su origen en su carácter sistémico, no puede ser entregada a unos y no a otros. La seguridad debe ser administrada centralmente a través de cargos obligatorios o reglas de suministro de servicios obligatorios. En efecto, un sistema eléctrico necesariamente debe ser coordinado físicamente en su operación de corto plazo y en el control de los equipos y en la provisión de servicios complementarios para lograr adecuados niveles de seguridad. La seguridad no sólo tiene externalidades inherentes que deben ser tratadas centralizadamente, sino que también puede dar lugar a condiciones de “free riding” (uso gratuito de un bien o servicio). No necesariamente puede excluirse del servicio seguro a consumidores que rehúsan pagar por servicios complementarios que benefician a todos. Esto no quita que algunos de estos servicios puedan ser provistos vía mercados competitivos o a través de contratos de largo plazo.

En cambio, la suficiencia tendría un carácter económico privado. Las decisiones de inversión en mercados eléctricos son decisiones de los agentes. Desaparece en este contexto el concepto de

obligación de servicio de los generadores. Por una parte, falta de suficiencia por inadecuada inversión necesariamente resultará en mayores precios que estimularán nueva inversión. Los consumidores deciden cuan dispuestos están a pagar más por una mayor suficiencia. En teoría, es una decisión privada, donde cada consumidor puede actuar independientemente y elegir el nivel de suficiencia que le interesa, según sus condiciones económicas individuales y su medición del riesgo asociado. En la misma forma, los inversionistas deciden cómo incrementar la capacidad de generación, dependiendo su inversión, entre otros factores, de los niveles de precios esperados y de los riesgos asociados.

El carácter privado de la suficiencia no necesariamente ha sido tratado como tal en las regulaciones de los mercados eléctricos. Ya sea porque no se confía necesariamente en la velocidad de respuesta del mercado, ya sea porque no se considera que los consumidores atomizados sean capaces de tomar decisiones de riesgo de largo plazo, en varias regulaciones, incluida la chilena, se ha dado un tratamiento centralizado a la suficiencia. Es la regulación, o la autoridad, la que define el nivel de suficiencia requerida y los sistemas de pagos para incentivar inversión y disponibilidad de capacidad instalada. Se pretende seguir, con señales de precios, el tratamiento que se daba en los esquemas pre mercado de empresas eléctricas integradas verticalmente donde en base a predicciones de demanda y estimaciones del índice de probabilidad de pérdida de carga se decidía nuevas inversiones.

Esquemas de estímulo de la suficiencia

En los mercados eléctricos modernos existen básicamente tres enfoques regulatorios orientados a lograr un grado de suficiencia [8, 12]:

i) Pagos por capacidad. Este esquema era empleado en el Reino Unido, y se utiliza en Argentina, Chile, España, y otros países latinoamericanos. En este caso, los generadores reciben un pago por unidad de capacidad basado en su tecnología y disponibilidad, independientemente de si han sido despachados o no, o por pago adicional al precio de energía de equilibrio de mercado durante algunas horas del día. Los consumidores pagan, además de la energía, un uplift o pago complementario, proporcional a su demanda máxima. En estos mercados es frecuente la existencia de un price cap para el precio de la energía y los consumidores regulados son aislados de las grandes oscilaciones de los precios spot de la energía.

ii) Mercados sólo de energía. Los generadores y consumidores interactúan a través de precios spot de la energía sin restricciones, precios que son el resultado de ofertas en bolsa de precios de generación y demanda. La remuneración para solventar los costos de la capacidad instalada corresponden a la diferencias entre el precio de equilibrio de mercado y el costo variable de producción.

iii) Mercados de capacidad instalada (requerimiento de reserva). Este esquema es empleado en los mercados del este de EEUU (PJM, Nueva York y Nueva Inglaterra). En estos sistemas se exige a los comercializadores que abastecen los consumos el tener una capacidad instalada o contratar con los generadores un nivel predefinido de capacidad de reserva, por sobre su demanda de punta. La forma, plazo y nivel de reserva exigido varían según cada sistema. Los requerimientos de reservas y los mercados de capacidad proveen a los generadores la posibilidad de obtener una remuneración

adicional por su capacidad de reserva y provee incentivos para la incorporación de capacidad de generación de reserva, adicionales a las reservas de corto plazo.

Se ha planteado un cuarto esquema obligatorio de mercados de capacidad vía opciones futuras para las comercializadoras.

El primero y el tercer método son muy similares, representan intervenciones regulatorias donde se define externamente un nivel de suficiencia requerido, típicamente asociado a la probabilidad de pérdida de carga y la estimación del valor de la energía no suministrada. Sin embargo, estos métodos se diferencian en que en uno de ellos los agentes determinan el precio y en el otro no. El segundo es un esquema de mercado, donde el nivel de suficiencia es resultado de la libre interacción entre los agentes.

Cabe destacar que el pago por capacidad de la primera como la tercera alternativa tienen, además del efecto de estímulo de la inversión, la ventaja de estabilizar los ingresos de los generadores, por cuanto proveen un pago estable que no está sujeto a la volatilidad que típicamente presentan sistemas hidrotérmicos como el chileno.

El pago por capacidad (o potencia) corresponde a un instrumento de estímulo de la suficiencia en mercados eléctricos que además es coherente con el esquema de tarificación marginalista en dos partes, donde se diferencia los precios del periodo de punta de los precios en el resto del tiempo. Así, en el caso de la electricidad una parte del precio, la energía, está asociada a los costos variables de producción y es cargado por unidad de consumo. La otra parte, la capacidad o potencia, es un cargo por la disponibilidad para dar el servicio, la cual es posible mediante la instalación de capacidad. De esta manera el cargo por capacidad incluye los costos de proveerla, lo que corresponde a los costos fijos de capital, y es asignado entre los consumidores que demandan en la punta.

3.2 Prácticas comerciales

3. *Desarrollo de un análisis cualitativo de las prácticas comerciales adoptadas por las empresas generadoras al momento de contratar y/o comprometer potencia con sus clientes finales o clientes distribuidores.*

Conclusiones: Se plantea la necesidad de buscar coherencia entre los pagos por potencia que realizan consumidores finales y empresas distribuidoras a cada uno de los generadores, con el procedimiento de balance de potencia al interior de los CDEC, coherencia que no está asegurada en las prácticas comerciales vigentes.

En los aspectos de suficiencia, la potencia que se compromete con los clientes guarda relación con la potencia firme definitiva del generador. Cuando la **potencia firme definitiva** propia es insuficiente, se contrata la diferencia con otro generador que tenga superávit. Esto es correcto en la medida que la potencia del sistema es la suma de las potencias de los generadores. Se considera por lo tanto, que para la componente de suficiencia de la potencia firme tiene sentido la relación de potencia firme del suministrador con la demanda máxima del cliente. No sucede lo mismo con los componentes de seguridad que hoy están dentro de la potencia firme. Si estos últimos quedan fuera de la potencia firme, se tiene a futuro una situación diferente en la interpretación con que eventualmente puedan haberse efectuado compromisos contractuales.

Si se circunscribe la potencia firme solamente a la suficiencia, aún habría dudas en cuanto a que lo que se garantiza en el sistema, no necesariamente se le asegura al cliente. Es decir, la probabilidad de que el sistema pueda abastecer una demanda, no coincide con la probabilidad de que el sistema pueda abastecer a un cliente específico. En este aspecto, el efecto de la transmisión o subtransmisión, puede ser relevante en la suficiencia que posea un cliente. También debería pensarse en que la carga tiene diversos estados de probabilidad distinta, lo que influye en la probabilidad del suministro. En tercer lugar, puede destacarse el efecto de los factores de coincidencia de los clientes, respecto de la demanda de punta del sistema.

Como se indicara anteriormente, los precios constituyen la señal que observan y utilizan tanto consumidores como productores al momento de tomar sus decisiones. En el caso de los primeros, sus decisiones de consumo serán eficientes sólo en la medida en que el precio que paguen por el producto refleje el costo de producción. En el caso de los segundos, es necesario que los precios den señales adecuadas tanto para las decisiones de producción de corto plazo como para las decisiones de inversión de largo plazo (cuánto invertir, en qué tecnología, etc.). En el contexto de precios de un modelo de peak load pricing, es necesario asignar costos de capacidad a aquellos usuarios que consumen en los períodos de punta, bajo la premisa de que son ellos los que explican la mayor capacidad a nivel de generación.

Del análisis de la reglamentación vigente se constata que no existe un mecanismo que haga necesariamente coherente los pagos por potencia que realizan consumidores finales y empresas distribuidoras a cada uno de los generadores, con el procedimiento de balance de potencia al interior de los CDEC, por lo que se corre el peligro que se desvirtúen las señales de precios percibidas por los participantes. No obstante, se reconoce que a nivel de sistemas de distribución es conveniente poder entregar señales locales de uso de las capacidades de las redes de distribución, las que no

coinciden necesariamente con los requerimientos de capacidad de generación reflejados en el pago por potencia.

El modelo regulatorio chileno construye un esquema de provisión de dos productos, energía y potencia, que, con sus precios asociados, deben recorrer toda la cadena de suministro generación-transmisión-distribución. No obstante la diversidad existente hoy en las prácticas comerciales de los contratos (con clientes libres, con distribuidoras, con clientes regulados vía elección tarifaria), la orientación que se debe dar a los generadores vía CDECs es la de hacer coherente los precios y pagos por capacidad en dicha cadena. Esto también pasa por exigir a los intermediarios, distribuidores o comercializadores, que sean coherentes en sus pagos y cobros por capacidad de generación, dejando grados de libertad para optimizar el uso de la capacidad de las redes locales.

Cabe destacar que necesariamente la señal de uso sistémico del pago por potencia debe determinarla el CDEC correspondiente, ya que es a ese nivel donde se observa el impacto de los agentes en las exigencias de suficiencia. Asimismo, se constata que los resultados dependen de las características propias de un sistema, aspecto tratado mas adelante en este documento.

3.3 Aleatoriedad en suficiencia

4. *Desarrollo de un análisis técnico del tratamiento de la aleatoriedad a considerar en la definición de la potencia firme - **en suficiencia** - cuando a dicha definición se incorpora una caracterización probabilística y aplicado al caso de un parque generador 100% termoeléctrico. En particular, se requiere un análisis del parámetro “indisponibilidad” así como de los métodos que permiten la construcción de distribuciones de probabilidades analíticas o numéricas para la respuesta total del parque, suponiendo que no existe correlación entre los eventos de indisponibilidad de centrales y los tamaños son diversos.*

Conclusiones: Se distingue el tipo de eventos a ser considerados en un estudio de suficiencia y las alternativas de cálculo de sus parámetros. Se propone adoptar los siguientes eventos aleatorios: fallas intempestivas de unidades generadoras o partes de las de ciclo combinado, el uso del índice disponibilidad A en lugar del FOR y considerar las fallas de gasoductos en el balance en los años en que ocurran.

Se presenta en un detalle mayor y a modo de ejemplo, el tratamiento de las centrales de ciclo combinado. Se destaca la importancia de disponer de sistemas de información y monitoreo que permitan establecer estadísticos confiables de disponibilidad de unidades de generación y equipamientos relacionados. Lo anterior se relaciona con la existencia de una capacidad de certificación de unidades.

El análisis técnico que se pretende dar a la suficiencia, se basa en que existen eventos de tipo probabilístico de distinta naturaleza. Estos eventos incluyen diversas variables, de las cuales, se pueden destacar como principales las siguientes:

- La falla intempestiva de unidades generadoras.
- La falla de partes de una central de ciclo combinado.
- La restricción de combustible.
- El valor de la demanda y su fecha de ocurrencia.
- Fallas en gasoductos.

En las unidades generadoras es usual emplear la FOR (forced outage rate) definida como una razón entre el tiempo fuera de servicio y la suma del tiempo en servicio y el tiempo fuera de servicio por falla, que presenta una unidad en promedio.

$$\text{FOR} = \text{Toff} / (\text{Ton} + \text{Toff})$$

Este valor resulta de un historial de la unidad, en que se registran los tiempos acumulados para ambos estados, en servicio y fuera de servicio. Este historial se confecciona acumulando ambos tiempos, pero esto requiere que la unidad se encuentre despachada. Si no existen períodos en que se encuentre despachada, no habrá información para el cálculo, lo que hace necesario recurrir a una definición distinta. Con este propósito, una alternativa consiste en emplear la definición de disponibilidad media habitual en otro tipo de equipos. Esta definición es

$$A = \text{TMEF} / (\text{TMEF} + \text{TMR})$$

TMEF Tiempo medio entre fallas
TMR Tiempo medio de reparación

Estos parámetros se obtienen de la historia de un equipo, siempre que haya transcurrido en tiempo de uso significativo comparado con el ciclo falla- reparación. Esto implica que debe haber pasado por varios eventos de falla para permitir obtener un valor promedio.

Cuando el equipo es nuevo, se debe recurrir a valores de referencia de otros equipos similares obtenidos estadísticamente. No es conveniente realizar los cálculos en el primer período de vida útil, ya que las fallas de " infancia" son más frecuentes que la tasa de falla de régimen permanente, que se postula constante habitualmente en la teoría de la confiabilidad.

Sistemas de información y certificación

En el contexto señalado en la sección anterior, se destaca la importancia de disponer de sistemas de información y monitoreo que permitan establecer estadísticos confiables de disponibilidad de unidades de generación y equipamientos relacionados.

Lo anterior se relaciona con la existencia de una capacidad de certificación de unidades a través de metodologías validadas, que independientemente de las características de operación de una unidad, de certeza sobre su disponibilidad media.

Falla de partes de una central de ciclo combinado

Las centrales de ciclo combinado pueden operar en ciclo cerrado cuando se encuentren en operación las turbinas a gas y a vapor, o bien, en ciclo abierto, en que solamente la turbina a gas funciona, y por lo tanto la potencia de salida es menor que en ciclo cerrado.

Si existe sólo una turbina a gas y una turbina a vapor, le central tiene tres estados de disponibilidad:

- Con las dos turbinas en servicio,
- Con la turbina gas en servicio,
- Con ambas turbinas fuera de servicio.

En centrales que tiene más elementos, aparecen más estados.

De este modo, en la configuración 2X1, se tienen dos turbinas a gas y una a vapor, con tres unidades generadoras. En este caso, existen 5 estados posibles:

- 2 TG +TV Potencia máxima
- 1 TG +TV Potencia intermedia
- 2 TG Potencia intermedia
- 1 TG Potencia baja
- Potencia nula

Las dos potencias intermedias no son iguales en general.

Existen otras configuraciones en que puede haber varias combinaciones de turbinas. Cuando dos o más turbinas, accionan un mismo generador (lo que se denomina de eje común), las potencia intermedias son potencias fraccionarias del generador, es decir, son una fracción de la potencia nominal.

La existencia de más de dos estados, hace que no se pueda hablar de unidad disponible o indisponible como ocurre con la mayoría de las generadoras térmicas a vapor- carbón, las cuales se modelan con dos estados.

En lugar de estos estados, deben definirse los estados asociados a una probabilidad media cada uno. La indisponibilidad puede ser parcial o total. La parcial no es un parámetro que indique una condición de no entrega de potencia.

Existe la posibilidad de considerar más estados en las unidades térmicas, al distinguir otras condiciones posibles, tales como separar las turbinas de alta, mediana y baja presión, o bien la cantidad de quemadores en servicio en la caldera. Sin embargo, estas condiciones también se pueden representar como meros cambios de nivel de la potencia de salida de la unidad, ya que es difícil modelar aleatoriamente estos estados.

La restricción de combustible para que funcione una generadora, puede hacer necesario operar en estado de potencia reducida ("derated state "). En este caso, la potencia de salida se verá afectada, aunque no el valor de la disponibilidad. Si la unidad se opera usando un combustible alternativo, aparecerán otras restricciones en cuanto a potencia de salida o al tiempo medio en que está disponible.

Si T_1 es el tiempo de empleo de otro combustible y T_2 es el tiempo que debe quedar fuera antes de reiniciar nuevamente el servicio, la disponibilidad se verá reducida por un factor $T_1/(T_1+T_2)$.

Demanda Máxima y Máxima Solicitación del Sistema.

La demanda máxima se caracteriza porque su valor se produce en períodos distintos del año, dependiendo de diversos factores como son las señales tarifarias, la autogeneración que reduce la demanda, etc.

Debido a que se requiere establecer la condición más desfavorable en suficiencia, se recomienda establecer como valor de demanda máxima al promedio de los valores medidos dentro del año que se encuentren dentro del 2% del valor más alto de demanda del sistema.

3.4 Tratamiento de la sobreinstalación

5. *Desarrollo de un análisis técnico de la definición anterior en caso de tener sistemas con amplio margen de sobreinstalación.*

Conclusión: De acuerdo a la teoría marginalista no corresponde hacer pagos por potencia en un sistema con amplio margen de sobreinstalación. Sin embargo, bajo ciertas circunstancias se recomienda mantener el pago por capacidad, con el objetivo de dar una señal de estabilidad de precios a consumidores y generadores.

El esquema de tarificación de la potencia es de gran importancia pues define los incentivos que enfrentan los generadores al momento de tomar sus decisiones de inversión. Por ende, debe ser entendida como una señal económica de largo plazo, dirigida a orientar e incentivar la inversión futura y la permanencia de las centrales generadoras existentes, para lograr niveles de suficiencia adecuados. En particular la señal de precio para la inversión es adecuada cuando sólo se construyen centrales que son socialmente rentables, lo que aplica tanto en cuanto a la tecnología escogida, al tamaño de la central, como al momento en que se realiza la inversión. Dicho de otro modo, los precios deben ser indicadores adecuados de los costos de producción y de la escasez. La remuneración adecuada de la potencia implantada en la situación real de un sistema eléctrico cualquiera debería llevar, en teoría, a la adaptación gradual del sistema, esto es, a alcanzar el nivel de confiabilidad deseado.

La teoría marginalista provee una solución a la pregunta de cómo entregar los incentivos adecuados. En el caso particular del sector eléctrico, la teoría marginalista se puede aplicar a través del cobro de una tarifa de dos partes. Este esquema de precios ha sido la solución generalmente adoptada para diferenciar los precios del periodo de punta de los precios en periodos fuera de punta. Esto se materializa asociando una parte del precio, la energía, a los costos variables de producción y la otra parte del precio, la capacidad o potencia, a la disponibilidad para dar el servicio, la cual es posible mediante la instalación de capacidad. Este cargo por capacidad incluye los costos de proveerla, lo que corresponde a los costos fijos de capital. El primer cobro es cargado por unidad de consumo mientras que el segundo es asignado entre los usuarios que consumen en la punta. Implícitamente los consumidores fuera de punta pagan el costo marginal de corto plazo (que incluye los costos de operación y mantenimiento) y los consumidores en horario de punta pagan el costo marginal de largo plazo, o de desarrollo, que incluye además de los costos de operación y mantenimiento, el costo marginal de aumentar la capacidad.

Este esquema de precios permite teóricamente a los productores cubrir todos sus costos. Por otro lado, entrega la señal adecuada a la inversión. En particular el cobro del costo marginal de largo plazo a los consumidores en horario de punta determina que el tamaño de la planta sea tal que, el costo de incrementar en una unidad la capacidad sea igual al beneficio que los consumidores perciben de esa capacidad adicional.

Una aplicación estricta de la teoría marginalista indica que el costo marginal de la potencia de suficiencia en circunstancias de sobre-instalación es nulo. Esto resulta de la consideración de que el costo marginal de la potencia corresponde al costo de incrementar la potencia para satisfacer la demanda en horas de punta. Cuando el sistema está sobre-instalado, la potencia adicional que se necesitaría para satisfacer la demanda de punta ya existe (su costo está hundido) por lo que no es

necesario incurrir en costos adicionales. Este nulo pago por potencia de suficiencia es la señal adecuada para los productores, pues indica que no se requieren inversiones adicionales. Por el contrario, un pago positivo es señal de que sí se requieren inversiones adicionales. Al respecto es conveniente tener presente que el esquema de precios que resulta de la aplicación del criterio de Peak Load Pricing entrega los incentivos correctos para que ex-ante las decisiones de inversión en capacidad adicional sean las óptimas.

La aplicación estricta de la teoría marginalista puede sin embargo introducir variabilidad en el precio de la potencia a lo largo del tiempo. Esto es especialmente cierto en presencia de una adaptación rápida del tamaño del parque generador a las condiciones de demanda. En el caso específico de una sobreinstalación, es posible que los precios de la potencia sean inicialmente bajos y rápidamente deban ser aumentados si es que la demanda está en fuerte expansión y se elimina el “exceso” en un corto período de tiempo. En tales circunstancias, la aplicación de la teoría marginalista ocasiona inestabilidad en los precios, la que a su vez puede afectar negativamente a la inversión.

La estabilidad de los precios a lo largo del tiempo es importante pues permite eliminar la incertidumbre de la remuneración de centrales generadoras de punta, proporcionando un nivel de ingreso garantizado en el tiempo. Por otro lado, también permite compensar la aversión al riesgo de los inversionistas en nuevas centrales generadoras³. De este modo, la estabilidad de precios intenta proporcionar una remuneración estable y aceptable a los generadores, que les incentive a realizar las inversiones necesarias para cumplir con el nivel de confiabilidad deseada en el largo plazo, siendo esta última independiente de la existencia de déficit o exceso transitorio de capacidad.

La consideración de mantener tarifas estables en el tiempo, hace preferible un esquema de tarificación marginalista de largo plazo, lo que implica sí remunerar la potencia. Para este efecto, la señal debe ser fijada para la situación de capacidad adaptada al nivel deseado de confiabilidad, a través de una retribución estable y aceptable a los generadores, que minimice los riesgos de recuperación de los costos de capital.

También es importante entregar una señal económica de capacidad estable en la tarifa a los consumidores, que facilite la toma de decisiones eficientes por parte de estos, independiente de que exista un defecto o exceso de capacidad.

En resumen, en condiciones de sobreinstalación hay dos consideraciones que se deben de tomar en cuenta:

- de acuerdo a la teoría marginalista la potencia no debería de ser remunerada
- de acuerdo al objetivo de dar estabilidad de precios, la potencia sí debería de ser remunerada.

Como una forma de conciliar ambas posiciones, describimos el análisis que hizo Boiteux, uno de los padres de la Teoría Marginalista, en torno a la tarificación que debería aplicarse en sistemas con sobrecapacidad.

3 Una visión crítica de esta justificación al interior del equipo consultor argumenta que hay formas más apropiadas y menos intervencionistas para garantizar la estabilidad, como son los mercados financieros y los contratos bilaterales entre las partes.

Boiteux argumenta que, *bajo ciertas circunstancias*, es conveniente mantener el cobro de capacidad, aún en presencia de sobreinstalación. El autor es bastante específico en torno a las condiciones en las cuales esta recomendación aplica. En particular, él hace referencia a los casos en que la sobre-capacidad es no-intencional (por ejemplo por error de pronóstico de la demanda) y en que *el exceso de capacidad puede ser eliminado en un período de tiempo reducido* (ya sea por un aumento esperado de la demanda o una contracción del parque generador). En este caso, él argumenta que dado que la adaptación del sistema se producirá en un período de tiempo corto, las tarifas debieran fijarse inmediatamente en el equilibrio que prevalecerá una vez que ello ocurra, todo esto con el objetivo de lograr estabilidad de precio. Boiteux también estudia un caso en el que hay *sobre-capacidad como consecuencia de economías de escala en la inversión*, análisis que también aplica en presencia de indivisibilidades en la inversión. En estos casos, él argumenta que en la medida que efectivamente sea conveniente adelantar la inversión, y que la demanda no aumente demasiado lento, sí debe existir un pago por capacidad.

Se concluye esta sección aclarando que no hay consenso al interior del equipo consultor en torno a si debe o no remunerarse la potencia en condiciones de sobre-capacidad. Si bien hay acuerdo en torno a la teoría descrita anteriormente, no hay acuerdo en torno a la ponderación de cada uno de los objetivos y en particular al período de tiempo que tomaría eliminar el exceso de capacidad (el que, en forma más realista, ocurriría como consecuencia de crecimiento de la demanda y no como reducción del parque generador⁴).

Una última consideración que se debe tener presente en relación a esta situación es que en un mundo con incertidumbre es complicado establecer una línea a partir de la cual hay sobrecapacidad.

4 Se debe tener en cuenta sin embargo que, en cierto modo, sí se ha producido una contracción en el parque generador del SING, un sistema que exhibe sobre-capacidad. Esta contracción ha tomado la forma de un límite a la capacidad máxima de las centrales a gas natural.

3.5 Tratamiento hidráulico

6. *Desarrollo de un análisis técnico que incorpore, al caso anterior, el tratamiento hidráulico, distinguiendo al menos la existencia de centrales de pasada y centrales con diversa capacidad de regulación. En este caso se debe analizar la forma en que habitualmente se representa la aleatoriedad hidrológica en los sistemas eléctricos en Chile.*

Conclusiones: Se reconoce la necesidad de incorporar la incertidumbre hidrológica en el cálculo de suficiencia. Se establece el hecho conceptual que la suficiencia del sistema y la de las centrales, deben ser atributos independientes del despacho de carga. Se reconoce que un criterio de valor esperado no es adecuado para el tratamiento hidrológico, siendo necesario un tratamiento probabilístico que reconozca el aporte en condiciones desfavorables de hidrología. Se explicita en términos metodológicos la importancia de incorporar el concepto de probabilidad de pérdida de carga en el reconocimiento de la energía hidráulica regulable como aporte a la potencia inicial de una central generadora.

El método empleado consiste básicamente en establecer la participación promedio de las centrales hidráulicas en el horizonte de un año en aquellas horas de mayor demanda del sistema, bajo un escenario de afluencias hídricas y nivel de llenado de los embalses conservador. Para efectos del uso del agua embalsada y de los tanques de regulación, se aplica el criterio de que esta energía tiene presencia principalmente en horas de mayor demanda en los años secos, mientras que en los años húmedos esta energía se coloca en la base de la curva de duración de la demanda. Este criterio, bajo restricciones de abastecimiento, parece adecuado para estimar una potencia de entrada (potencia inicial) al modelo de disponibilidad que se emplea para evaluar la suficiencia de la actual potencia firme (según DS 327) y que se usaría en la potencia de suficiencia propuesta en este estudio.

La mayor parte de las centrales hidráulicas del sistema poseen embalses o estanques de regulación que podrían albergar energía suficiente para abastecer el sistema en la hora de demanda máxima. Bajo esta premisa, su aporte a la suficiencia sería cercano a su capacidad máxima. Sin embargo, en las restantes horas, su aporte podría ser muy reducido, causando pérdidas de carga en el sistema. Por ello, el análisis del aporte a la suficiencia de estas centrales debe, además, incorporar el abastecimiento de la demanda desde el punto de vista de la disponibilidad de su energético, teniendo en consideración cualquier hora del año. Cabe señalar el hecho conceptual que la suficiencia del sistema y la de las centrales deben ser atributos independientes del despacho de carga.

En cuanto al modelo de representación de la aleatoriedad, se ha empleado por un largo tiempo un modelo probabilístico, basado en la estadística de un elevado número de hidrologías distintas ocurridas en el mismo número de años. El objetivo principal de tales modelos ha consistido en determinar valores esperados de diversas variables, entre las que destacan las energías generables por embalse, la participación térmica en la generación, los costos marginales, las cotas de embalses, etc. El concepto de valor esperado conlleva la idea de que si se conoce con cierta certeza el promedio de la variable, esta información es suficiente para estimar los ingresos medios por venta de energía a costo marginal en el mercado energético eléctrico. No se requiere certeza para cada instante de tiempo a futuro, sino que en el total integrado de un horizonte largo, habitualmente de diez años.

Contrariamente, en el caso de la presencia de una central en horas de mayor demanda, no es aplicable el concepto de valor esperado, puesto que no se efectuarán promedios en un largo horizonte de tiempo, como sí ocurre con el costo esperado de la energía u otras variables, sino que se requiere certeza en un punto del tiempo a futuro. De este modo, no parece aplicable el mismo modelo de aleatoriedad hidráulica en el caso de la potencia de suficiencia, el que en su esencia tiene un carácter conservador. El criterio más cercano para este objetivo sería el de “caso desfavorable” más propio de un enfoque basado en análisis de riesgo. Para este propósito, la aleatoriedad se usaría en forma restringida para determinar el valor de potencia mínima disponible en una muestra de varios años, que sea representativa de la variabilidad de la hidrología. Este análisis conduce a un esquema muy similar al existente que considera los años más secos de un conjunto.

Una alternativa que podría pensarse es un esquema basado en potencias históricas, que consistiría en calcular el menor valor de potencia que ha sido entregada por cada central hidráulica en los últimos quince años u otro número mayor. Este método tendría la desventaja de depender fuertemente del despacho de carga diario y de crear condicionantes a él, lo que podría distorsionar la metodología que le es intrínseca.

Se reconoce que el aporte a la suficiencia del sistema por parte de las centrales hidráulicas es incierto debido a la naturaleza aleatoria de su energético primario. El tratamiento de este aporte en términos de valor esperado alberga grados de incertidumbre elevados, tiene el inconveniente que los grandes aportes compensan a los pobres, enmascarando las debilidades en la capacidad del sistema para abastecer la demanda; e intrínsecamente considera que un MW de potencia extra vale lo mismo que un MW de potencia deficitaria. Por ello, el tratamiento de la incertidumbre para evaluar el aporte de las centrales hidráulicas debe considerar en su formulación un enfoque conservador acorde con el nivel de certeza deseado para el valor de disponibilidad de su energético.

La determinación de una condición hidrológica desfavorable o equivalentemente de valores de caudales mínimos confiables, requiere de un modelo estadístico que permita asignar una distribución de probabilidades a las variables aleatorias de caudales afluentes, en el que debiera incorporarse toda la información disponible. Con estos modelos estadísticos es posible establecer límites inferiores de caudales por sobre los cuales se encontrará el afluente a cada central, con un nivel de confianza preestablecido. Por ejemplo, si se dispone de una estadística de 40 años hidrológicos y se modela sólo la variable aleatoria conjunta de suma de caudales medios anuales, asumiendo que dicha variable posee un espacio muestral igual al de la estadística y equiprobable, es posible construir una lista ordenada de las muestras de menor a mayor. Con ello, se podría afirmar que las realizaciones de dicha variable aleatoria serán mayores o iguales al cuarto valor de la lista con una confianza del 92.5%. Si por el contrario se impone un nivel de confianza mayor, cercano al 100%, se debiera usar el primero de ella.

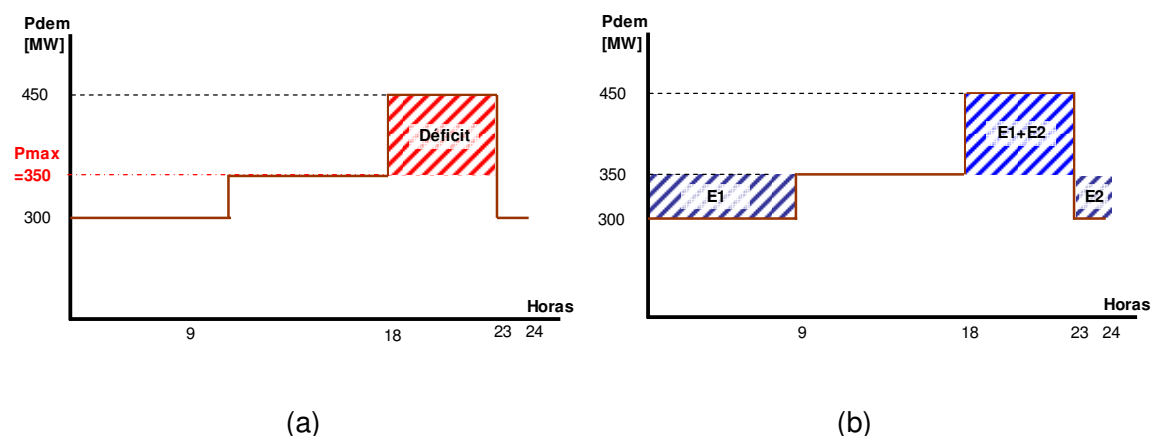
Por su parte, los embalses introducen energía hidráulica adicional al principio del periodo de evaluación, que debe ser contabilizada como aporte a la suficiencia. Para establecer el nivel de cotas que se les consideraría a las centrales de embalse, se sugiere un análisis similar al de los caudales, modelando las cotas al inicio del periodo como variables aleatorias, determinando a partir de su distribución de probabilidades, los niveles de llenado que satisfacen la condición de confianza preestablecida. Por consistencia de la metodología, se debería usar igual niveles de confianza tanto para caudales como cotas iniciales. Es claro que la estadística histórica de cotas de los embalses

necesariamente junto con depender de la aleatoriedad hidrológica está acoplada con criterios de despacho, aspecto que justamente se desea evitar. Sin embargo, en opinión del consultor, en este punto el acoplamiento con criterios de despacho es inevitable.

Para contribuir a la estabilidad y claridad de la metodología, el análisis estadístico de afluencias y cotas de centrales hidráulicas del sistema debería ser llevado a cabo en el contexto de la cuenca en la que se encuentra inserta, omitiendo la correlación espacial. En la práctica, este enfoque resulta más conservador que uno que estudie las afluencias al sistema hidráulico completo como un todo para determinar los caudales confiables. Esto, debido a que la suma de los caudales mínimos de un conjunto de afluentes es menor o igual que el mínimo de la suma, cuando dichos afluentes se encuentran correlacionados. Sin embargo, la ventaja de este enfoque es la independencia del cálculo de potencias iniciales entre cuencas, tema que hoy genera señales erráticas por la entrada de la central Ralco.

Considerando lo expuesto, la potencia inicial de una central hidráulica sería, en principio como mínimo, la potencia equivalente del caudal del que dispone la central como resultado del análisis estadístico de sus afluentes, es decir, su caudal confiable promedio anual; reconociendo la existencia de grandes embalses que permitirían sobrellevar las variaciones de éste en la escala intra-anual. Sin embargo, en el contexto de una demanda que varía en forma horaria, diaria y estacional, la presencia de obras hidráulicas de regulación causa que el problema de determinar su potencia inicial se haga más difuso.

La presencia de estanques de regulación o embalses permite trasladar la capacidad de abastecimiento que brinda su energético primario a aquellos momentos con mayor necesidad del sistema, reduciendo o eliminando las situaciones de déficit, razón por la cual este tipo de inversiones deberían ser remunerados por el concepto de suficiencia. Para ilustrarlo, supóngase un sistema eléctrico con una curva de demanda como el de la figura y un parque generador constituido por dos centrales: una hidráulica con capacidad instalada de 250 MW y potencia de caudal afluente confiable de 100 MW, y una central térmica con capacidad instalada de 250 MW.



(a) (b)
 Figura: Aporte de Tanques de Regulación a la suficiencia de un sistema. (a) Situación sin tanque. (b) situación con tanque.

Si la central hidráulica no posee capacidad de regulación, el sistema es deficitario entre las 18 y las 23 horas, ver figura (a). Si se cuenta con regulación de capacidad mayor o igual al equivalente en

caudal por 500 [MWh], el sistema es absolutamente capaz de abastecer la totalidad de la demanda, como se muestra en (b).

En un sistema que enfrente una demanda con un factor de carga unitario los estanques no aportarán a la suficiencia del sistema. Por el contrario, si este factor es muy bajo, su aporte será relevante. Así, la potencia de suficiencia de una central hidráulica con capacidad de regulación será algún valor entre la potencia de su caudal afluente confiable y su potencia máxima. Para encontrar dicho valor se debe, necesariamente, incorporar a los cálculos las características o forma de la demanda del sistema. No obstante, considerar que estas centrales sólo efectúan su aporte al sistema en horas de demanda máxima se traduce en la omisión de las necesidades de abastecimiento en las restantes, al margen de cómo sea la operación real a costo mínimo. Este compromiso debe ser coherente con el valor de potencia de suficiencia que se les reconoce y remunera, para lo cual se propone el concepto de **potencia base**.

La potencia base de una central hidráulica con capacidad de regulación busca representar el compromiso energético que tiene la central en correspondencia con la potencia inicial obtenida del caudal confiable que se le reconoce. Esta potencia es una fracción de la potencia de su caudal confiable, fracción que es similar para todas las centrales con esta capacidad. Este factor de proporcionalidad será obtenido por medio de un proceso de balance de oferta de potencia en el sistema, que cubre todo el año.

Por su parte, los embalses aportan energía hidráulica adicional, al principio del periodo, que contribuye a mejorar la suficiencia del sistema eléctrico. En consecuencia, la energía almacenada al principio del periodo debe ser traducida a un aporte en potencia inicial a ser incorporado en los cálculos para determinar la potencia de inicial tanto de la central que tienen directamente aguas abajo como del conjunto de centrales que podrían aprovechar dicho recurso, consistentemente con la conectividad hidráulica de la cuenca a la que pertenecen. Asimismo, si un embalse se encuentra aguas abajo de otro, en el cálculo de su potencia inicial se debe adicionar un caudal equivalente que represente la energía almacenada al principio del periodo en el embalse aguas arriba.

El nivel de llenado con el que ingresan los embalses al cálculo de la potencia inicial es el resultado del análisis estadístico propuesto, el cual debiera abarcar un amplio número de años y no sólo el de los más recientes, para evitar dar señales que interfieran con la operación del sistema.

Para el caso de centrales de embalse, con estanque y en serie hidráulica, una vez determinados los caudales confiables y procedentes de embalses aguas arriba, se propone la determinación de la potencia inicial de cada central como el promedio de la potencia aportada por ella en las horas de mayor demanda anual. Para ello, se le aplica a la central una serie de curvas o pulsos de duración idénticos representativos del comportamiento temporal diario de la demanda del sistema, de modo de maximizar su aporte en periodos de mayor demanda, sujeto a restricciones de capacidad de almacenamiento de agua, potencia máxima, potencia base y abastecimiento en las restantes horas. Dichas curvas constan de dos o tres intervalos que suman 24 horas, representando dos o tres niveles de generación acordes con la curva de duración de la demanda anual; en dos o tres bloques: alta y baja, o alta, media y baja. En los intervalos de demanda alta, la central genera al máximo posible, mientras que en el segundo y tercero genera una fracción de su potencia base. Dicha fracción es la misma para todas las centrales en cada bloque y representa el compromiso de abastecimiento fuera de punta, en relación con la potencia base que se les reconoce.

Para efectos de cálculo se propone el uso de la curva de demanda del año anterior escalada por el factor de crecimiento previsto para el año siguiente. El número de horas de cada bloque será la duración del intervalo asociado multiplicado por el número de días del año. Las centrales de embalse ingresan a este cálculo con el embalse en la cota confiable predeterminada por el análisis estadístico previo, mientras que aquellas con estanque lo hacen con un nivel de llenado medio.

Por medio de un proceso de optimización que persigue minimizar la probabilidad de pérdida de carga del sistema en todos los bloques, se determina la duración de cada intervalo y las fracciones de la potencia base que generan las centrales con capacidad de regulación en cada uno. La potencia promedio anual generada en el conjunto de intervalos diarios de alta demanda será la potencia inicial de las centrales con estanque, de embalse y en serie hidráulica. No obstante, la metodología requiere del cálculo del aporte de todas las centrales en los restantes bloques.

Un procedimiento razonable para efectuar el proceso descrito es como sigue. Con un conjunto de tiempos de duración impuesto para cada intervalo, se estima la probabilidad de pérdida de carga en cada bloque de la curva de duración calculando el margen de capacidad del sistema por sobre la demanda máxima presente en cada uno de ellos. Dichos márgenes se deben expresar en términos porcentuales. Las fracciones de la potencia base usada en los intervalos de menor demanda se ajustan de modo de producir transferencia de energía entre los bloques, buscando hacer coincidir los márgenes obtenidos. Así, para ese conjunto de duraciones impuestas, se puede establecer que en la máxima demanda del sistema se tiene la mayor probabilidad de pérdida de carga. El proceso se repite para otros conjuntos. Finalmente, el conjunto a considerar será aquel que produce los márgenes más altos.

En el caso de centrales en serie hidráulica, se calcula su potencia generada en cada bloque de carga como la potencia de su caudal confiable más la potencia correspondiente a la suma de caudales provenientes de centrales aguas arriba, limitada por su potencia máxima.

La potencia inicial de las centrales hidráulicas de pasada es la potencia equivalente de su caudal confiable.

3.6 Tratamiento de fallas en suministro de energéticos primarios

7. Incorporar propuestas de tratamiento para la indisponibilidad por fallas o restricciones en el caso del parque termoeléctrico alimentado por vía de gasoductos. Estudiar la independencia o correlación estadística en el caso de más de una vía de alimentación - en caso de ser un efecto relevante - y proposición de variables y procedimientos para la construcción de registros de desempeño histórico consistentes con el tratamiento propuesto. Estudiar la analogía eventual con el caso hidroeléctrico.

Conclusión: Se considera adecuado representar para el cálculo de la suficiencia, fallas de gasoductos y déficit en la inyección de gas en los pozos en forma separada. Se presenta una alternativa de modelación a través de estado de operación normales y deteriorados. Se analiza la analogía de este caso con el tratamiento hidráulico. Se plantean dos alternativas de representación de restricciones de suministro de gas, una dándole un carácter estadístico, similar al de las hidrologías, y una segunda considerando restricciones históricas con carácter determinístico.

Este aspecto ha sido efectivamente estudiado y es posible verificar que, con un número importante de centrales de ciclo combinado, puede verse perjudicada la suficiencia, o sea puede aumentar el LOLP, a pesar del efecto positivo de agregar generación. El efecto perjudicial se debe a la dependencia común de varias centrales a gas natural de la confiabilidad en un solo gasoducto o pozo de gas.

Se considera adecuado representar fallas de gasoductos y déficit en la inyección de gas en los pozos en forma separada, dada el distinto efecto que pueden tener, principalmente debido a la duración posible de ambos tipos de contingencia y a la forma de modelación.

Fallas de gasoductos.

Para este efecto, se puede establecer la probabilidad de los estados de disponibilidad para cada central, y además el parámetro de disponibilidad del gasoducto respectivo. Esto no afecta al número de estados de la propia central, el que solamente se debe a la configuración de diseño, es decir, a la cantidad de turbinas a gas y de vapor que posee la central, y a la cantidad de unidades generadoras asociadas a dichas turbinas. Sin embargo, a nivel de sistema existen además los estados de gasoductos, que pueden afectar a una o más centrales simultáneamente dado que comparten el mismo ducto. La disponibilidad media de cada central dependerá de sus estados propios y de los estados de los gasoductos.

Se considera que cuando hay un gasoducto común a varias centrales, su disponibilidad media puede afectar en forma importante a la suficiencia conjunta del sistema eléctrico, lo cual es una razón para considerar este aspecto en los modelos de suficiencia. De este modo se hace explícita la señal correspondiente al mercado de generación.

Fallas de combustible.

Este aspecto puede asociarse a fallas en la fuente de gas, constituida por el pozo que alimenta al gasoducto, o bien, a reducciones o interrupciones en el suministro de gas. En este segundo caso se incluirían las restricciones de gas que ha sufrido Chile durante el 2004.

Es conveniente distinguir entre restricciones que se pueden modelar conforme a una distribución estadística, y otras causas que no lo son. Ambas condicionan la suficiencia y deben ser consideradas. La primera situación puede vincularse principalmente a fallas de equipos en la fuente del combustible, donde sería factible modelar una frecuencia de ocurrencia. Para las segundas, causas diversas, no es posible una modelación aleatoria, porque los parámetros de probabilidad a emplear serían completamente arbitrarios. Deben tratarse por una vía alternativa que se detalla mas adelante

El modelo de las primeras incluye la estimación de una probabilidad de corte total o parcial de combustible.

Cabe destacar que esta situación podría ocurrir también con otros combustibles, además del gas natural, por lo que no sería conveniente reglamentar el problema haciendo referencia únicamente a este tipo de central térmica.

Independientemente del energético primario considerado, un evento de reducción de la disponibilidad de dicho energético afecta negativamente la potencia de suficiencia de una unidad generadora y por ende del sistema. La incorporación de este evento en futuras evaluaciones de la potencia de suficiencia de una central, dependerá si se desea atribuir o no una validez estadística al evento. En ese contexto, se plantea dos alternativas de modelación de restricciones de gas, una primera que considera la incertidumbre de estas restricciones y una segunda que asume restricciones determinísticas.

Modelación de restricciones de gas por analogía de disponibilidad de gas natural con caso hidráulico

Si el gas presenta variaciones en su monto disponible en forma repetitiva con una frecuencia en un rango de interés y que sea medible (por ejemplo cada año o cada 3 años), se puede considerar un modelamiento aleatorio.

La analogía con el caso hidráulico, requiere que se pueda determinar a priori la ubicación de estas centrales en el período de punta de la demanda. Hasta la fecha no hay evidencia que este fenómeno ocurra en forma similar al hidráulico. De hecho, la restricción de gas se ha presentado en este año por primera vez, de modo que no existe historia alguna que permita intentar un modelo aleatorio.

Cabe mencionar que en el caso hidráulico, la cualidad de estas centrales es intrínseca a un parque de generación mixto como el SIC, en que se ubican en el período de punta en años secos.

Para asignar una modelación a las restricciones de combustible similar a las restricciones hidráulicas, en su dimensión estadística, se debe considerar la historia de un cierto número de años, en cada uno de los cuales se registra la reducción en energía de la unidad generadora como consecuencia de restricciones de la fuente primaria. El valor medio de la reducción se evalúa a

través de una ventana móvil de algunos años. La potencia de suficiencia se ve reducida en la misma proporción. De esta forma se internaliza la incertidumbre en el cálculo de la potencia de suficiencia de estas centrales. Sin embargo, en la medida que se disponga de historia sobre el fenómeno, debieran representarse con un criterio conservador, análogo al caso hidráulico. Cabe señalar que criterios de empuntamiento también son aplicables a otro tipo de tecnologías como centrales que hace uso de gas natural a través de gasoductos.

Es posible plantear a futuro, *para toda central térmica*, la inclusión de las reducciones por déficit de combustible que se presenten en la operación real, para efectos del cálculo de la potencia esperada en punta. Para ello conviene introducir el concepto de **estados deteriorados** como aquellos en que la central tiene una potencia menor que la nominal debido a restricciones de combustible. Esto requiere alguna vinculación con la reducción efectiva ocurrida. Por ejemplo, se puede considerar la reducción media de potencia ocurrida con motivo de restricciones de energía en un período extenso, como 10 a 15 años. Para esto se requiere llevar los registros del caso en forma similar a la empleada en los registros cronológicos de indisponibilidad.

Restricción de suministro de gas natural:

Las restricciones de suministro de gas natural se han manifestado en la práctica como cuotas de consumo de gas natural (en millones de m³). Eso tiene implicancias en la suficiencia de las centrales de ciclo combinado, que ven deteriorada la potencia que pueden suministrar, en la medida que no puedan recurrir a combustibles alternativos que no afecten su desempeño. Si pueden, por ejemplo, recurrir a diesel (y eventualmente a futuro a gas natural licuado) y no ver reducida su potencia, no verán deteriorada la potencia aportada a la suficiencia.

Es necesario entonces, por cada gasoducto con cuota de consumo, determinar las reducciones de potencia que se producen en cada central. Esto puede expresarse en reducciones de potencia por semana, y formular:

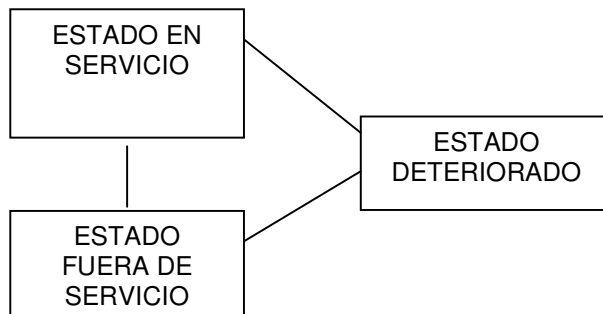
$R_p = \text{Suma de (Reducciones de potencia por semana * Número de semanas con cada restricción)} / 52$

R_p será un factor menor o igual a la potencia nominal, la que se deducirá de la potencia de entrada al modelo de todas las centrales que se alimentan por el mismo ducto que presentó las restricciones.

Como se indicara, se debe considerar el posible reemplazo de combustible con la correspondiente restricción de potencia que ello implique.

Se plantea entonces el modelo de estados deteriorados que en el caso de 3 estados tiene un diagrama de estados como el indicado en la figura.

DIAGRAMA DE 3 ESTADOS



Se debe computar el tiempo medio en cada uno de los estados año a año para calcular la potencia disponible media.

T1: tiempo medio de permanencia en el estado "en servicio"

Td: tiempo medio de permanencia en el estado deteriorado

Toff: tiempo medio de permanencia en el estado indisponible.

PROB.	POTENCIA
$pr(E1) = T1 / (T1 + Td + Toff)$	P_{neta}

$pr(E2) = Td / (T1 + Td + Toff)$	P_{det}
----------------------------------	-----------

$pr(E3) = Toff / (T1 + Td + Toff)$	0
------------------------------------	---

Los 3 estados entran con estas probabilidades en el modelo de suficiencia del sistema.

La misma metodología es aplicable a casos con más de dos estados deteriorados.

El uso de utilizar dos estados equivalentes para la modelación de centrales introduce una simplificación innecesaria e inconveniente en los modelos. Los resultados, dependiendo de la estructura del parque generador pueden distorsionar los resultados en el cálculo de suficiencia.

Modelación de restricciones de gas por definición explícita de estados deteriorados

Una segunda alternativa de modelar las restricciones de gas considera que en la modelación de estados deteriorados se incorpora restricciones externas impuestas por el regulador [13], considerando en forma permanente y determinística, limitaciones al consumo de un determinado combustible (en particular, el gas natural de Argentina). Esto implicaría suponer permanente las restricciones vividas el año 2004 y orientar una reducción permanente de la dependencia del vecino país.

No se considera en esta alternativa incertidumbres de abastecimiento del combustible primario. Mas bien, se considera restricciones permanentes ciertas, sin incertidumbres, dadas por eventos recientes, que reducen la suficiencia de las centrales afectadas.

La adopción de esta alternativa implicaría decisiones estratégicas a nivel nacional que afectarían a todo el mercado y constituiría una decisión política en la línea de lo requerido en el punto 22 de las bases de este estudio.

3.7 Método de reconocimiento de suficiencia

8. Propuesta de un método integrador que abarque el tratamiento conjunto y coherente para la determinación de la potencia firme de un parque mixto termohidráulico con centrales termoeléctricas dependientes de gasoductos.

Conclusión: Se presenta el algoritmo de cálculo propuesto para el cálculo de suficiencia de una unidad de generación, el que resulta del análisis realizado en las secciones anteriores. El modelo de representación del sistema incluye niveles de representación de: múltiples estados por central generadora, fallas de ductos, estados deteriorados, sistemas de transmisión, etc. Este modelo puede ser calculado a través de distintas técnicas de solución de carácter analítico o de simulación.

Se propone establecer un aporte basado en el concepto de Potencia de Suficiencia definido en 3.1.

Se reconoce la pertinencia de diseñar un mecanismo integrador para los distintos tipos de centrales generadoras basados en indicadores vinculados con la suficiencia, tales como el LOLP u otros.

Esencialmente el modelo propuesto se divide en las tres etapas secuenciales señaladas en la siguiente figura:

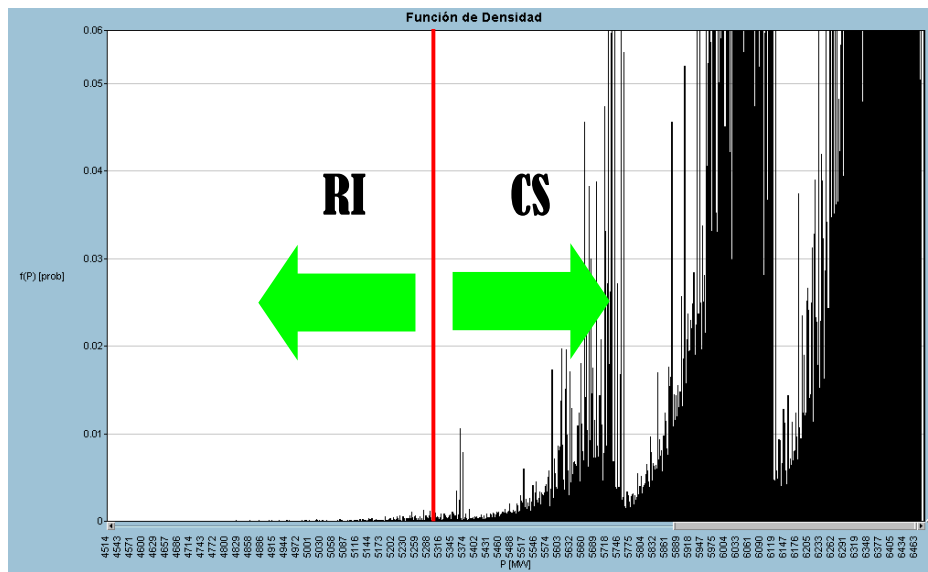


Potencias iniciales de centrales: en esta etapa se establece un juicio sobre la disponibilidad del energético primario de una unidad generadora. Para ello se propone el uso de un criterio conservador, el que se refleja en un castigo a la potencia máxima de una unidad como consecuencia de la restricción de su energético (ver secciones anteriores). Para cada tipo de tecnología se requiere de una metodología específica de definición de potencias iniciales. El procedimiento involucra las siguientes subetapas:

- Datos centrales térmicas: potencias máximas, consumos propios.
- Datos de centrales térmicas con restricciones energéticas: adicionalmente a lo anterior información estadística de restricciones asociadas al energético primario, alternativas de cambio de combustible, alternativas de manejo de stock, detalle de tipos de contrato y compromisos de proveedores.
- Hidráulicas: información de afluentes históricos, conectividad hidráulica de la cuenca y rendimientos. Análisis estadístico de caudales confiables.
- Hidráulicas con estanques de regulación o embalse: estadística de trayectoria de cotas, volúmenes máximos y mínimos, filtraciones y restricciones de regadío. Análisis estadístico de cotas confiables iniciales.

Potencias de suficiencia preliminares: consiste en calcular bajo un criterio de valor esperado y con un enfoque sistémico (condición de demanda máxima) las potencias de suficiencia preliminares de unidades generadoras. Estas se obtendrán como la diferencia entre la potencia esperada que la unidad aportaría en condiciones de excedencia (contribución a la suficiencia (CS)) y las que deja de aportar en condiciones de insuficiencia (responsabilidad en la insuficiencia (RI)).

La siguiente figura muestra la función de densidad de probabilidad de la capacidad disponible en el sistema para el caso del SIC, año 2004.



RI y CS son evaluadas para las condiciones de operación ubicadas a la izquierda y derecha de la demanda máxima del sistema respectivamente.

En términos matemáticos la CS de la unidad generadora j se define como:

$$CSg_i(P = p_j) = Pb(P = p_j / P_{SIS} > D_{max})$$

$$P(A / B) = \frac{P(A \wedge B)}{P(B)}$$

$$CSg_i(P = p_j) = \frac{Pb((P = p_j) \wedge (P_{SIS} > D_{MAX}))}{Pb(P_{SIS} > D_{MAX})}$$

Donde Pb representa la probabilidad y P_{SIS} la potencia disponible en el sistema.

Por su parte RI se define como,

$$RI_{g_i}(P = (P_{\max_j} - p_j)) = Pb(P = (P_{\max_j} - p_j) / P_{SIS} < D_{\max})$$

$$P(A/B) = \frac{P(A \wedge B)}{P(B)}$$

$$RI_{g_i}(P = (P_{\max_j} - p_j)) = \frac{Pb((P = (P_{\max_j} - p_j)) \wedge (P_{SIS} < D_{MAX}))}{Pb(P_{SIS} < D_{MAX})}$$

Donde p_{\max} representa la potencia máxima de la central j .

El parque mixto se puede tratar en forma conjunta incorporando el modelo probabilístico de fallas de unidades generadoras, variabilidad hidrológica, fallas de gasoductos y reducciones de suministro en los pozos. El procedimiento no es muy distinto del empleado actualmente, salvo por las consideraciones de que la suficiencia no incluirá en su nueva versión los aspectos vinculados a la seguridad de corto plazo. Asimismo, al incorporar el término RI se corrige parcialmente el modelo actual, el que tiende a perjudicar proporcionalmente el aporte a la suficiencia de unidades pequeñas. Una cualidad adicional de RI es que sólo se manifiesta en forma notoria en situaciones de déficit.

Finalmente, la potencia de suficiencia preliminar $PSPre_{g_i}$ de una unidad generadora g_i se calcula como

$$PSPre_{g_i} = \overline{CS}_{g_i} * (1 - LOLP_{dm}) - \overline{RI}_{g_i} * (LOLP_{dm})$$

Donde \overline{CS}_{g_i} y \overline{RI}_{g_i} corresponde a los valores esperados en MW de las variables aleatorias.

Potencias de suficiencia definitivas: en esta

El modelo general propuesto incluye los siguientes pasos:

1. Definir número de estados a ser considerados para cada unidad generadora.
2. Definir gasoductos y otros elementos de suministro de energéticos primarios susceptibles de fallar y su relación con unidades generadoras. Definir tasas de falla forzada para dichos elementos.
3. Definir potencias iniciales, probabilidades y factores de deterioro para cada estado de cada unidad generadora, de acuerdo a tratamiento estadístico predefinido.
4. Estimar la demanda máxima esperada del sistema para el año de estudio.
5. Haciendo uso de un modelo de evaluación de la confiabilidad (LOLP), calcular la potencia de suficiencia de cada unidad generadora. Este valor recibe el nombre de potencia de suficiencia preliminar.
6. Escalar en forma pareja las potencias de suficiencia preliminares de manera que su suma equivalga a la demanda máxima esperada.
7. Las potencias de suficiencia así calculadas corresponden a las potencias de suficiencia definitivas de cada unidad generadora.

Aspectos adicionales a considerar

Dependiendo de las características del sistema estudiado, la metodología propuesta puede ser complementada con el fin de integrar adecuadamente los siguientes aspectos:

- Autogeneración no registrada que se opera en las horas en que existe una señal de tarifa que hace económico un recorte de punta en los consumos.
- Efecto de salida de unidades mayores de generación por causa de mantenimientos programados, los que dejan al sistema en un estado de alta probabilidad de pérdida de carga desde el punto de vista de la suficiencia.

3.8 Análisis de períodos de cómputo de aportes de potencia

9. Análisis del período en que se computa y se sostiene el aporte de potencia y su coherencia con las horas en que se compromete la potencia con los clientes finales. Efectuar recomendaciones.

Conclusión: Para las etapas de cálculo de potencias de suficiencia preliminares y potencias de suficiencia definitivas, se recomienda el uso de la demanda máxima anual observada en el sistema, independientemente del período en que se computa y se sostiene el aporte de potencia y compromisos con clientes finales.

Para las etapas de cálculo de potencias de suficiencia preliminares y potencias de suficiencia definitivas, se recomienda el uso de la demanda máxima anual obtenida como promedio según se indica en observada en el sistema, independientemente del período en que se computa y se sostiene el aporte de potencia y compromisos con clientes finales.

Este aspecto es crítico en el caso del SIC dado que en los últimos años la demanda máxima del sistema se ha producido fuera de los períodos de punta del sistema. Sin embargo, en opinión del equipo consultor, el criterio que debe primar es el de la exigencia física (real, observada) a la que se somete el sistema durante el año, con independencia de las señales tarifarias existentes. Es para este nivel de demanda para el cual tiene sentido el cálculo del LOLP y los pagos por potencia de los consumidores.

Detalles son tratados en la sección 3.3.

3.9 Análisis crítico del parámetro LOLP

10. *Análisis crítico del parámetro LOLP para caracterizar la máxima exigencia de potencia.*

Conclusión: Aunque existen diversos parámetros o indicadores, el parámetro LOLP es adecuado para la representación de las propiedades de suficiencia en sistemas eléctricos.

El LOLP (probabilidad de pérdida de carga) es un buen indicador de suficiencia de potencia en un sistema para las condiciones demanda máxima. La condición importante es que refleje debidamente los estados de suficiencia, para lo cual se requiere que:

- i) Los estados sean representativos de las condiciones de disponibilidad de las máquinas. Esto incluye representar los estados de ciclo abierto o combinaciones parciales en las unidades de ciclo combinado, como se ha indicado en el punto 4.
- ii) Se incorpore el efecto de que, habiendo varios instantes de demandas mayores en el año y dado que sus fechas no son conocidas a priori, se superponga en el cálculo la ausencia de alguna unidad por encontrarse en mantenimiento. Esta unidad debería ser la de mayor potencia permitida cuando opera.
- iii) Se incluya efectos de fallas forzadas de los ductos o de los pozos, de carácter fortuito, como se indica en el punto 7. Este concepto debiera extenderse a otros energéticos primarios que provoquen cambios de estado en la representación de los estados de una planta de generación.
- iv) Este punto se menciona por razones conceptuales y en cuanto a rigor del modelo de cálculo, pero no parece ser tan crítico como para afectar demasiado las consecuencias, si se excluye del modelo de suficiencia.

3.10 Forma de considerar aportes de distintos tipos de centrales

11. *Análisis de potencia que los diferentes tipos de centrales pueden aportar en los períodos señalados, analizando la posibilidad de respaldos (obras de regulación en el caso hidráulico, stocks y posibilidad de utilización de combustible sustituto en el caso térmico, otros que el consultor proponga).*

Conclusión: Se presenta un análisis de esta materia para cada tipo de central. Se distingue la relevancia de proponer un tratamiento explícito para pequeños generadores, donde existe una amplia gama de tecnologías. Este tema es tratado también en el punto 3.5.

Ciclo combinado: Estas centrales pueden aportar potencia de punta de acuerdo a las condiciones descritas en el punto 3.6.. Se caracterizan porque su disponibilidad es dependiente de los siguientes factores:

- Las unidades propiamente tales a través de las turbinas a gas y a vapor, cuya interdependencia las hace representables como una unidad simple con tres o más estados.
- Fallas de tipo probabilístico en los gasoductos, cuya disponibilidad depende de la tasa de fallas y del período de recuperación promedio. Para esto se requiere iniciar un registro estadístico o el empleo inicial de valores de referencia internacionales.
- Restricciones que pudieran afectar al flujo de combustible, las que deberían registrarse en forma anual para tener una historia que se refiera al año transcurrido (aplicación ex post). No es de tipo probabilístico. Estas restricciones darían lugar a considerar estados deteriorados, caracterizados porque la potencia de la unidad es inferior a la nominal. Los estados pueden relacionarse o no con en el empleo de combustibles sustitutos del gas.

Los parámetros requeridos para la modelación son los siguientes:

- Disponibilidad media de cada uno de los estados de las turbinas.
- Disponibilidad de los gasoductos.
- Estados deteriorados en caso de restricciones de combustible.
- Estados con combustible sustituto.

Turbinas a gas: Su aporte es importante en la medida que se encuentren disponibles (no en falla o mantención) y su suministro de combustible sea constante. Su modelo es bastante más sencillo que el de las unidades de ciclo combinado.

Unidades a carbón: Presentan habitualmente dos estados según la disponibilidad de la unidad. Si hubiese restricciones operacionales temporales, debe aplicarse un factor de reducción de potencia y así generar estados deteriorados. Pueden presentar restricciones de combustible, aunque eventos especiales de este tipo no se han dado hasta la fecha.

Para las unidades hidráulicas se propone un tratamiento en el punto 3.5.

Obras de regulación: En el caso de estanques de almacenamiento de aguas o pequeños embalses, se presenta la incertidumbre respecto del momento de uso, que además depende del despacho de carga diario. Si fuese posible garantizar su empleo en punta, se podría incluir en los aportes de suficiencia. En caso que se pueda utilizar para momentos de emergencia, es adecuado para un servicio complementario, ya que tiene el carácter de reserva de uso rápido. La situación de los estanques difiere conceptualmente del caso de los embalses con capacidad significativa de almacenamiento, porque estos últimos se encuentran en la programación de la operación en el período anual o inter-anual y es sabido que operan en los períodos de punta en años secos.

Unidades geotérmicas: Son unidades térmicas cuyo tratamiento para efectos de suficiencia es similar a las generadoras a carbón. Es necesario considerar fallas en el sistema de ductos de vapor asociados a su extracción.

Generación distribuida: A este concepto se asocian distintas tecnologías.

Las unidades eólicas tienen un aporte aunque relativamente menor que el resto, a la potencia de punta. Se pueden manejar en forma parecida a las hidráulicas de pasada, pero haciendo uso de estadísticas de viento y de potencia media generada en las horas de punta. Si la menor potencia que entreguen en horas de punta anual se mantiene durante un cierto número de años, corresponde un reconocimiento de potencia de suficiencia. Por otra parte se debe crear un registro estadístico de fallas de sus partes eléctricas, mecánica y de control.

Otras unidades de generación distribuida pueden aportar a la potencia de suficiencia del sistema en forma similar.

Auto productores: Se les considera de acuerdo a un método apropiado de verificación de su disponibilidad histórica. Los equipos deben estar disponibles y en total deben exceder la demanda máxima propia .

Micro-centrales hidroeléctricas: Se debe llevar estadística de potencia generada en horas de punta. Los caudales de años secos deben ser considerados para calcular su aporte a la potencia de punta.

Cogeneración: Esto equipos pueden pertenecer según su punto de conexión, a la generación distribuida o a los equipos conectados a las redes de transmisión. En la medida que su aporte de potencia máxima sea superior a la mayor demanda propia, tendrán potencia de suficiencia.

3.11 Incentivo a obras de respaldo

12. *Incorporación, en el método propuesto, de condiciones de aplicación que permitan incentivar, si resultare eficiente, la habilitación por parte de los privados de las obras de respaldo identificadas en el punto anterior.*

Conclusión: Se presenta una definición de lo que puede entenderse por obras de respaldo y su relación con aportes a la seguridad y suficiencia de un sistema. De esta forma se orienta hacia los sistemas de precios que pueden asociarse a eventuales esquemas de incentivos.

Las obras de respaldo que contribuyan a la suficiencia deberían ser incentivadas, sin producir distorsiones que pudieran afectar en otro sentido al desarrollo del sector, por los motivos que simplemente indican que ha habido restricciones de potencia o de energía en períodos diversos y por una variedad de causas (sequías profundas, escasez de gas, temor de atraso en las inversiones, etc.).

El caso de **estanques hidráulicos**, reciben un tratamiento similar a los embalses (ver 3.5) y por ende un pago por potencia de suficiencia. Lo anterior no inhibe la participación de este tipo de centrales en el mercado de servicios complementarios, donde recoge señales adicionales de inversión.

Los **depósitos de combustible** sirven para su empleo en períodos de escasez del combustible principal.

Entonces, pueden reducir en forma importante el efecto de déficit de energéticos, por lo son susceptibles de reconocerse en la potencia deficitaria descrita en el punto 3.6.

El empleo de estos depósitos tendrá el efecto de disminuir la restricción semanal de potencia según lo propuesto en el punto 3.6., por lo que habría señales adecuadas para incentivar su instalación.

Unidades generadoras de respaldo:

Consideradas como unidades especiales para tener una reserva no despachable de tipo de alta disponibilidad con efectos de aumento de la capacidad del sistema, se tratan en el punto 22.

3.12 Tratamiento de sistemas de transmisión

13. *Análisis de las restricciones de los sistemas de transmisión en términos de limitar la potencia firme del sistema. Análisis de la relevancia efectiva de este efecto en términos de su importancia como señal de inversión en transmisión y generación en el marco de la nueva ley.*
14. *Análisis del tratamiento en el caso de existir subsistemas importadores y/o exportadores netos de potencia. Proposición de criterios para la identificación y/o caracterización de estos sistemas.*
15. *Analizar los casos de interconexiones de sistemas eléctricos previamente independientes (nacionales e internacionales).*

Conclusión: Se presenta el análisis de las relaciones de la potencia de suficiencia con la transmisión en tres contextos: el de líneas radiales que conectan a una central con el resto del sistema principal, el de líneas que limitan la potencia trasitable debido a congestión y el de las interconexiones entre sistemas previamente independientes. Se considera indispensable incorporar en el modelo de cálculo de suficiencia preliminar las líneas de inyección que condicionan aportes de generadores. No se aprecia como un aspecto crítico la modelación a nivel de sistemas de transmisión troncal.

Respecto del punto 13:

Sistemas de inyección: En el caso de las unidades que cuenten con subestaciones o líneas de transmisión dedicadas exclusivamente a conectarse al sistema, estas componentes deberán entenderse como parte integrante de la central para efectos de computar su indisponibilidad en el cálculo de la indisponibilidad mecánica de la central. Lo anterior se sustenta en: “la potencia máxima que sería capaz de inyectar y transitar en los sistemas de transmisión en las horas de punta del sistema, ...”.

El efecto de los sistemas de transmisión se manifiesta principalmente en cuanto a permitir el transporte de potencia de energía y potencia entre diversos nudos, bajo las diferentes condiciones de operación en que puede encontrarse un sistema.

Las limitaciones tiene que ver con las restricciones que pueden aparecer en la operación cuando se alcanza un valor de flujo en algún equipo de transmisión, tal que no permite que una central pueda evacuar toda su potencia. Si esto ocurre bajo condiciones de contingencia, no debería alterarse la potencia reconocida a una unidad generadora. Pero si sucede en condiciones consideradas típicas, la situación refleja que no se cumpliría el requisito de inyectar y transitar. De hecho esta condición impone limitaciones a la posibilidad física de que la potencia generada pueda ser utilizada.

Se considera conveniente que esta característica se haga explícita en la evaluación de la potencia de suficiencia para que se entreguen señales adecuadas al mercado de la generación en cuanto a la ubicación física de nuevas centrales que se consideran en los proyectos. Asimismo, es un indicador de utilidad para la evaluación de proyectos de transmisión en un contexto de sistema.

Cuantificación del efecto de congestiones de transmisión.

Para evaluar correctamente el efecto de la red de transmisión se debe entonces caracterizar apropiadamente lo que se considera "condiciones típicas". El procedimiento que se sigue en otras aplicaciones técnicas de los preceptos legales sirven para este objetivo. En forma resumida, el método consiste en identificar los bloques de la curva de demanda esperada para cada período anual. Enseguida, se efectúa una simulación de la operación económica de acuerdo a los costos marginales de corto plazo, de tal modo de minimizar el costo de operación y racionamiento.

De esta simulación mediante los análisis de flujos de potencia se puede determinar los niveles de transmisión por diversas líneas y establecer las posibles congestiones, imponiendo que para efectos de suficiencia, rige el criterio n-1. Este criterio implica que el flujo de potencia máximo aceptable, es aquel que cumple con el requisito que para las contingencias simples, en cada una de las cuales se simula el retiro de un equipo de transmisión o de una unidad de generación, no existe sobrecarga de equipos y las tensiones en barras tienen niveles aceptables para permanecer en el tiempo sin colapso del sistema. El uso de este criterio es necesario para definir la potencia de suficiencia, ya que ésta debe poder ser inyectada y transitada por el sistema.

Una vez identificadas las líneas que pueden presentar congestión en alguno de los bloques de demanda, se procede a estimar el subconjunto de bloques que pertenece al período de punta anual. En esta condición, las líneas que aparecen con mayor congestión, determinan la reducción de potencia que debe aplicarse a las inyecciones de los generadores para que la congestión desaparezca. Si existen varias unidades generadoras cuyas inyecciones de potencia que tienden a aumentar la congestión, se debe reducir la inyección de ellas proporcionalmente.

Existe la posibilidad de mejorar la modelación de un sistema considerando que en efecto la suficiencia es una propiedad local o zonal más que sistémica, precisamente porque la transmisión limita la condición de satisfacer toda la demanda que se requiere, en condiciones normales y en contingencias razonablemente esperadas. Este aspecto hace que en determinadas condiciones, se imponga un requerimiento que es dependiente de la ubicación de las unidades generadoras de un sistema en relación con los puntos de demanda.

Dado que la congestión en la práctica aísla a los subsistemas respectivos, existe la alternativa de que se considere a futuro el aporte al subsistema y no al sistema completo. Ello implica definir precios de potencia, margen de reserva teórico, demanda máxima y potencias de suficiencia de generadores por zona. En el futuro aludido, el diseño centralizado del sistema de transmisión debería dejar lugar solamente a las congestiones económicamente aceptables.

SUBISTEMAS EXPORTADORES O IMPORTADORES NETOS.

Esta situación corresponde a partes del sistema que constantemente reciben potencia de o envían potencia al resto del sistema.

Los subsistemas importadores tienen intercambio con el resto del sistema siempre en el mismo sentido, de forma que reciben potencia y en consecuencia, no hacen aportes de potencia, sino que los reciben.

Es importante en primer lugar distinguir entre subsistemas que siempre recibirán aportes positivos de flujo de potencia, independientemente del despacho de carga que se efectúe, de aquellos casos en que habitualmente reciben potencia como consecuencia del despacho.

La suficiencia de estos sistemas depende de la que aporta el sistema restante, puesto que por sí mismos presentan insuficiencia, es decir, la demanda es siempre superior a la potencia disponible. Significa que el LOLP, evaluado para el subsistema, tiende a 1.0.

En esta situación aparece una dependencia muy crítica del resto y es relevante considerar la disponibilidad que tienen las líneas de transmisión por donde se recibe potencia constantemente. Una modelación adecuada que sea un indicador de esta cualidad puede efectuarse al considerar el sistema de transmisión, como se describe en el punto 13.

Lo que los diferencia de otras partes del sistema es que la disponibilidad de potencia tiende a ser menor que en el resto, situación que es de desmedro para los consumos que se encuentran dentro del subsistema importador neto. Este hecho no se refleja en los precios de nudo de potencia, porque no hay aspectos de disponibilidad en su cálculo. Este hecho es de destacar en cuanto a que el modelo dado por la ley no otorga valor económico a la suficiencia. Sólo se puede internalizar en los contratos pactados entre generadores y clientes. Es de difícil aplicación en este ámbito contractual debido a su desconocimiento por parte de los consumidores.

El caso de subsistemas importadores habituales por despacho, no tiene las mismas características, ya que existen centrales en su sector que no han sido despachadas. De acuerdo al planteamiento conceptual, esto no afecta la suficiencia, pero sí a la seguridad, por lo que su análisis se encuentra dentro del ámbito de los servicios complementarios.

INTECONEXIONES NACIONALES O INTERNACIONALES ENTRE SISTEMAS.

Mientras los sistemas que se interconectan no se asimilan a un solo sistema, las interconexiones se tratan como fuentes de potencia y energía cuando inyectan potencia a un sistema.

Desde el lado receptor:

Una interconexión tiene un aporte a la potencia de suficiencia del sistema receptor, que se evalúa de manera muy similar al de una central generadora. Dada su importancia se debería llevar una contabilidad completa de las horas en que ha estado disponible, los valores de potencia disponible en caso de ser más de un valor y las horas de indisponibilidad.

La potencia de suficiencia que se evalúa para la interconexión, es atribuible a los generadores que hacen uso de ella.

Desde el lado transmisor:

Se comporta como una carga a la cual alimentan las centrales que tienen derechos sobre la interconexión y son aplicables las normas de transferencia de potencia entre generadores y clientes según la ley eléctrica.

3.13 Análisis de procedimientos en elaboración de balances

16. *Análisis crítico de los procedimientos en aplicación para la elaboración de balances de potencia – “inyecciones de potencia firme” versus retiros de potencia de punta – tanto en el CDEC-SIC como en el CDEC-SING. Análisis de la forma de computar los retiros de potencia y coherencia financiera, contable y comercial.*

Conclusión: Se presenta una interpretación posible para el cálculo de los transferencias de potencia entre generadores, el que considera como límite la potencia de suficiencia preliminar de una unidad.

El Artículo 4º N° 13 de la ley 19.940 agrega los incisos 3º, 4º y 5º al Artículo 91 del DFL1, 1982. El inciso 3 dice:

Por su parte, las transferencias de potencia entre empresas que posean medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 81, serán valorizadas al precio de nudo de la potencia. Estas transferencias deberán realizarse en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existente conforme se determine en el reglamento. Para estos efectos se establecerán balances por sistema o por subsistemas conforme los subsistemas que se identificaren en los correspondientes informes técnicos de precio de nudo según se establece en el artículo 99 numeral 3

De acuerdo a lo anterior, se puede establecer que:

- El precio de las transferencias es el precio de nudo de la potencia.
- Las transferencias se realizarán en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existentes.
- Se entiende que la transferencia corresponde a la diferencia entre capacidad de generación compatible con la potencia de suficiencia preliminar de la unidad generadora y los compromisos de demanda de punta (contratos).
- Si los compromisos de demanda de punta contratados exceden a este valor el generador debe adquirir a otros generadores la diferencia faltante. Esta diferencia se adquiere al precio de nudo de la potencia. Si los compromisos son menores que la potencia de suficiencia preliminar, el generador no necesita adquirir potencia y puede transferir a otros sus excedentes.

Generalmente en un sistema existe una capacidad de generación global superior a la demanda de punta del sistema. Puede entonces existir o no transferencias, dependiendo de si alguno de los generadores queda deficitario al calcular la diferencia entre capacidad de generación compatible y compromiso de demanda de punta.

Este aspecto de transferencias se refiere al hecho de disponer capacidad de generación compatible y es independiente de si el sistema como conjunto posee capacidad de generación excedentaria, lo que determina que el pago por potencia a los generadores deba adecuarse en forma proporcional al total recaudado por la demanda máxima valorizada a los precios de nudo de la potencia. La potencia de suficiencia definitiva de cada generador es una fracción de su potencia confiable y se calcula de

modo que exista un balance perfecto entre pagos por potencia a los generadores y pagos de demanda de punta a los consumos.

En otras palabras, no puede haber compra o venta forzosa si no existe demanda por un bien, que en este caso es la potencia disponible. Los pagos por transferencia de potencia entre generadores tienden a disminuir, especialmente si hay sobreinstalación.

Cabe destacar que con el mecanismo propuesto (balance a nivel de potencias de suficiencia preliminares), las variaciones que se le den al MRT para incentivar o no las inversiones en potencia, tienen un efecto más potente que en la situación actual, en que la señal se diluye mucho más. Asimismo, el método propuesto privilegia a aquellos generadores con contratos dado que sólo incurren en compras de potencia en la medida que sus compromisos superen su potencia de suficiencia preliminar.

En la medida que en un sistema puedan identificarse horas y/o períodos del año en los que sistemáticamente se produce la mayor probabilidad de pérdida de carga del sistema, es recomendable utilizar estos períodos como aquellos de control para establecer los índices de indisponibilidad y computar retiros de potencia de punta. Estos períodos deben incluir las situaciones de máxima demanda en el sistema. Cabe mencionar que no existen razones categóricas para suponer que estos períodos son cíclicos. Lo anterior es particularmente válido en el caso de que sean los mantenimientos programados los que en definen estados de mayor probabilidad de pérdida de carga en el sistema.

Desde el punto de vista financiero, es coherente establecer cuotas mensuales en los pagos por potencia, lo que coincide con el ciclo de facturación a clientes en el sistema. En forma natural, al tener un sistema único en cuanto a períodos de cómputo en el procedimiento de elaboración de balances de potencia, los contratos con clientes libres debieran internalizar en forma natural las señales de costos entregadas.

3.14 Procedimiento para determinación de potencia firme y balances de potencia

17. Proposición de un único procedimiento integrador y coherente para la determinación de la potencia firme como de los balances de potencia.

Adicionalmente a lo presentado en la sección 3.7 (punto 8), la metodología propuesta incorpora los siguientes elementos:

- Se enfatiza la conveniencia de reliquidaciones o criterio de uso efectivo en el tratamiento de los pagos por potencia. En este sentido, se recalca el carácter relativamente dinámico que tiene el cálculo de la suficiencia (disponibilidades de unidades, cambios en el parque de generación, estadísticas hidrológicas, estadísticas de restricciones de energéticos primarios).
- El modelo considera tanto para el cálculo de potencias de suficiencia preliminares como definitivas y por ende el pago por potencia, la demanda máxima anual registrada, con independencia de los períodos tarifarios y horas de punta utilizados. La demanda máxima anual corresponde a la propuesta en 3.3.
- Respecto de la forma de computar los retiros de potencia, se sugiere emplear los valores correspondientes a las fechas de ocurrencia de las demandas utilizadas al definir la demanda máxima anual (3.3). En estas horas se registran los retiros comprometidos por cada generador, cuyos valores son promediados al finalizar el año y escalados a la demanda máxima observada.

3.15 Análisis de parámetros exógenos al modelo

18. *Análisis del parámetro MRT (Margen de Reserva Teórico) y sus condiciones de determinación en consistencia con el método propuesto, como parámetro del sistema completo y por subsistema.*
19. *Análisis de los criterios para dimensionar el tamaño de la turbina de punta que se utiliza para determinar el precio de la potencia de punta, para el sistema completo y por subsistema.*

Conclusión: Se recomienda revisar y readecuar la interpretación reglamentaria de la remuneración de potencia a generadores para situaciones con MRT mayor a 100%, definiendo con mayor claridad cuál es el servicio que se busca retribuir, y precisar cómo se refleja esto en el procedimiento que determina la remuneración de cada generador. Se resalta que el concepto MRT no tiene relación con la indisponibilidad de la unidad seleccionada para evaluar el precio de la potencia del sistema, interpretación actualmente en uso en el sector. Sin embargo, se reconoce que esta indisponibilidad debe ser incorporada en el cálculo del precio de la potencia y en el proceso de selección de la unidad más económica. El consultor sugiere definir como límite para la evaluación de las unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones troncales del sistema eléctrico, al promedio de tamaño de las unidades generadoras que participan en el CDEC respectivo y en cada subsistema. El tamaño de la unidad será resultado del proceso de evaluación de alternativas tomando como límite de potencia el antes señalado.

La normativa legal contiene las siguientes referencias al término Margen de Reserva Teórico (MRT). En primer lugar, éste es definido en el Artículo 150 de la Ley como:

“mínimo sobre-equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada, dadas las características de las unidades generadoras y de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico”.

Asimismo, el Artículo 99.3 de la Ley indica

“Se determina el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones troncales del sistema eléctrico, conforme los balances de demanda y oferta de potencia en los subsistemas que corresponda. Como oferta de potencia se considerará tanto la aportada por las centrales generadoras como aquella aportada por los sistemas de transmisión. Se calcula el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada de cada subsistema eléctrico con este tipo de unidades. Los valores así obtenidos se incrementan en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del respectivo subsistema. El valor resultante del procedimiento anterior se denominará precio básico de la potencia de punta en el subsistema respectivo;”

El concepto legal es explícito en cuanto considera la necesidad de un sobre-equipamiento de las instalaciones de generación para abastecer la potencia de punta con un cierto nivel de suficiencia, dado que por un lado, cada una de las unidades generadoras y de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico no necesariamente está disponible en condiciones de punta y, por otro, la demanda máxima tampoco se conoce ex-ante con certeza. Ese sobre-equipamiento, que proporciona un

mayor nivel de confiabilidad a los consumidores, necesariamente debe ser remunerado por éstos, en cuanto les proporciona un nivel de suficiencia mayor que si sólo se dispusiera de la capacidad para dar punta.

Uso actual del MRT y su significado

Aún cuando la Ley no deja dudas en cuanto a como se debe utilizar el MRT para determinar el pago de potencia por parte de los consumidores (se multiplica la cantidad de potencia consumida, a demanda máxima, por el precio de la potencia, escalado por el MRT), no es evidente la interpretación que esta variable tiene.

El artículo 150 de la ley asocia el concepto de MRT con la sobre-capacidad del sistema como un todo. Luego, el espíritu de la ley indica que la potencia total a ser remunerada considera sobre-equipamiento. Esta, debe ser remunerada al costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada. En esta interpretación, se paga a los generadores que proveen capacidad, hasta cubrir el mayor margen de confiabilidad establecido por el MRT. Sin embargo, en opinión del equipo consultor, el MRT no está siendo actualmente utilizado como tal. En particular, la metodología de cálculo del MRT definida en el Reglamento y el posterior uso que se da a esta variable en el cálculo de precio de nudo no está en línea con la idea de sobre-capacidad pues se asocia a esta variable con la disponibilidad de la unidad marginal de potencia. De este modo, se remunera sólo la capacidad necesaria para abastecer la punta, pero a un precio mayor, correspondiente al costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada multiplicado por el MRT. Efectivamente, el DS 327/97 norma el cálculo del precio básico de la potencia de punta en el artículo 277°, definiendo matemáticamente el MRT de la siguiente manera:

$$\text{MRT} = (100 / \text{DUPA}) - 100$$

En donde DUPA es la disponibilidad anual de las unidades más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico. En consecuencia, el MRT se calcula en base a la indisponibilidad de la turbina, entendida ésta como la central "marginal" en lo referido a la expansión de capacidad del sistema. En particular, un MRT = 12% indica que una turbina está disponible el 88% del tiempo. Posteriormente este factor es utilizado para corregir el precio de la potencia. Implícitamente se asume que dado que se necesita que la turbina esté disponible el 100% del tiempo, se necesita una capacidad 12% más grande. Luego si el precio de la capacidad adicional es P \$/MW, dado que hay que invertir un 12% adicional, el costo efectivo por MW de capacidad adicional es P*1.12 \$/MW. De esta metodología se deduce que el MRT está siendo utilizado como un indicador de sobre-capacidad necesaria en la turbina diesel y no como un indicador de sobre-instalación del sistema.

En otras palabras, el MRT NO está siendo tratado como un indicador de sobre-instalación del sistema, sino como factor de corrección del precio, que se hace necesaria y consistente con el cálculo de potencia de suficiencia de una central. Este elemento debe ser considerado en la evaluación de las unidades de punta (aquí señaladas como turbinas), al igual que se incorporan las pérdidas o costos fijos de operación y mantenimiento. Se reitera que el equipo consultor no aprecia la relación de este factor como el sobre-equipamiento señalado en el Art. 150.

Interpretación del MRT y su impacto en la remuneración de potencia a generadores.

La Ley no es explícita, en cuanto a cómo remunerar la potencia abastecida por un generador, considerando el precio escalado de la potencia⁵. Si bien un generador puede cobrar el precio de nudo por la potencia que abastece, debe concurrir a un balance de transferencias de potencia entre generadores que se define por reglamento, y que, dadas las condiciones de suficiencia, no necesariamente le reconocerá el pago de toda su potencia de suficiencia al precio de nudo escalado⁶.

La frase del artículo 91 de la Ley, que indica que las transferencias deben realizarse “en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existentes, conforme se determine en el reglamento”, permite interpretaciones distintas del esquema de remuneración.

Se puede argumentar que la señal económica que se entrega en la actualidad, es decir aquel precio resultante de multiplicar la potencia para abastecer la demanda máxima por el precio de nudo de la potencia (incluyendo el multiplicador MRT), es equivalente a la señal económica resultante de multiplicar la potencia sobre-instalada (incluyendo el multiplicador MRT), por el precio de nudo de la potencia (sin incluir el multiplicador MRT). Sin embargo, el efecto sobre los agentes no necesariamente es el mismo, particularmente en condiciones de insuficiencia, donde bajo la interpretación de MRT como sobre-capacidad, podría resultar un excedente de remuneración si la capacidad instalada no es capaz de asegurar un cierto nivel de confiabilidad⁷.

Impacto actual del MRT sobre el consumidor

El consumidor regulado, en el esquema tarifario vigente, paga por la potencia que demanda en horas de punta y que corresponde a la potencia efectivamente medida o determinada (según sea el esquema tarifario que se le aplica). La Ley escala en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico, el precio a pagar por capacidad, correspondiente al precio de las unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual. El valor resultante del procedimiento anterior se denomina precio básico de la potencia de punta.

⁵ El DFL1 originalmente no incluía referencias a la remuneración de las transferencias de potencia entre generadores. El artículo 91 sólo hacía referencia a las transferencias de energía, indicando “Las transferencias de energía entre empresas eléctricas, que posean medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la aplicación de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 81º, serán valorizados de acuerdo a los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico. Estos costos serán calculados por el organismo de coordinación de la operación o centro de despacho económico de carga”. Los CDECs en su oportunidad acordaron realizar las transferencias de potencia a precios de nudo, buscando establecer coherencia entre las señales de precio de capacidad en el mercado mayorista y los precios percibidos por los consumidores finales. La ley 19.940 introduce dos párrafos adicionales a dicho artículo 91º, pero que no necesariamente vinculan las señales de precio, esto depende de la interpretación que se realice del pago por potencia, como se indica más adelante.

⁶ Dado el uso que actualmente se está dando al MRT en el cálculo del precio de nudo —escala el precio de la potencia de punta por un factor asociado a la indisponibilidad de la potencia de punta—, lo que cada generador está recibiendo corresponde a Precio “efectivo” de la Potencia * Potencia de la planta. Este Precio “efectivo” de la Potencia se calcula como Costo Marginal (1+MRT). En este contexto, los generadores están siendo remunerados por la potencia que efectivamente aportan al sistema al precio “efectivo” de la potencia (ajustado por el MRT).

⁷ Esto no es cierto en la concepción actual que se le da al MRT, esto es, como indicador de indisponibilidad de la turbina de punta.

Este precio, que además incorpora costos de conexión de la central y aspectos financieros de su financiamiento, es multiplicado por el factor de penalización que lleva el valor a la subestación de la cual se alimenta el consumidor.

En esta forma, aunque el consumidor sólo es responsable, en cuanto magnitud de la potencia consumida, de pagar su contribución a la demanda de punta del sistema, paga un precio mayor por dicha potencia, proporcional al margen de reserva teórico que se considera, y a los factores de penalización que corresponda. El pago que los consumidores hacen por la potencia de punta puede entenderse de dos maneras:

- i) El consumidor paga “su” potencia máxima a un precio que se calcula como el costo marginal de la turbina incrementado por un factor relacionado con la indisponibilidad de esta unidad. El factor de escala utilizado es el MRT.
- ii) El consumidor paga un precio, dado sólo por el costo marginal de la turbina, no sólo por “su” potencia máxima, sino también por una sobre-capacidad considerada por el Regulador como necesaria según el criterio de suficiencia.

El mecanismo utilizado por la CNE en el cálculo del precio de nudo está en línea con la primera interpretación. Es posible argumentar sin embargo que es a través de este mecanismo como la tarificación hace coherente la remuneración de un sobre-equipamiento, pero sólo pagando la potencia consumida.

Recomendaciones Generales en relación al MRT

- Se recomienda revisar y readecuar la interpretación reglamentaria de esta variable, definiendo con mayor claridad cuál es el servicio que se busca retribuir, y precisar cómo se refleja esto en el procedimiento que determina la remuneración de cada generador. Esto puede ser modificado, en cuanto interpretación reglamentaria, para efectos de determinar transferencia entre generadores.
- Como se sugiere más adelante, el pago de potencia a generadores por los consumidores o a través de transferencias entre generadores debe hacerse cargo de dos variables, cantidad a pagar y precio a pagar. De este modo se incorpora en el pago por potencia tanto la sobre-instalación necesaria del sistema como la indisponibilidad de la turbina.

Indisponibilidad de la turbina vs. sobre-instalación en el sistema

Tanto la indisponibilidad de la turbina como la necesidad de una sobre-instalación son elementos relevantes al momento de remunerar la potencia, y podrían incorporarse al cálculo de la potencia a remunerar, según se indica a continuación.

a) La indisponibilidad de la turbina puede ser tomada en cuenta de la misma manera que se hace hoy, esto es, alterando el precio de la potencia. De este modo, el precio efectivo de la potencia podría calcularse como

$$P_p = \text{Costo Marginal Turbina} * (1 + \text{indisponibilidad de la turbina}).$$

b) Sobre-instalación: La variabilidad de la demanda, en particular la incertidumbre en torno al monto de la demanda máxima y el momento en que ésta ocurre, determina que todo sistema deba tener un margen de sobre-instalación. Este margen no es constante entre sistemas. Al hacer referencia a la sobre-instalación que debe ser remunerada, es importante tener en cuenta que no es “cualquier” sobre-capacidad la que debe ser remunerada sino sólo aquella considerada como óptima. En particular, podría estimarse un nivel de sobreinstalación SS^* para cada sistema. Luego, la potencia total a remunerar (“POT”) sería $= \text{Demanda Máxima} \cdot (1 + SS^*)$. Se recomienda recurrir a indicadores internacionales y objetivos para determinar este SS^* ⁸.

La incorporación de este doble pago tendría que realizarse a través de la valoración del precio de la potencia de punta (alterándolo en función de la indisponibilidad de la turbina) y a través de reentender el MRT como un factor de sobre-instalación de capacidad y no de alteración del precio, según se indicara anteriormente, en una aplicación distinta de la que realiza actualmente el regulador. Ambas acciones pueden realizarse por vía reglamentaria.

Fijación del MRT

Un aspecto central en la fijación del MRT es el carácter discrecional que puede darse en esa fijación en la medida que es definido por la autoridad a través de la fijación de los precios de nudo. Esto tiene la desventaja que puede traducirse en cierta incertidumbre para los agentes, particularmente si la autoridad busca reducir tarifas mediante reducción del MRT⁹. Una de las ventajas de incorporar a la autoridad en esta fijación, es la oportunidad que se le brinda, en nombre de los consumidores regulados, de identificar problemas de suficiencia en el abastecimiento eléctrico y fijar un nivel deseado de suficiencia a estimular. La desventaja viene dada por el hecho de que no son los agentes quienes determinan en forma libre el nivel de suficiencia que efectivamente desean.

Este problema podría solucionarse a través de una segunda alternativa: dejar la fijación del MRT al libre juego del mercado a través de contratos y precios libremente acordados. Esta alternativa requiere de cambios en la legislación.

Criterios para definir el tamaño de la turbina

La Ley no señala en forma explícita la forma en que debe ser definido el tamaño de la turbina de punta que se utiliza para determinar el precio de la potencia de punta.

Se propone considerar los siguientes criterios:

1. El tamaño (en cuanto a su nivel) debe relacionarse en forma creciente con la demanda máxima o tamaño del sistema o subsistema donde se efectúa el cálculo de costo marginal de potencia.
2. Deberá considerarse las economías de escala que pudiere haber en las unidades de distinta capacidad aptas para este efecto.

⁸ En el CD-ROM que forma parte de esta entrega se encuentra variada literatura especializada que sirve de referencia en esta materia.

⁹ Un problema similar puede ocurrir en la estimación de la sobre-instalación óptima del sistema.

3. Las unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones troncales del sistema eléctrico, no necesariamente corresponden a turbinas.
4. En términos prácticos, el tamaño de estas unidades generadoras debe ser analizado sólo respecto de su impacto en la definición del precio de la potencia, ya que no interviene en otros aspectos regulatorios.
5. El tamaño de estas unidades debiera recoger características del parque generador existente en el sistema.

De acuerdo a la interpretación del punto anterior respecto del MRT y DUPA; y tomando en consideración los criterios señalados, en opinión del consultor el tamaño de estas unidades debiera fijar un **límite de capacidad instalada** (potencia máxima) para la cual el regulador define las unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual. La evaluación de la unidad más económica debe incluir todos los aspectos relacionados con su costo, es decir: costo de inversión de la unidad, costo de inversión en sistemas transmisión requeridos para su conexión, factor de recuperación del capital y número de mensualidades, costos fijos de operación y mantenimiento, indisponibilidad estadística de la unidad (DUPA, lo que en opinión del consultor NO corresponde al MRT señalado en la Ley) y pérdidas de transmisión. A modo de ejemplo, una unidad de bajo costo de inversión pero alta indisponibilidad puede ser peor opción que una unidad de costo de inversión mayor y alta disponibilidad. Tomando en cuenta este conjunto de aspectos, no se puede anticipar que la central más económica, dadas las tecnologías y tamaños discretos disponibles, corresponderá a una igual al límite de capacidad instalada. Una alternativa al límite de capacidad instalada podría estar dado por el tamaño promedio de las unidades generadoras que participan en el CDEC respectivo y en cada subsistema. Este tamaño refleja de buena forma, opciones tecnológicas de tamaño menor relacionadas con cada subsistema. En el caso del SIC correspondería a una unidad de 149,25 MW.

3.16 Análisis técnico económico de la propuesta

20. *Análisis crítico y cualitativo respecto de si el método propuesto internaliza todos los efectos del fenómeno a modelar, esto es si incorpora todos los efectos en términos de permitir por sí mismo: remunerar en forma justa los aportes de potencia; permitir el financiamiento del parque eficiente; ayudar al desarrollo de una matriz de generación diversificada y eficiente en complemento con la señal de precios de la energía; o alternativamente, requiere la definición de elementos exógenos, ya sea en su definición conceptual sustantiva y/o en su aplicación en el tiempo.*

El estudio propone mejoras en distintos aspectos a la forma en que se remuneran los aportes de potencia en el sistema:

- Las recomendaciones reconocen que todos los servicios que presta una unidad generadora deben ser remunerados, aún cuando no necesariamente a través del mismo mecanismo. Esto aplica en el caso del aporte a la suficiencia y a la seguridad, estableciendo que el primer atributo debe de ser remunerado a través del pago por potencia, mientras que el segundo a través de los servicios complementarios. Esta división contribuye a que cada central reciba la remuneración que corresponde al aporte efectivo que hace al sistema.
- Se mejora el mecanismo a través del cual se remunera la potencia a través de las dos variables relevantes para ello:
 - El precio de la potencia: se recomienda que el precio de la potencia esté en línea con el costo efectivo de incrementar la potencia de punta, lo que necesariamente debe incluir la indisponibilidad de la potencia de punta.
 - En relación al nivel de la potencia:
 - Se argumenta que el total de potencia a remunerar debe incorporar un margen de sobre-instalación. Este puede ser determinado por el mercado, o en su defecto, por la autoridad a través de índices internacionales. De este modo se incorpora en el esquema de remuneración el hecho de que el valor de la demanda máxima no es incierto.
 - Se supera una deficiencia del método actual de cálculo de suficiencia, que no reconoce la responsabilidad en la insuficiencia de centrales de tamaño mayor.
 - Se establece que la potencia a remunerar es la potencia de suficiencia. Esta se calcula considerando el verdadero aporte a la suficiencia de cada central. Para este cálculo se incorporan factores que disminuyen la suficiencia que no habían sido considerados anteriormente tales como castigo a la potencia por insuficiencia del energético primario, fallas de gasoducto, consideración de la falla a nivel de componente de la central y no de la unidad generadora en su totalidad,
 - Se establece que el aporte a la suficiencia debe medirse en condiciones de demanda máxima anual pues es esa la condición de mayor exigencia física del sistema.

Permitir el financiamiento del parque eficiente

Dado el alcance del estudio, este aspecto no puede ser probado en forma categórica. Sin embargo, se puede afirmar que el conjunto de mejoras introducidas al modelo de cálculo de potencia de suficiencia y tratamiento de los consumos, debiera permitir un mejor financiamiento del parque eficiente debido a:

- El modelo reconoce de mejor forma los aportes a la suficiencia de las distintas unidades.
- La separación de los aspectos de seguridad permiten, a través de los servicios complementarios, explicitar productos específicos requeridos para la operación adecuada del sistema.
- Se establecen las condiciones bajo las cuales es conveniente financiar sobre-instalación, ésta definida en términos de su relación con el parque eficiente.

Ayudar al desarrollo de una matriz de generación diversificada y eficiente en complemento con la señal de precios de la energía

Si bien las mejoras propuestas al método incorporan de mejor manera aspectos ventajosos de la diversificación de energéticos primarios, no es posible afirmar que las recomendaciones permitan por sí solas un desarrollo de una matriz de generación diversificada y eficiente en complemento con la señal de precios de la energía.

3.17 Estudio de simulación

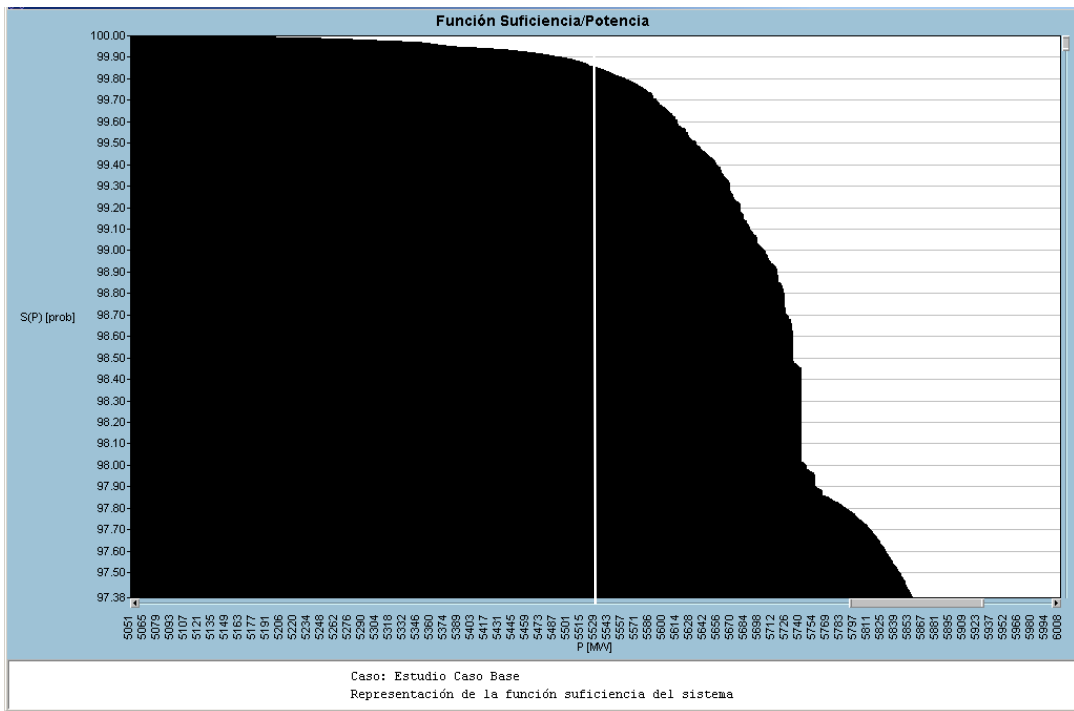
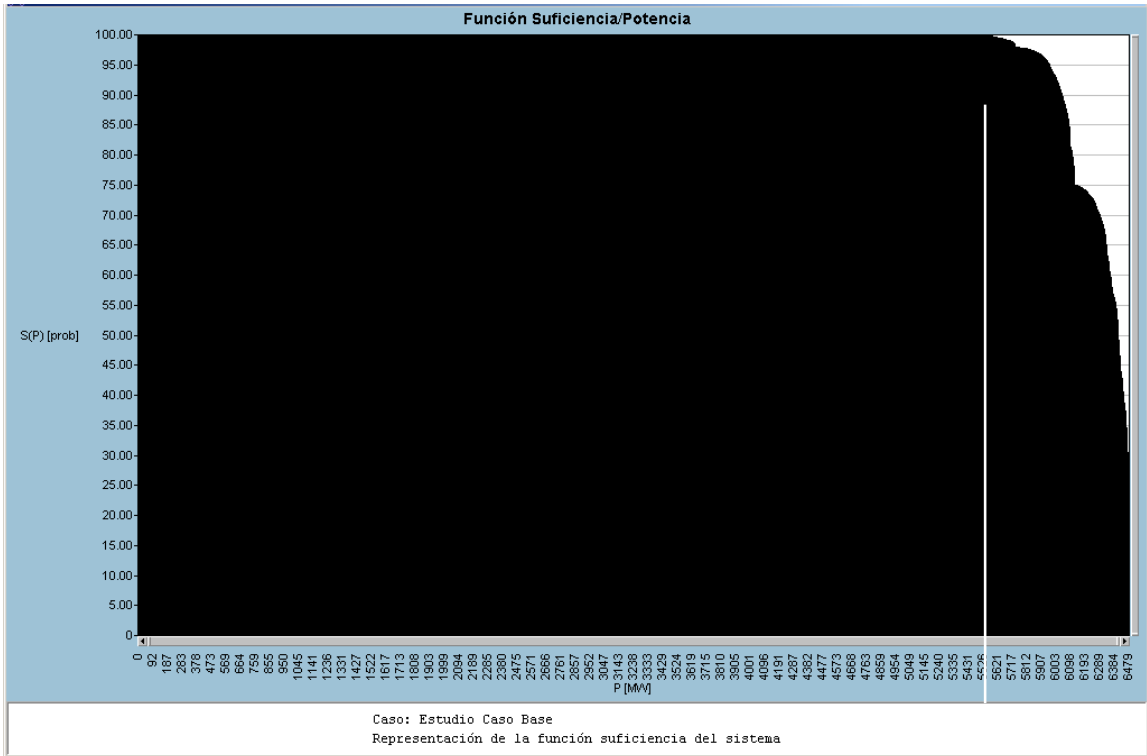
21. *Con el o las metodologías propuestas el consultor deberá efectuar las simulaciones correspondientes a fin de determinar las potencias firmes resultantes para cada central del parque generador conforme el parque instalado al 31 de diciembre de 2004.*

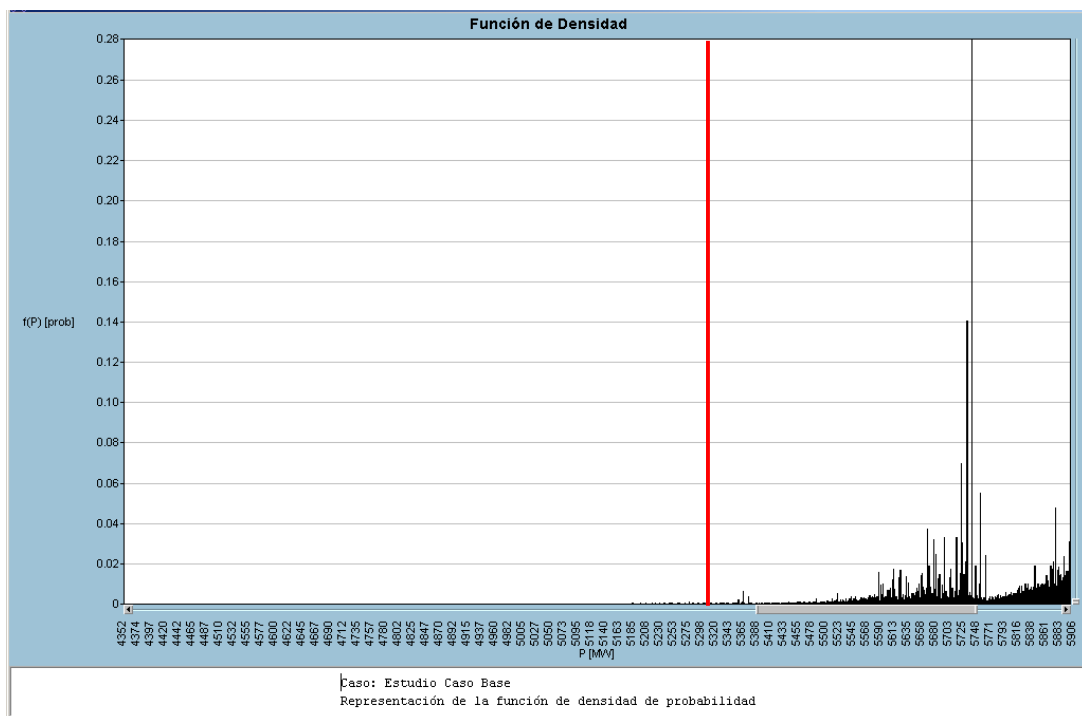
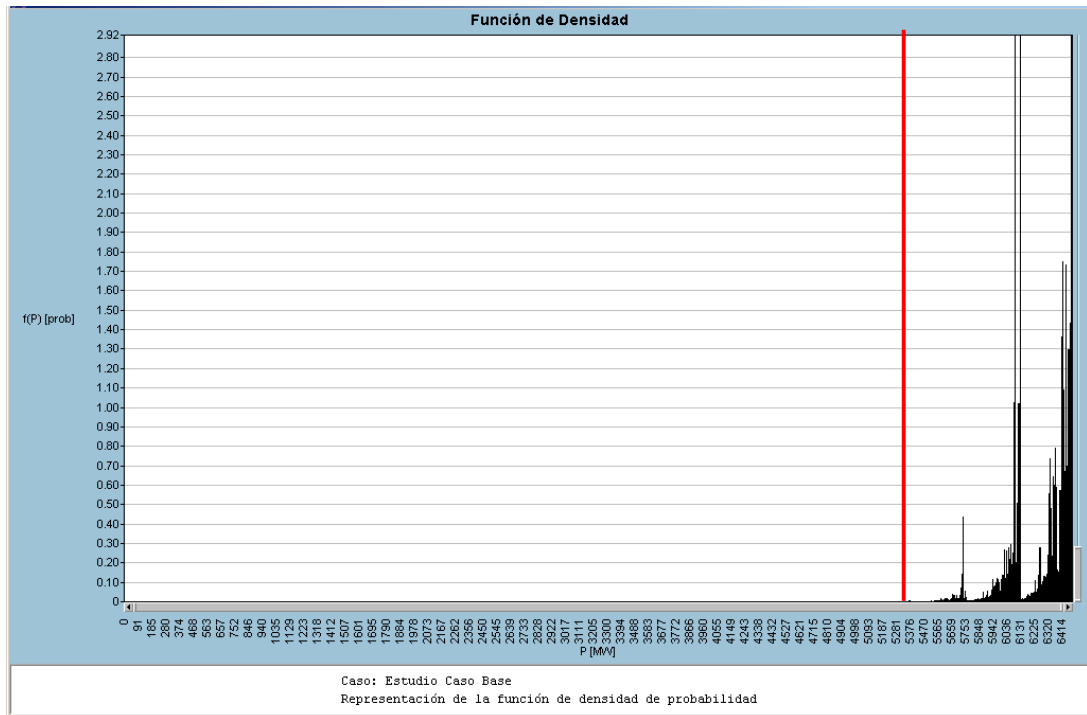
Conclusión: Para esta etapa se ha utilizado como método de cálculo un modelo de simulación no secuencial de tipo Monte Carlo en base a la metodología general descrita en 3.7 y al manejo de las centrales hidráulicas del punto 3.5. Se entregan los resultados generales de las simulaciones para distintos parámetros y se comparan casos.

El método de Monte Carlo es una de las herramientas que permite evaluar la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia. A través de la simulación de escenarios es factible el cálculo de parámetros como el LOLP para demanda máxima esperada, aportes esperados a la suficiencia, falla de gasoductos y modelos de varios estados de unidades generadoras. El método utilizado tiene las siguientes características:

1. Modelación de unidades de generación a través de múltiples estados,
2. Modelación de falla de gasoductos,
3. Implementación de método básico en uso por las DOP de los CDEC.
4. Implementación de método propuesto por el equipo consultor.

A continuación se presentan las curvas de suficiencia-potencia y función de densidad de probabilidad de la capacidad del sistema resultantes del estudio del sistema SIC, para el año 2004, considerando la central Ralco y una demanda máxima de 5530 MW. La simulación evaluó 10.000.000 de escenarios. Como potencias iniciales se consideran las calculadas por la DOP del CDEC-SIC en su informe de abril de 2004.





Con la herramienta descrita se estimaron las potencias de suficiencia en el SIC para el año 2004 para diversos casos de análisis. Estos, se resumen de la siguiente forma:

- **Caso Base:** centrales de ciclo combinado modeladas con dos estados, indisponibilidades y potencias iniciales de la DOP del CDEC – SIC de informe de abril de 2004, sin dependencias de gasoducto.
- **Caso I:** centrales de ciclo combinado modeladas con tres estados, sin modelamiento de gasoducto, indisponibilidades y potencias iniciales de centrales de la DOP del CDEC – SIC de informe de abril de 2004. La probabilidad del estado intermedio de centrales de ciclo combinado (sólo turbina a gas), se obtuvo fraccionando las indisponibilidades usadas en el Caso Base en probabilidad de falla parcial y total, por medio de un estudio comparativo con unidades del SING.
- **Caso II:** centrales de ciclo combinado modeladas con los tres estados. Se incluye el modelamiento del gasoducto Gas Andes con una tasa de falla forzada de 2.5% y deterioro de los estados de las centrales abastecidas por dicho gasoducto al 50%. Restantes datos son iguales al del Caso Base.
- **Caso III:** centrales de ciclo combinado modeladas con tres estados. Se incluye el modelamiento del gasoducto Gas Andes con una tasa de falla forzada de 0.25%, con un deterioro al 50% de la potencia de los estados de las centrales abastecidas por medio de dicho gasoducto. Las potencias iniciales de centrales hidráulicas fueron calculadas siguiendo la metodología propuesta en 3.5, considerando los afluentes secos usados en el informe de abril del 2004 de la DOP del CDEC-SIC¹⁰, un nivel de llenado inicial de los embalses igual a la cuarta menor cota al 1 de mayo de los últimos 15 años en forma individual y un periodo de simulación anual para el aporte de los tanques y embalses de regulación.

En el Anexo1 se presentan los listados con los resultados de potencias de suficiencia para cada central obtenidos en las simulaciones de Monte Carlo para cada caso descrito. En ellas se explicitan los siguientes cálculos:

DS327: Potencia de suficiencia con aplicación de metodología de acuerdo a última interpretación de cálculo de la suficiencia de la DOP del CDEC SIC.

DEFI: Responsabilidad en la insuficiencia de la unidad generadora.

EXCE: Contribución a la suficiencia de la unidad generadora.

PROP: Potencia de suficiencia con aplicación de metodología propuesta por el equipo consultor.

¹⁰ Si bien el uso de esta información no es del todo consistente con la propuesta metodológica para el cálculo de potencias iniciales de centrales hidráulicas, es igualmente útil para estudiar los efectos de la metodología y su contraste con el actual procedimiento. La determinación de caudales y cotas confiables requiere de un estudio estadístico acabado de caudales afluentes y cotas de embalses, que escapan al propósito de este estudio.

En las siguientes tablas se contrastan los resultados obtenidos en los casos simulados, en relación con los aspectos que introduce la propuesta metodológica. Entre ellos: inclusión de estados intermedios en centrales de ciclo combinado, modelamiento de estados deteriorados por falla de gasoducto y efecto de la penalización por responsabilidad en la insuficiencia.

Gasoducto y estados múltiples de Centrales de Ciclo Combinado

La tabla 3.17.1 resume los resultados obtenidos para las potencias de suficiencia en centrales de ciclo combinado del SIC. Se detallan sus potencias iniciales y definitivas cuando son modeladas con dos y tres estados, provenientes de los casos Caso Base y Caso I. Se observa un pequeño incremento de la potencia de suficiencia en todas las centrales en concordancia con al aumento de su potencia esperada, lo que se refleja también en una reducción del parámetro LOLP del sistema en 0.03%. Asimismo, el incremento relativo del parámetro PROP por sobre el DS327, da cuenta de esta menor responsabilidad en la insuficiencia del sistema. Finalmente se puede destacar que la incidencia de esta mejora en la modelación de centrales de ciclo combinado, para el número, características y los niveles de los parámetros de indisponibilidad usados, no revertiría un cambio muy significativo. Del orden del 0.1%.

Tabla 3.17.1: Comparación de potencias de suficiencia al modelar centrales de ciclo combinado con 2 y 3 estados.

Efecto de Inclusión de Tres Estados en Centrales de Ciclo Combinado									
(Pini DOP, Gasoducto FOR=0%, LOLP(3E-2E)= -0.03%)									
Nombre en Simulador	Generador	Tipo	Capa. Inst. [MW]	Método	Potencias de Suficiencia				
					Inicial [MW]	Definitiva 2E [MW]	Definitiva 3E [MW]	$\Delta(3E-2E)$ [MW]	$\Delta(3E-2E)$ [%]
Nehue_CC	Nehuenco CC	Térmica+ CC	368.4	DS327	357.0	273.02	273.34	0.32	0.12%
				PROP	357.0	272.65	273.03	0.38	0.14%
Nehue_II	Nehuenco2 CC	Térmica+ CC	388.0	DS327	388.0	296.69	297.02	0.33	0.11%
				PROP	388.0	296.25	296.66	0.41	0.14%
N_Renca	Nueva Renca	Térmica+ CC	379.0	DS327	374.0	319.45	319.77	0.32	0.10%
				PROP	374.0	319.33	319.70	0.37	0.12%
S_Isidro	S. Isidro CC	Térmica+ CC	379.0	DS327	366.5	315.63	315.93	0.30	0.10%
				PROP	366.5	315.58	315.93	0.35	0.11%

Modelar la indisponibilidad de un gasoducto, que antes no se consideraba como un elemento del sistema que podía fallar, necesariamente lleva a incrementar el LOLP y a reducir las potencias de suficiencia de las centrales que de él dependan. Esto se aprecia en la tabla 3.17.1. El procedimiento de ajuste de las potencias preliminares a las definitivas llevará a que las restantes centrales incrementen su valor. El nivel de 2.5% de tasa de falla del gasoducto, equivale a 219 horas (9 días) promedio al año en los que el gasoducto presentó problemas para transportar gas, lo que se tradujo en que las centrales de ciclo combinado redujeron su producción de potencia al 50% de la capacidad

asociada al estado en el que se encontraban antes de la falla¹¹. Par los valores impuestos, la reducción de las potencias de suficiencia de las centrales de ciclo combinado rondan el 1%. Sin embargo, el efecto conjunto sobre el LOLP del sistema es alto. Esta parámetro pasa de un 0.15% a un 0.55%, lo que equivale a un incremento del 250%. Por otro lado, se destaca que el parámetro de potencia de suficiencia propuesto (PROP) se ve más reducido que el actual parámetro (DS327) en estas centrales al capturar una mayor responsabilidad de ellas en situaciones deficitarias.

Tabla 3.17.2: Comparación de potencias de suficiencia al Gasoducto Gas Andes con FOR 2.5% y centrales de ciclo combinado con estados deteriorados al 50%.

Efecto de Inclusión de Gasoducto en Centrales de Ciclo Combinado (Pini DOP, CC-3E, CG-FOR=2.5%, LOLP(CG-SG)=+0.37%)									
					Potencias de Suficiencia				
Nombre en Simulador	Generador	Tipo	Capa. Inst. [MW]	Método	Inicial [MW]	Definitiva 3E SG [MW]	Definitiva 3E CG [MW]	Δ (CG-SG) [MW]	Δ (SG-CG) [%]
Nehue_CC	Nehuenco CC	Térmica+ CC	368.4	DS327	357.0	273.34	271.22	-2.12	-0.78%
				PROP	357.0	273.03	270.21	-2.82	-1.03%
Nehue_II	Nehuenco2 CC	Térmica+ CC	388.0	DS327	388.0	297.02	294.75	-2.27	-0.76%
				PROP	388.0	296.66	293.61	-3.05	-1.03%
N_Renca	Nueva Renca	Térmica+ CC	379.0	DS327	374.0	319.77	317.13	-2.64	-0.83%
				PROP	374.0	319.70	316.56	-3.14	-0.98%
S_Isidro	S. Isidro CC	Térmica+ CC	379.0	DS327	366.5	315.93	313.31	-2.62	-0.83%
				PROP	366.5	315.93	312.84	-3.09	-0.98%

Responsabilidad en la Insuficiencia y Potencias iniciales de centrales hidráulicas

Las tablas 3.17.3 y 3.17.4 resumen los resultados para las potencias de suficiencia definitivas de las centrales del sistema agrupadas por rangos de potencias iniciales. La primera corresponde al Caso II, en que se usaron las potencias iniciales del informe de la DOP de abril del 2004. En él, el LOLP del sistema resulta pequeño, por lo que los valores de potencias según la metodología DS327 y PROP son muy similares. Si bien, las responsabilidades de grandes centrales en las situaciones de insuficiencia del sistema son altas (ver Anexo), ellas son ponderadas por la probabilidad de pérdida de carga, atenuándose su descuento. Los 1.96 MW de potencia de suficiencia definitiva que se transfieren de las centrales más grandes del sistema a las menores con el método PROP corresponde principalmente a los descuentos hechos a las centrales de ciclo combinado, que presentan altas tasas de falla comparativamente y a que el caso incorpora el modelo de gasoducto con tasa de falla de 2.5% y estados deteriorados al 50%.

Aunque las centrales del sistema, dentro de cada rango, poseen distintos valores de indisponibilidad, haciendo más difusa la comparación de PROP con DS327, el método propuesto muestra una pequeña mayor asignación por unidad de potencia inicial a las centrales por debajo de 300 MW. La mayor asignación por unidad de potencia inicial que presenta los intervalos 2 y 3 se debe principalmente a que en dichos intervalos se concentran la mayor cantidad de centrales hidráulicas, todas con una indisponibilidad muy baja.

¹¹ Estos valores no son el resultado de un estudio en el tema, sino que sólo son parámetros razonables como para dimensionar el impacto de esta incorporación en el modelo global.

Tabla 3.17.3: Responsabilidad en la insuficiencia. LOLP bajo

Efecto de Responsabilidad en la Insuficiencia (Caso Pini DOP con CC-3E, Gasoducto FOR 2.5%)									
LOLP= 0.55%				Potencias de Suficiencia					
Intervalo	Pini min [MW]	Pini max [MW]	ΣCapa. Inst. [MW]	Método	ΣPini [MW]	ΣPsuf pre [MW]	ΣPsuf def [MW]	ΣPsuf def (PROP- DS327) [MW]	ΣPsuf def / Σpini [%]
1	0	100	1738.5	DS327	1,315.0	1,284.64	1,124.80	0.83	85.54%
				PROP	1,315.0	1,277.35	1,125.63		85.60%
2	100	200	1953.3	DS327	1,503.3	1,484.52	1,299.84	0.91	86.47%
				PROP	1,503.3	1,476.10	1,300.75		86.53%
3	200	300	670.0	DS327	474.7	471.93	413.22	0.28	87.05%
				PROP	474.7	469.23	413.50		87.11%
4	300	570	3575.4	DS327	3,195.5	3,074.57	2,692.11	-1.96	84.25%
				PROP	3,195.5	3,052.80	2,690.15		84.19%
Totales	0	570	7937.2	DS327	6,488.5	6,315.66	5,530.00		
				PROP	6,488.5	6,275.48	5,530.00		

Una situación análoga a la descrita se repite en el caso III. Esta vez, producto de que el LOLP del sistema es alto, el efecto del descuento por responsabilidad en la insuficiencia del método PROP se ve exacerbado. En este caso, las centrales más grandes del sistema pierden del orden de 3.3% de potencia de suficiencia por cada MW, los que son traspasados a las centrales de menor capacidad y con menores tasas de falla.

Tabla 3.17.4: Responsabilidad en la insuficiencia. LOLP alto

Efecto de Responsabilidad en la Insuficiencia (Caso Pini PROP con CC-3E, Gasoducto FOR .25%)									
LOLP= 27.0%				Potencias de Suficiencia					
Intervalo	Pini min [MW]	Pini max [MW]	ΣCapa. Inst. [MW]	Método	ΣPini [MW]	ΣPsuf pre [MW]	ΣPsuf def [MW]	ΣPsuf def (PROP- DS327) [MW]	ΣPsuf def / Σpini [%]
1	0	100	2116.5	DS327	1,132.0	1,106.97	1,069.64	21.69	94.49%
				PROP	1,132.0	800.01	1,091.33		96.41%
2	100	200	1825.3	DS327	1,425.7	1,409.62	1,362.07	29.91	95.54%
				PROP	1,425.7	1,020.44	1,391.98		97.64%
3	200	300	1557.0	DS327	899.9	898.63	868.32	23.04	96.49%
				PROP	899.9	653.44	891.36		99.05%
4	300	570	2438.4	DS327	2,315.4	2,307.85	2,229.98	-74.67	96.31%
				PROP	2,315.4	1,580.01	2,155.31		93.09%
Totales	0	570	7937.2	DS327	5,772.9	5,723.07	5,530.00		
				PROP	5,772.9	4,053.90	5,530.00		

El LOLP de 27 % obtenido en el Caso III se debe a la menor capacidad hidráulica conjunta obtenida del cálculo de potencias iniciales de las centrales hidráulicas, en relación con aquellas presentes en el citado informe de la DOP. La metodología propuesta en 3.5 considera que el LOLP en horas fuera de punta no puede ser mayor que en las de punta. Si se aplica esta metodología al escenario de afluencias hídricas más desfavorables de la estadística dará como resultado valores de potencias iniciales muy reducidas. Así, el elevado valor del parámetro LOLP obtenido, da cuenta de la falta de capacidad del sistema para enfrentar el escenario hidrológico más desfavorable conocido.

4. Punto temático 22: Esquemas de potencia de respaldo de alta disponibilidad

22. *Análisis de la posibilidad técnica de reconocer la existencia de potencia de respaldo de alta disponibilidad – fuera del régimen normal de pago de la potencia firme – considerándola como un servicio complementario destinado a generar un piso de seguridad frente a la indisponibilidad eventual del resto del parque. Analizar su forma de incorporación al sistema y su mecanismo de remuneración en consistencia con el marco regulatorio común.*

4.1 Descripción del problema

La autoridad política está preocupada pues detecta un problema de falta de inversión en generación. Los inversionistas no estarían invirtiendo ni comprometiendo inversión en generación en un horizonte dado, siendo el año 2007 particularmente vulnerable frente a esta situación.

La falta de inversión en un mercado eléctrico cualquiera puede originarse, entre otros motivos, por precios esperados no atractivos a los niveles de inversión requeridos, barreras de entrada, inestabilidad regulatoria, etc. En la situación actual chilena una causa concreta que está frenando la inversión es la incertidumbre que se presenta en relación a la tecnología de generación a utilizar. La incertidumbre surge respecto a la disponibilidad del gas natural argentino, que dificulta estimar niveles de precios futuros y niveles de ingresos por ventas de energía. En esencia la incógnita sin clara respuesta es si vuelve el gas en forma abundante o si se mantiene restringido. La inquietud de un inversionista es ¿qué pasa si vuelve el gas?, ¿qué pasa si no vuelve? No estando claro este escenario futuro, no es evidente la conveniencia de invertir en otras tecnologías, como las centrales a carbón, que serían más caras en su operación que la de los ciclos combinados de gas natural.

Ante esta incertidumbre, al consultor se le ha solicitado analizar la posibilidad técnica de reconocer la existencia de potencia de respaldo de alta disponibilidad como un servicio complementario destinado a generar un nivel mínimo de seguridad frente a la indisponibilidad eventual del resto del parque. En particular, se ha solicitado al consultor, independientemente de las conclusiones de la sección anterior, situarse en el escenario de una decisión política tendiente a impulsar este instrumento.

4.2 Contexto de la propuesta del consultor

El consultor *considera compleja* la forma de reconocer la existencia de potencia de respaldo de alta disponibilidad en las condiciones solicitadas por la autoridad. En particular, el equipo consultor enfrenta dos dificultades en relación a esta solicitud:

1. El equipo consultor reconoce que el mecanismo más adecuado para garantizar la suficiencia es a través de dar mayor participación a los agentes de mercado, tanto consumidores como productores para decidir en forma voluntaria cuál es el nivel de suficiencia óptimo. La propuesta general que aquí se presenta, así como las medidas complementarias, deben ser analizadas considerando la restricción impuesta en torno a proponer soluciones al problema de suficiencia que no requieran de cambios legales. Lo anterior obliga al consultor a descartar la alternativa de liberar los precios regulados de energía, alternativa considerada como la más apropiada por el equipo, previa evaluación de otro tipo de efectos resultantes de este cambio en el diseño de mercado.

2. No hay consenso al interior del equipo consultor en torno a cuán apropiado es el marco de los servicios complementarios para abordar el problema planteado por la autoridad. En particular, existen dos posiciones, las que se describen a continuación:

2.a) Una *primera ponencia* es que la existencia de potencia de respaldo de alta disponibilidad no se puede entender bajo la definición de SSCC contemplada en la Ley, cuyo carácter es eminentemente de seguridad. En particular, esta ponencia argumenta que:

- **Si el objetivo es lograr en el corto plazo cumplir con adecuados niveles de reserva (en giro o fría)**, el marco de los servicios complementarios debiera permitir lograr esto, solicitando a los generadores participantes, o a terceros, proveer este servicio, con la adecuada remuneración. Puede establecerse un marco de obligaciones mínimas con un precio regulado y/o crearse un mercado de reserva que responda a este requerimiento. Esto no necesariamente asegura remuneración de mediano o largo plazo a una nueva central entrante o a una nueva tecnología, si es ese el objetivo. Los servicios complementarios se centran en el corto plazo, y aunque se apoyen en contratos de provisión de servicios como la reserva, no es su espíritu asegurar financiamiento de nuevas centrales.
- **Si el objetivo es revertir la falta de inversión** y estimular la incorporación de nueva potencia para responder a una indisponibilidad eventual futura (un déficit futuro), en rigor se está pretendiendo responder a problemas de suficiencia y no de seguridad, por lo que entonces no cabría tratarlo como un servicio complementario. De seguir este segundo camino para lograr este objetivo, se desvirtúa la introducción de estos servicios por la ley 19.940, como servicios que pretenden lograr una mejor operación de corto plazo de los sistemas eléctricos, para responder a requerimientos de seguridad y calidad de servicio, y no necesariamente forzar financiamientos de largo plazo.

Por ende, esta ponencia argumenta, el espacio natural para insertar esta potencia de respaldo de alta disponibilidad en forma permanente, y asegurar su financiamiento, es en el contexto de la suficiencia, y por ende del pago por una "capacidad de suficiencia".

2.b) Una *segunda ponencia* visualiza grados de libertad en la definición de los servicios complementarios¹², la que incluiría aspectos de inversión en capacidad, entendidas como problemas de calidad de suministro. En esta ponencia subyace el concepto de que hay un área gris no del todo definida entre la seguridad y la suficiencia, donde hay espacio para incluir esta potencia de respaldo. Esta indefinición se desprende del Artículo 91 bis:

Artículo 91 bis.- *Todo propietario de instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, sean éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, deberá prestar en el respectivo sistema eléctrico los servicios complementarios de que disponga, que permitan*

12 La ley 19.940 define servicios complementarios como: "recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 81. Son servicios complementarios aquellas prestaciones que permiten efectuar, a lo menos, un adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias."

realizar la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 81, conforme a las normas de seguridad y calidad de servicio en dicho sistema.

En donde las prestaciones de los servicios complementarios se relacionan directamente con las normas de calidad de servicio de un sistema, atributo que de acuerdo a las letras u y w del Artículo 150 incluyen las interrupciones de suministro.

Artículo 150°.

u) *Calidad de servicio: atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por la calidad del producto, la calidad de suministro y la calidad de servicio comercial, entregado a sus distintos usuarios y clientes.*

w) *Calidad del suministro: componente de la calidad de servicio que permite calificar el suministro entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la frecuencia, la profundidad y la duración de las interrupciones de suministro.*

En este contexto, y bajo las restricciones impuestas a este estudio, especialmente lo referente a no hacer cambios legales, es que el consultor ha elaborado una alternativa que se describe a continuación. Esta alternativa ha sido seleccionada dentro de un conjunto de propuestas preliminares analizadas en detalle por el equipo consultor.

Posteriormente, se describen algunas medidas complementarias que en forma individual no son capaces de solucionar el problema, al menos en el corto plazo, pero que sí pueden contribuir a aminorar sus consecuencias.

4.3 Descripción General de la Alternativa Propuesta

En el contexto definido anteriormente, el consultor ha elaborado una propuesta consistente en incorporar **“Capacidad de respaldo permanente con parque dedicado definida como un servicio complementario”**.

Esta propuesta opera como un seguro *obligatorio* impuesto a los consumidores, que se materializa a través de la existencia de capacidad destinada en forma *permanente* a respaldar la operación del sistema. Esta capacidad, normalmente fuera del mercado de energía y potencia, tendría por objeto suplir al sistema de la capacidad necesaria en caso de déficit que resulte como consecuencia de imprevistos tales como restricciones importantes en provisión de combustibles, a hidrología extra-seca (por ej. fuera de las hidrologías consideradas en los modelos) o a factores cualesquiera que retrasen las inversiones en forma importante. El déficit a considerar para activar esta reserva debería encontrarse claramente fuera de lo previsto en los modelos de cálculo de la suficiencia del sistema y centrales generadoras. Estas situaciones especiales deberían quedar claramente establecidas en el reglamento. Al no estar contempladas en los modelos de suficiencia, se podría hacer referencia a ellas, en términos informales como crisis tipo “n-2”. La suficiencia general sigue siendo remunerada a través del pago por potencia de suficiencia.

Esta capacidad debería ser provista por unidades que cumplan a lo menos los siguientes requisitos:

- Proveer un alto grado de confiabilidad en el suministro del energético primario asociado a la potencia ofrecida.
- La tecnología debe cumplir con estándares de tiempos de fallas y reparación.

Estos requisitos también deberían estar definidos por reglamento.

El monto de esta capacidad de respaldo, debe ser acotado a un porcentaje de la demanda máxima esperada, como por ejemplo, tal que no exceda del porcentaje que representa el mayor de los elementos de energía primaria dentro del sistema interconectado afectado. Se debe tener presente que en caso de definirse un monto porcentual fijo de capacidad de respaldo, en los tiempos en que no hay déficit existirá sobre-instalación. La proposición que se plantea es similar a la exigencia de reservas adicionales del pool PJM del mercado del noroeste de Estados Unidos, en que se exige a los comercializadores que abastecen los consumos el tener una capacidad instalada o contratar con los generadores un nivel predefinido de capacidad de reserva, por sobre su demanda de punta.

Esta propuesta se implementa a través de la creación de un **servicio complementario de capacidad de respaldo permanente** con las características antes mencionadas. La incorporación de esta capacidad como un SC se fundamenta en los siguientes dos argumentos:

- los déficit esperados de mediano plazo constituyen contingencias y por lo tanto perjudican la seguridad de suministro;
- la capacidad de respaldo contribuye a paliar este déficit y por lo tanto es requerida para la seguridad de servicio (calidad de suministro). Luego, la capacidad de respaldo sería un servicio complementario.

En resumen, esta propuesta podría respaldarse en la percepción que disponer de capacidad para enfrentar parcialmente crisis por imprevistos, constituye seguridad de suministro y no planificación para abastecer demanda (atributo de la suficiencia).

La existencia de esta capacidad de respaldo implicará un mayor costo, el cual deberá ser traspasado al consumidor final. El orden de magnitud del sobrepago dependerá del tipo de inversión que se estimule a realizar. Por ejemplo, con una capacidad de respaldo de 600 MW, el costo estimado de inversión de turbinas diesel es de 300 MUS\$, lo que implica una anualidad de aproximadamente 31,8 MUS\$. El incremento por kWh sería de $31.800/30.000=1.060$ US\$/GWh= 0.00106 US\$/kWh =1.06 mills/kWh, no considerando costos de operación. Si la inversión fuera en centrales a carbón, el costo estimado de inversión puede subir hasta un factor 1,5 dependiendo del tipo de tecnología seleccionada.

4.3a. Implementación:

Se propone implementar esta propuesta de la siguiente manera:

1. Se establece la obligación de contratar el servicio complementario de capacidad de respaldo por un porcentaje determinado de la demanda.
2. El Regulador establece el porcentaje mínimo de la demanda que debe ser contratado por los retiros. Este porcentaje puede estar asociado, por ejemplo, a la mayor participación de una fuente de energía primaria en el sistema interconectado respectivo.
3. En el caso de los clientes regulados, las empresas comercializadoras (distribuidoras) que los sirven tienen la obligación de contratar este servicio complementario en el porcentaje establecido por el Regulador. Las empresas distribuidoras deben comprar la capacidad de respaldo a través de un proceso de licitación competitivo. Este proceso facilitará que el precio

cobrado se acerque (o iguale) al competitivo. Es imprescindible preocuparse de que la licitación sea efectivamente competitiva. Dado que las empresas distribuidoras no tienen gran incentivo a negociar el precio, es preferible que las bases de la licitación sean diseñadas por el regulador.

13

Estas bases deben definir, entre otros,

- los requisitos mínimos que debe cumplir la capacidad de respaldo. Es importante que éstos no discriminen entre generadores existentes / entrantes ni entre diversas tecnologías. Sin embargo, debe establecer formas de valorización respecto de la disponibilidad del energético primario de dichas unidades e indisponibilidades.
 - la duración del contrato.
4. El precio de la capacidad de respaldo permanente contratada por las distribuidoras se traspa a los consumidores finales a través de un “uplift” del precio de nudo. En lo que respecta a los clientes libres, este costo debe ser absorbido por generadores, distribuidores y estos mismos clientes en la proporción que se establezca en los contratos.
 5. Dado que en la medida en que la demanda por electricidad vaya creciendo, las empresas distribuidoras probablemente deberán aumentar la cantidad contratada de capacidad de respaldo, es posible que en un determinado momento, cada empresa tenga varios contratos vigentes, todos por distinto precio. En este caso el precio que se traspa a los consumidores debiera considerar el promedio ponderado del precio de la capacidad de respaldo contratada.
 6. Como una forma de dar incentivo a las empresas distribuidoras a negociar “un buen precio” podría ser conveniente que el precio promedio ponderado que se utiliza para calcular el “uplift” se calcule considerando la capacidad contratada por todas las distribuidoras. De este modo, no hay un pass-through directo del precio pagado por cada distribuidora a sus consumidores, sino un traspaso del precio pagado por el conjunto de distribuidoras. Luego, cada una de estas empresas tiene incentivo a negociar un precio menor o igual que el promedio de la industria.
 7. La normativa podría otorgar a los clientes libres plena libertad para definir cómo, con quién y a qué precio contratar. Incluso se podría considerar la alternativa de autorizar a los clientes libres a decidir en forma autónoma si contratan o no el servicio de capacidad de respaldo. En este caso, es conveniente que la normativa establezca en forma explícita que quien no contrate este servicio puede ser desconectado sin derecho a indemnización de ningún tipo en caso de producirse alguna de las contingencias tipo “n-2”. La única obligación que recae sobre estos clientes es informar cuánta capacidad tienen contratada y con quién.¹⁴
 8. En cuanto a la operación de las centrales de respaldo:

13 También es discutible el incentivo que el regulador tiene a diseñar efectivamente una licitación competitiva. La presión política por lograr bajas tarifas podría proveer el incentivo necesario.

14 No hay consenso al interior del Equipo Consultor en relación a la factibilidad práctica de este aspecto de la propuesta, particularmente por el surgimiento de condiciones de free-riding, difíciles de controlar.

- Esta capacidad está diseñada para proveer respaldo ante crisis del tipo n-2.
- En condiciones normales de suficiencia (“n”), estas plantas no deben ser despachadas. En estas circunstancias, estas centrales reciben pago por capacidad de respaldo, pero no pago por potencia de suficiencia ni por concepto de venta de energía.
- Existen dos posibles alternativas para el uso de estas centrales en caso de crisis consideradas en el modelo de suficiencia (crisis “n-1” o de “falla blanca”). Una primera alternativa consiste en no permitir que estas plantas operen, aún en presencia de este tipo de problemas. Alternativamente se puede permitir que estas centrales sean despachadas sólo en caso en que el sistema llegue al costo de falla. Esto equivale a incluir a estas plantas en el despacho tradicional del sistema, según orden de mérito, considerando que su costo marginal es igual al costo de falla. Cabe hacer notar que la incorporación al despacho disminuiría o idealmente evitaría la falla en el sistema, lo que puede ser entendido como falla blanca. En caso de ser despachadas, estas plantas no reciben pago por capacidad de respaldo. El hecho de que estas centrales sean remuneradas a costo de falla en caso de crisis “normales” (es decir consideradas en el modelo de suficiencia) se debería traducir en que el precio al cual se contrata esta capacidad debería ser menor al que se pactaría en caso de no existir la posibilidad de ser despachado. Es indispensable que el proceso de licitación sea efectivamente competitivo pues de otro modo, el menor precio esperado no se materializará y la participación en el mercado spot en caso de falla blanca sólo se traducirá en rentas para los generadores que proveen este servicio. En este caso es central mantener un esquema de compensaciones por falla blanca, con el fin de no distorsionar la señal de precio.

4.3b) Aspectos Positivos de esta Propuesta:

- *No distorsiona el sistema de precios:* El hecho de que estas plantas no sean incluidas en el despacho normal, o bien sólo se incluyan pero asumiendo que su costo marginal de operación es igual al costo de falla, no distorsiona el sistema de precios y en consecuencia tampoco distorsiona los incentivos a la inversión. Al respecto se debe considerar que:
 - Si estas plantas fueran incluidas en el despacho normal tomando su costo marginal efectivo, los costos marginales promedio serían menores, así como también serían menores las ocasiones en que se registrarían altos costos marginales (incluyendo el costo de falla). Luego, la solvencia de aquellas centrales cuyo financiamiento (y justificación) proviene especialmente de aquellos momentos en que el costo marginal esté cerca del costo de falla, estaría amenazada.
 - El reconocimiento por parte del operador del sistema de la existencia de esta capacidad “adicional” afecta también el manejo de los embalses, afectando a su vez, y por otra vía, los costos marginales del sistema. Esta situación podría contribuir a aumentar la gravedad de un problema de suficiencia, si es que este existiera. En este sentido, la existencia de capacidad de respaldo serviría para producir mayor seguridad en ciertas condiciones, pero esta mayor seguridad se obtendría a costa de eventuales problemas de suficiencia.
- *No discrimina entre generadores existentes o potenciales entrantes, ni entre tecnologías.* Es importante destacar que incluso centrales hidráulicas podrían ofrecer capacidad de respaldo, aún cuando sólo podrían hacerlo por su máxima capacidad en condiciones de sequía.

- *El precio lo determina el mercado:* Si bien es el Regulador quien define a cuánto debe ascender la capacidad de respaldo, el mecanismo de licitación al menos permite que el precio de este servicio sea determinado por el mercado. Se vuelve a recalcar la importancia de que la licitación en que esta capacidad se contrata sea competitiva.
- La claridad de las reglas en torno a cuándo se utiliza esta capacidad disminuye la incertidumbre.
- *Este mecanismo es estable en el tiempo.* No hay un instrumento de medida que gatille la contratación de la capacidad de respaldo. Sin embargo, sí está claramente definido cuándo esta capacidad debe ser utilizada.

4.3c) Aspectos Negativos de esta propuesta:

- La gran desventaja de esta propuesta es que *se centraliza la decisión de cuánto es el nivel de capacidad*, ya sea en su aspecto de seguridad o de suficiencia, según sea el caso, que se considera adecuado. En particular, este mecanismo no reconoce la capacidad de los agentes para decidir en forma voluntaria cuál es el nivel de suficiencia/seguridad óptimo. Al centralizar la decisión de definir este nivel, no se toman en cuenta las diferentes valoraciones que los consumidores tienen del suministro y la disposición de algunos de ellos a disminuir su consumo o bien a desconectarse del sistema en caso de ser necesario.
- Al negar a los agentes involucrados el decidir en cuánto valoran el disponer de electricidad y de cuando están dispuestos a renunciar a ella, esta propuesta *no incorpora el hecho de que la suficiencia es un bien privado*. La solución a este problema requiere dar libertad a los agentes para interactuar en el mercado, usualmente a través de contratos bilaterales en los que se establecen las condiciones en las que el consumidor está dispuesto a reducir su consumo y la compensación que éste recibe a cambio.¹⁵ De este modo los contratos permiten sustituir la “obligación a servir a todo evento” por una “obligación a servir a un determinado precio”, quedando este precio definido por los mismos agentes.
- *Este mecanismo no resuelve un eventual problema de suficiencia.* En particular, no resuelve la situación actual. Esto es así porque el problema que existe actualmente está relacionado con el hecho de que por un lado no se puede invertir en centrales a gas (pues no hay gas para comprar) y por otro lado no hay garantía de que las centrales a carbón (u otro combustible), con mayor costo de operación serán rentables si es que en los próximos años efectivamente vuelve el gas. Este problema está asociado a la forma como se remuneran estas centrales (por concepto de suficiencia y energía) y no al pago por capacidad de respaldo. Se debe de tener presente que las centrales que proveen capacidad de respaldo no pueden ser despachadas en condiciones normales por lo que, si en estas condiciones existe un problema de suficiencia, éste seguirá existiendo aún en presencia de capacidad de respaldo.

¹⁵ De este modo los contratos permiten sustituir la “obligación a servir a todo evento” por una “obligación a servir a un determinado precio”, quedando este precio definido por los mismos agentes.

- *Existencia de capacidad ociosa en períodos de suficiencia “normal”*. En caso de definirse un monto porcentual fijo de capacidad de respaldo, en los tiempos en que no hay déficit existirá sobre-instalación. Debería evaluarse entonces si esta capacidad instalada ociosa durante tales períodos, se justifica desde los puntos de vista técnico y económico, además de las razones estratégicas y de costo social de tener un sistema con mayor porcentaje de abastecimiento.
- *Este mecanismo opera como un seguro obligatorio*. En particular, no permite a los agentes decidir en forma autónoma el nivel de protección que desean. Dadas las distintas preferencias de los agentes, es de esperar que existan ciertos consumidores que se vean obligados a pagar por capacidad ociosa en períodos de crisis, a pesar de no valorar el seguro implícito que esta capacidad extra conlleva. Esto es así porque esta propuesta necesariamente implica que en períodos normales existirá capacidad ociosa, en un volumen (y posiblemente características) definidas por el Regulador y no por los agentes individuales. Implícitamente, el Regulador obliga a los privados a adquirir un seguro sin considerar que algunos de ellos no están interesados en hacerlo.
- *Incentivo a manipular el instrumento*: Dado que en caso de crisis n-1 estas centrales podrían ser despachadas (a costo de falla), la posibilidad de racionamiento disminuye. Esto, unido al hecho de que en tales circunstancias el precio spot estaría dado por el costo de falla, puede incentivar a los generadores que actualmente participan en el mercado spot a postergar inversiones. Esto es producto del efecto que tiene la existencia de esta capacidad de respaldo en los costos y beneficios que los generadores asumen en caso de racionamiento. Por un lado, disminuye la probabilidad de racionamiento “efectivo” y en consecuencia la probabilidad de tener que pagar indemnizaciones a los consumidores. Por otro lado, en caso de crisis n-1 el precio spot es el costo de falla, lo que beneficia a todos los generadores infla-marginales. Para atenuar este problema, en particular para disminuir el incentivo de los generadores a postergar inversiones, se propone mantener el actual esquema de compensaciones que rige en caso de crisis n-1. Específicamente se propone que cada vez que las centrales que proveen capacidad de respaldo deban entrar para evitar un racionamiento ocasionado por crisis n-1, los generadores que hubieran incurrido en déficit deban de todos modos pagar las compensaciones que la ley les impone en caso de racionamiento. Dado que en estas condiciones los consumidores no se ven directamente perjudicados (pues no se cortó la electricidad), no tiene sentido que los recursos originados en estas compensaciones lleguen a sus manos. Se propone entonces que tales recursos sean utilizados para financiar el costo de operación incurrido por las centrales de respaldo, en el período respectivo. Este mecanismo determina que la capacidad de respaldo sirva para evitar el “costo social” que resulta del corte de electricidad (pues la electricidad no se corta) pero sin que ello reduzca el incentivo a los generadores a invertir en capacidad de suficiencia.

4.3d) Cambios o modificaciones legales o reglamentarias

Esta propuesta no requiere en principio de cambios a la Ley para implementarse. Sólo sería necesario realizar cambios reglamentarios.

La ley 19.940 indica: “El CDEC respectivo deberá definir, administrar y operar los servicios complementarios necesarios para garantizar la operación del sistema, sujetándose a las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa vigente y minimizando el costo de

operación del respectivo sistema eléctrico". Si es posible dentro de la ley, el reglamento debería obligar a cada CDEC a crear un servicio complementario para cubrir problemas de abastecimiento de mediano plazo y financiar esta capacidad adicional.

Por otra parte, la ley 19.940 indica: "El reglamento establecerá el sistema de precios de los servicios complementarios que, considerando las características de los mismos, sea compatible con los precios de energía y potencia que esta ley establece". Amparado en este artículo, vía reglamento se debería agregar un cargo adicional a las tarifas finales, un pago por este respaldo permanente

El reglamento debiera obligar a los retiros a contratar este servicio por un porcentaje determinado de su demanda.

5. Bibliografía

- [1] DFL N°1 de 1982, versión anterior a la Ley 19.940 de marzo de 2004;
- [2] Ley 19.940 de marzo de 2004;
- [3] D.S. N°6 de Minería, de 1986, Reglamento de Coordinación de los CDEC (Derogado);
- [4] D.S. N°327 de Minería, de 1997, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos;
- [5] Informe Divergencia Resolución 119° de 2001 de la Comisión Nacional de Energía;
- [6] R.M. EXTA. N° 34 con fecha del 15 de junio 2004, Ministro de Economía.
- [7] R.M. EXTA. N° 35 con fecha del 15 de junio 2004, Ministro de Economía.
- [8] Oren S., "Capacity payments and supply adequacy in competitive electricity markets", VII SEPOPE, Curitiba, Brasil, Mayo 21-26, 2000
- [9] Comisión Nacional de Energía: Tarificación Eléctrica a Costo Marginal en Chile, Santiago, Julio 1980.
- [10] Billinton R., Allan R.: "Reliability Evaluation of Power Systems", Plenum Press, 2da Edición, ISBN: 0-306-45259-6, 1996.
- [11] Boiteux, M. (1960): "Peak load-pricing." Journal of Business 33: 157-179.
- [12] Vazquez Carlos, Michel River and Ignacio Perez Arriaga, "A market approach to long-term security of supply", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 17, No 2. pp 349-357, May 2002.
- [13] Meseguer, Claudia, "Valoración económica marginalista de servicios de generación en mercados eléctricos", Tesis Doctoral, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, 1998.

6. Glosario

Este glosario contiene la definición del conjunto de términos utilizados por el equipo consultor en el contexto de sus proposiciones, procurando de esta forma minimizar la interpretación incorrecta de los mismos.

El glosario se encuentra en fase de elaboración.

Suficiencia de un sistema: corresponde a la habilidad de un sistema de abastecer la demanda en condiciones de demanda máxima. Se expresa como una probabilidad.

Se entenderá por potencia de suficiencia de una unidad generadora el aporte a la suficiencia del sistema, cuando ésta es igual a la probabilidad de excedencia en condiciones de demanda máxima.

Unidad generadora: equipo generador eléctrico que posee equipos de accionamiento propios, sin elementos en común con otros equipos generadores.

Demanda máxima: el valor más alto en la curva de carga anual.

Demanda máxima esperada: el valor más alto en la curva de carga anual esperada.

Calidad de servicio: atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por la calidad del producto, la calidad de suministro y la calidad de servicio comercial, entregado a sus distintos usuarios y clientes.

Calidad del suministro: componente de la calidad de servicio que permite calificar el suministro entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la frecuencia, la profundidad y la duración de las interrupciones de suministro.

Servicios complementarios: recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 81. Son servicios complementarios aquellas prestaciones que permiten efectuar, a lo menos, un adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.

La **potencia de suficiencia preliminar** de una unidad generadora se obtendrá como la diferencia entre la potencia esperada que la unidad aportaría en condiciones de excedencia y las que deja de aportar en condiciones de insuficiencia.

La **potencia de suficiencia definitiva** de una unidad generadora corresponde a la potencia de suficiencia preliminar escalada por un factor único para todas las unidades, de manera que la suma de todas las potencias de suficiencia definitivas corresponda a la demanda máxima del sistema. Lo anterior se sustenta en que el pago por potencia de un sistema se asocia a la demanda máxima del mismo.

LOLP (Lost of Load Probability) es un indicador de suficiencia de potencia de un sistema y corresponde a la probabilidad de pérdida de carga del mismo, tomando en cuenta condiciones de demanda máxima y parámetros tales como indisponibilidades mecánicas de unidades generadoras, mantenimientos y potencias iniciales.

Indisponibilidad Mecánica: Es aquella tasa que se obtiene para cada central o unidad generadora, según corresponda, al utilizar el factor de indisponibilidad A (ver sección 3.3).

$$A = \text{TMEF} / (\text{TMEF} + \text{TMR})$$

TMEF Tiempo medio entre fallas.

TMR Tiempo medio de reparación.

Centrales de Embalse: Se entenderán como centrales de embalse sólo aquellas que se encuentren directamente aguas abajo de los principales embalses existentes en el sistema y que a través de su operación pueden regular o gestionar el uso de sus recursos para etapas de duración mayor o igual a un mes.

Centrales de pasada en serie hidráulica: Se considerará central de pasada en serie hidráulica a toda central en la que parte de su caudal generable está constituido por el caudal generado por una central de embalse ubicada aguas arriba y que el caudal máximo generable de la central de pasada sea de hasta 5 veces el caudal máximo generable de la central de embalse.

Centrales de pasada: Corresponde a centrales hidráulicas que no disponen de estanque de regulación y que no se encuentran en serie hidráulica.

Centrales de pasada con Regulación: Se entenderán como centrales de pasada con regulación aquellas que tengan una capacidad de regulación y que no entren en la categoría de centrales hidráulicas ya definidas, es decir, centrales de embalse, centrales de pasada en serie hidráulica o centrales de pasada

Anexo

Listado de Resultados de las Simulaciones

SIMULACION DE MONTECARLO CASO BASE
Pini DOP, 2 estados CC, Sin Gasoducto

DEMANDA MAXIMA ESTIMADA [MW]= 5530.00
 DESVIACION ESTANDAR DE DMAX [%]= 1.000
 DEMANDA MEDIA SIMULACION [MW]= 5530.00
 MAXIMA CAPACIDAD DE GENERACION [MW]= 6488.50
 N = 10000000
 D = 18086
 LOLP [PROB]= 0.001809
 EXCEDENCIA PROMEDIO [MW]= 797.53
 DEFICIT PROMEDIO [MW]= 127.84

Detalles de Centrales

METODOS PROPUESTOS
 Potencias Resultantes:

Nombre Unidad		Pot. Max. Unidad [MW]	Pot. Suf. Preliminar [MW]	Pot. Suf. Definitiva [MW]	Pot. Suf. Definitiva [%]	Pot. Suf. Definitiva [%pmax]
Abanco	DS327	34.60	33.85	29.59	0.54	85.51
	DEFI	34.60	0.94	4.76	0.09	13.76
	EXCE	34.60	33.85	29.59	0.54	85.51
	PROP	34.60	33.79	29.60	0.54	85.54
Alfal	DS327	59.60	56.92	49.74	0.90	83.46
	DEFI	59.60	4.51	22.95	0.41	38.50
	EXCE	59.60	56.92	49.74	0.90	83.46
	PROP	59.60	56.80	49.75	0.90	83.47
Antuco	DS327	165.90	165.85	144.95	2.62	87.37
	DEFI	165.90	0.41	2.10	0.04	1.27
	EXCE	165.90	165.85	144.95	2.62	87.37
	PROP	165.90	165.55	144.99	2.62	87.40
Arauco	DS327	53.10	51.65	45.14	0.82	85.01
	DEFI	53.10	2.27	11.57	0.21	21.79
	EXCE	53.10	51.65	45.14	0.82	85.01
	PROP	53.10	51.55	45.15	0.82	85.03
Boca	DS327	128.00	125.31	109.52	1.98	85.56
	DEFI	128.00	10.12	51.52	0.93	40.25
	EXCE	128.00	125.31	109.52	1.98	85.56
	PROP	128.00	125.07	109.54	1.98	85.58
Canut	DS327	172.00	171.64	150.01	2.71	87.21
	DEFI	172.00	2.58	13.12	0.24	7.63
	EXCE	172.00	171.64	150.01	2.71	87.21
	PROP	172.00	171.33	150.05	2.71	87.24
Capullo	DS327	7.20	7.08	6.19	0.11	85.96
	DEFI	7.20	0.14	0.71	0.01	9.85
	EXCE	7.20	7.08	6.19	0.11	85.96
	PROP	7.20	7.07	6.19	0.11	85.98
Celco	DS327	19.50	19.06	16.65	0.30	85.40
	DEFI	19.50	0.51	2.61	0.05	13.37
	EXCE	19.50	19.06	16.65	0.30	85.40
	PROP	19.50	19.02	16.66	0.30	85.42
Cholguan	DS327	13.00	12.65	11.05	0.20	85.01
	DEFI	13.00	0.41	2.07	0.04	15.90
	EXCE	13.00	12.65	11.05	0.20	85.01
	PROP	13.00	12.62	11.05	0.20	85.03
Cipres	DS327	87.80	86.92	75.96	1.37	86.52

	DEFI	87.80	2.15	10.92	0.20	12.44
	EXCE	87.80	86.92	75.96	1.37	86.52
	PROP	87.80	86.76	75.98	1.37	86.54
Ccolbun	DS327	391.00	390.96	341.68	6.18	87.39
	DEFI	391.00	0.69	3.52	0.06	0.90
	EXCE	391.00	390.96	341.68	6.18	87.39
	PROP	391.00	390.25	341.79	6.18	87.41
Const	DS327	8.70	7.82	6.84	0.12	78.58
	DEFI	8.70	0.95	4.84	0.09	55.62
	EXCE	8.70	7.82	6.84	0.12	78.58
	PROP	8.70	7.81	6.84	0.12	78.58
Curillin	DS327	72.10	72.02	62.94	1.14	87.30
	DEFI	72.10	0.16	0.79	0.01	1.10
	EXCE	72.10	72.02	62.94	1.14	87.30
	PROP	72.10	71.89	62.96	1.14	87.33
D_Alm_D	DS327	17.50	17.20	15.03	0.27	85.88
	DEFI	17.50	0.38	1.95	0.04	11.15
	EXCE	17.50	17.20	15.03	0.27	85.88
	PROP	17.50	17.16	15.03	0.27	85.90
El_indio_TG	DS327	18.00	17.73	15.50	0.28	86.10
	DEFI	18.00	0.33	1.69	0.03	9.40
	EXCE	18.00	17.73	15.50	0.28	86.10
	PROP	18.00	17.70	15.50	0.28	86.12
El_Toro	DS327	254.70	253.99	221.97	4.01	87.15
	DEFI	254.70	10.58	53.84	0.97	21.14
	EXCE	254.70	253.99	221.97	4.01	87.15
	PROP	254.70	253.51	222.03	4.01	87.17
Guac1	DS327	152.00	149.13	130.33	2.36	85.74
	DEFI	152.00	15.62	79.53	1.44	52.32
	EXCE	152.00	149.13	130.33	2.36	85.74
	PROP	152.00	148.83	130.35	2.36	85.75
Guac2	DS327	152.00	150.60	131.62	2.38	86.59
	DEFI	152.00	7.45	37.90	0.69	24.94
	EXCE	152.00	150.60	131.62	2.38	86.59
	PROP	152.00	150.31	131.65	2.38	86.61
Huas_TG	DS327	56.70	55.93	48.88	0.88	86.21
	DEFI	56.70	1.28	6.50	0.12	11.46
	EXCE	56.70	55.93	48.88	0.88	86.21
	PROP	56.70	55.83	48.89	0.88	86.23
Huas_TV	DS327	16.00	15.20	13.28	0.24	83.03
	DEFI	16.00	0.93	4.74	0.09	29.64
	EXCE	16.00	15.20	13.28	0.24	83.03
	PROP	16.00	15.17	13.29	0.24	83.04
Isla	DS327	56.50	56.24	49.15	0.89	86.99
	DEFI	56.50	0.47	2.37	0.04	4.19
	EXCE	56.50	56.24	49.15	0.89	86.99
	PROP	56.50	56.13	49.16	0.89	87.01
L_Verde	DS327	45.50	43.28	37.82	0.68	83.13
	DEFI	45.50	3.24	16.48	0.30	36.22
	EXCE	45.50	43.28	37.82	0.68	83.13
	PROP	45.50	43.19	37.83	0.68	83.14
Laja	DS327	8.70	7.19	6.28	0.11	72.18
	DEFI	8.70	1.62	8.23	0.15	94.60
	EXCE	8.70	7.19	6.28	0.11	72.18
	PROP	8.70	7.17	6.28	0.11	72.17
Licanten	DS327	11.00	10.70	9.35	0.17	85.01
	DEFI	11.00	0.33	1.69	0.03	15.37

	EXCE	11.00	10.70	9.35	0.17	85.01
	PROP	11.00	10.68	9.35	0.17	85.04
L_Alta	DS327	29.70	29.67	25.93	0.47	87.30
	DEFI	29.70	0.05	0.26	0.00	0.87
	EXCE	29.70	29.67	25.93	0.47	87.30
	PROP	29.70	29.61	25.94	0.47	87.33
Machic	DS327	83.30	81.90	71.57	1.29	85.92
	DEFI	83.30	3.09	15.73	0.28	18.89
	EXCE	83.30	81.90	71.57	1.29	85.92
	PROP	83.30	81.74	71.59	1.29	85.95
Maitns	DS327	24.00	23.21	20.28	0.37	84.51
	DEFI	24.00	0.96	4.91	0.09	20.46
	EXCE	24.00	23.21	20.28	0.37	84.51
	PROP	24.00	23.16	20.29	0.37	84.53
Mampil	DS327	37.30	36.56	31.95	0.58	85.66
	DEFI	37.30	1.07	5.44	0.10	14.58
	EXCE	37.30	36.56	31.95	0.58	85.66
	PROP	37.30	36.49	31.96	0.58	85.69
Molles	DS327	16.20	16.03	14.01	0.25	86.46
	DEFI	16.20	0.21	1.06	0.02	6.56
	EXCE	16.20	16.03	14.01	0.25	86.46
	PROP	16.20	16.00	14.01	0.25	86.48
Nehue_III	DS327	108.00	105.63	92.32	1.67	85.48
	DEFI	108.00	7.30	37.18	0.67	34.42
	EXCE	108.00	105.63	92.32	1.67	85.48
	PROP	108.00	105.43	92.33	1.67	85.49
Nehue_CC	DS327	357.00	312.39	273.02	4.94	76.48
	DEFI	357.00	286.35	1457.68	26.36	408.31
	EXCE	357.00	312.39	273.02	4.94	76.48
	PROP	357.00	311.31	272.65	4.93	76.37
Nehue_II	DS327	388.00	339.48	296.69	5.37	76.47
	DEFI	388.00	334.69	1703.73	30.81	439.11
	EXCE	388.00	339.48	296.69	5.37	76.47
	PROP	388.00	338.26	296.25	5.36	76.35
N_Renca	DS327	374.00	365.52	319.45	5.78	85.41
	DEFI	374.00	140.04	712.86	12.89	190.61
	EXCE	374.00	365.52	319.45	5.78	85.41
	PROP	374.00	364.61	319.33	5.77	85.38
Pangué	DS327	462.00	460.69	402.62	7.28	87.15
	DEFI	462.00	46.52	236.79	4.28	51.25
	EXCE	462.00	460.69	402.62	7.28	87.15
	PROP	462.00	459.77	402.67	7.28	87.16
Pehuen	DS327	555.00	554.81	484.88	8.77	87.37
	DEFI	555.00	17.15	87.32	1.58	15.73
	EXCE	555.00	554.81	484.88	8.77	87.37
	PROP	555.00	553.77	485.00	8.77	87.39
Petpw	DS327	73.60	69.59	60.82	1.10	82.63
	DEFI	73.60	8.12	41.33	0.75	56.15
	EXCE	73.60	69.59	60.82	1.10	82.63
	PROP	73.60	69.45	60.82	1.10	82.64
Peuchn	DS327	63.70	59.35	51.87	0.94	81.42
	DEFI	63.70	7.79	39.64	0.72	62.23
	EXCE	63.70	59.35	51.87	0.94	81.42
	PROP	63.70	59.23	51.87	0.94	81.43
Pilmqn	DS327	30.00	29.98	26.21	0.47	87.35
	DEFI	30.00	0.02	0.11	0.00	0.37
	EXCE	30.00	29.98	26.21	0.47	87.35

	PROP	30.00	29.93	26.21	0.47	87.38
Pullque	DS327	48.00	47.94	41.90	0.76	87.29
	DEFI	48.00	0.08	0.41	0.01	0.84
	EXCE	48.00	47.94	41.90	0.76	87.29
	PROP	48.00	47.86	41.91	0.76	87.32
Punti	DS327	11.70	11.54	10.09	0.18	86.21
	DEFI	11.70	0.16	0.83	0.02	7.12
	EXCE	11.70	11.54	10.09	0.18	86.21
	PROP	11.70	11.52	10.09	0.18	86.24
Quelt	DS327	49.00	48.75	42.60	0.77	86.94
	DEFI	49.00	0.41	2.08	0.04	4.25
	EXCE	49.00	48.75	42.60	0.77	86.94
	PROP	49.00	48.66	42.61	0.77	86.97
Rapel	DS327	138.30	138.16	120.75	2.18	87.31
	DEFI	138.30	0.67	3.43	0.06	2.48
	EXCE	138.30	138.16	120.75	2.18	87.31
	PROP	138.30	137.91	120.78	2.18	87.34
Renca	DS327	74.20	73.41	64.16	1.16	86.47
	DEFI	74.20	1.78	9.04	0.16	12.19
	EXCE	74.20	73.41	64.16	1.16	86.47
	PROP	74.20	73.27	64.18	1.16	86.49
Rucue	DS327	130.20	127.29	111.24	2.01	85.44
	DEFI	130.20	11.20	57.02	1.03	43.80
	EXCE	130.20	127.29	111.24	2.01	85.44
	PROP	130.20	127.04	111.26	2.01	85.45
S_Isidro	DS327	366.50	361.15	315.63	5.71	86.12
	DEFI	366.50	90.36	459.97	8.32	125.50
	EXCE	366.50	361.15	315.63	5.71	86.12
	PROP	366.50	360.33	315.58	5.71	86.11
S_Ignacio	DS327	37.00	36.87	32.22	0.58	87.08
	DEFI	37.00	0.18	0.94	0.02	2.53
	EXCE	37.00	36.87	32.22	0.58	87.08
	PROP	37.00	36.80	32.23	0.58	87.11
Szl_Szto	DS327	45.40	44.42	38.82	0.70	85.51
	DEFI	45.40	1.54	7.83	0.14	17.25
	EXCE	45.40	44.42	38.82	0.70	85.51
	PROP	45.40	44.34	38.83	0.70	85.53
Sfranc	DS327	25.70	25.14	21.97	0.40	85.48
	DEFI	25.70	0.68	3.47	0.06	13.51
	EXCE	25.70	25.14	21.97	0.40	85.48
	PROP	25.70	25.09	21.97	0.40	85.50
Taltal_1	DS327	119.30	117.05	102.30	1.85	85.75
	DEFI	119.30	7.37	37.54	0.68	31.47
	EXCE	119.30	117.05	102.30	1.85	85.75
	PROP	119.30	116.83	102.32	1.85	85.77
Taltal_2	DS327	117.60	114.02	99.65	1.80	84.74
	DEFI	117.60	11.80	60.04	1.09	51.06
	EXCE	117.60	114.02	99.65	1.80	84.74
	PROP	117.60	113.80	99.66	1.80	84.75
Valdivia	DS327	70.00	68.10	59.51	1.08	85.02
	DEFI	70.00	3.87	19.68	0.36	28.12
	EXCE	70.00	68.10	59.51	1.08	85.02
	PROP	70.00	67.97	59.53	1.08	85.04
Vent_1	DS327	120.00	119.71	104.62	1.89	87.19
	DEFI	120.00	1.17	5.98	0.11	4.98
	EXCE	120.00	119.71	104.62	1.89	87.19
	PROP	120.00	119.49	104.65	1.89	87.21

Vent_2	DS327	220.00	217.90	190.43	3.44	86.56
	DEFI	220.00	29.15	148.36	2.68	67.44
	EXCE	220.00	217.90	190.43	3.44	86.56
	PROP	220.00	217.45	190.45	3.44	86.57
Volcan	DS327	10.70	10.68	9.33	0.17	87.21
	DEFI	10.70	0.03	0.14	0.00	1.27
	EXCE	10.70	10.68	9.33	0.17	87.21
	PROP	10.70	10.66	9.33	0.17	87.24
Ralco	DS327	302.00	301.71	263.68	4.77	87.31
	DEFI	302.00	4.48	22.78	0.41	7.54
	EXCE	302.00	301.71	263.68	4.77	87.31
	PROP	302.00	301.16	263.76	4.77	87.34
	DS327	6488.50	6327.52	5530.00	100.00	
	DEFI	6488.50	1086.34	5530.00	100.00	
	EXCE	6488.50	6327.52	5530.00	100.00	
	PROP	6488.50	6314.12	5530.00	100.00	

SIMULACION DE MONTECARLO CASO I
Pini DOP, 3 estados CC, Sin Gasoducto

DEMANDA MAXIMA ESTIMADA [MW]= 5530.00
 DESVIACION ESTANDAR DE DMAX [%]= 1.000
 DEMANDA MEDIA SIMULACION [MW]= 5530.00
 MAXIMA CAPACIDAD DE GENERACION [MW]= 6488.50
 N = 10000000
 D = 14689
 LOLP [PROB]= 0.001469
 EXCEDENCIA PROMEDIO [MW]= 799.36
 DEFICIT PROMEDIO [MW]= 109.37

Detalles de Centrales

METODOS PROPUESTOS
 Potencias Resultantes:

Nombre Unidad		Pot. Max. Unidad [MW]	Pot. Suf. Preliminar [MW]	Pot. Suf. Definitiva [MW]	Pot. Suf. Definitiva [%]	Pot. Suf. Definitiva [%pmax]
Abanco	DS327	34.60	33.85	29.58	0.53	85.49
	DEFI	34.60	0.94	4.85	0.09	14.03
	EXCE	34.60	33.85	29.58	0.53	85.49
	PROP	34.60	33.80	29.58	0.53	85.51
Alfal	DS327	59.60	56.92	49.73	0.90	83.44
	DEFI	59.60	4.76	24.65	0.45	41.35
	EXCE	59.60	56.92	49.73	0.90	83.44
	PROP	59.60	56.82	49.73	0.90	83.45
Antuco	DS327	165.90	165.85	144.90	2.62	87.34
	DEFI	165.90	0.40	2.05	0.04	1.23
	EXCE	165.90	165.85	144.90	2.62	87.34
	PROP	165.90	165.61	144.94	2.62	87.37
Arauco	DS327	53.10	51.65	45.13	0.82	84.99
	DEFI	53.10	2.44	12.64	0.23	23.80
	EXCE	53.10	51.65	45.13	0.82	84.99
	PROP	53.10	51.57	45.14	0.82	85.00
Boca	DS327	128.00	125.31	109.49	1.98	85.54
	DEFI	128.00	10.54	54.56	0.99	42.62
	EXCE	128.00	125.31	109.49	1.98	85.54
	PROP	128.00	125.11	109.50	1.98	85.55
Canut	DS327	172.00	171.64	149.97	2.71	87.19
	DEFI	172.00	2.65	13.70	0.25	7.97
	EXCE	172.00	171.64	149.97	2.71	87.19
	PROP	172.00	171.39	150.00	2.71	87.21
Capullo	DS327	7.20	7.08	6.19	0.11	85.93
	DEFI	7.20	0.14	0.70	0.01	9.77
	EXCE	7.20	7.08	6.19	0.11	85.93
	PROP	7.20	7.07	6.19	0.11	85.95
Celco	DS327	19.50	19.05	16.65	0.30	85.38
	DEFI	19.50	0.50	2.57	0.05	13.19
	EXCE	19.50	19.05	16.65	0.30	85.38
	PROP	19.50	19.03	16.65	0.30	85.39
Cholguan	DS327	13.00	12.65	11.05	0.20	84.99
	DEFI	13.00	0.40	2.08	0.04	15.97
	EXCE	13.00	12.65	11.05	0.20	84.99
	PROP	13.00	12.63	11.05	0.20	85.00
Cipres	DS327	87.80	86.92	75.94	1.37	86.49
	DEFI	87.80	2.36	12.20	0.22	13.89

	EXCE	87.80	86.92	75.94	1.37	86.49
	PROP	87.80	86.79	75.96	1.37	86.51
Ccolbun	DS327	391.00	390.96	341.58	6.18	87.36
	DEFI	391.00	0.83	4.27	0.08	1.09
	EXCE	391.00	390.96	341.58	6.18	87.36
	PROP	391.00	390.38	341.67	6.18	87.38
Const	DS327	8.70	7.82	6.83	0.12	78.55
	DEFI	8.70	0.97	5.04	0.09	57.89
	EXCE	8.70	7.82	6.83	0.12	78.55
	PROP	8.70	7.81	6.83	0.12	78.56
Curillin	DS327	72.10	72.02	62.92	1.14	87.27
	DEFI	72.10	0.19	0.97	0.02	1.34
	EXCE	72.10	72.02	62.92	1.14	87.27
	PROP	72.10	71.91	62.94	1.14	87.29
D_Alm_D	DS327	17.50	17.20	15.02	0.27	85.85
	DEFI	17.50	0.38	1.97	0.04	11.25
	EXCE	17.50	17.20	15.02	0.27	85.85
	PROP	17.50	17.17	15.03	0.27	85.87
El_indio_TG	DS327	18.00	17.73	15.49	0.28	86.08
	DEFI	18.00	0.33	1.71	0.03	9.48
	EXCE	18.00	17.73	15.49	0.28	86.08
	PROP	18.00	17.71	15.50	0.28	86.09
El_Toro	DS327	254.70	253.98	221.91	4.01	87.12
	DEFI	254.70	10.47	54.24	0.98	21.29
	EXCE	254.70	253.98	221.91	4.01	87.12
	PROP	254.70	253.60	221.95	4.01	87.14
Guac1	DS327	152.00	149.12	130.29	2.36	85.72
	DEFI	152.00	15.93	82.47	1.49	54.26
	EXCE	152.00	149.12	130.29	2.36	85.72
	PROP	152.00	148.88	130.30	2.36	85.72
Guac2	DS327	152.00	150.60	131.58	2.38	86.56
	DEFI	152.00	7.86	40.73	0.74	26.79
	EXCE	152.00	150.60	131.58	2.38	86.56
	PROP	152.00	150.36	131.60	2.38	86.58
Huas_TG	DS327	56.70	55.93	48.87	0.88	86.18
	DEFI	56.70	1.37	7.12	0.13	12.55
	EXCE	56.70	55.93	48.87	0.88	86.18
	PROP	56.70	55.85	48.88	0.88	86.20
Huas_TV	DS327	16.00	15.20	13.28	0.24	83.00
	DEFI	16.00	0.94	4.88	0.09	30.50
	EXCE	16.00	15.20	13.28	0.24	83.00
	PROP	16.00	15.18	13.28	0.24	83.02
Isla	DS327	56.50	56.23	49.13	0.89	86.96
	DEFI	56.50	0.50	2.59	0.05	4.58
	EXCE	56.50	56.23	49.13	0.89	86.96
	PROP	56.50	56.15	49.14	0.89	86.98
L_Verde	DS327	45.50	43.28	37.81	0.68	83.10
	DEFI	45.50	3.44	17.82	0.32	39.17
	EXCE	45.50	43.28	37.81	0.68	83.10
	PROP	45.50	43.21	37.82	0.68	83.11
Laja	DS327	8.70	7.19	6.28	0.11	72.16
	DEFI	8.70	1.62	8.39	0.15	96.39
	EXCE	8.70	7.19	6.28	0.11	72.16
	PROP	8.70	7.17	6.28	0.11	72.15
Licanten	DS327	11.00	10.70	9.35	0.17	84.99
	DEFI	11.00	0.33	1.70	0.03	15.48
	EXCE	11.00	10.70	9.35	0.17	84.99

	PROP	11.00	10.68	9.35	0.17	85.01
L_Alta	DS327	29.70	29.67	25.92	0.47	87.27
	DEFI	29.70	0.05	0.25	0.00	0.85
	EXCE	29.70	29.67	25.92	0.47	87.27
	PROP	29.70	29.62	25.93	0.47	87.30
Machic	DS327	83.30	81.90	71.55	1.29	85.90
	DEFI	83.30	3.38	17.50	0.32	21.01
	EXCE	83.30	81.90	71.55	1.29	85.90
	PROP	83.30	81.77	71.57	1.29	85.92
Maitns	DS327	24.00	23.21	20.28	0.37	84.48
	DEFI	24.00	0.98	5.09	0.09	21.19
	EXCE	24.00	23.21	20.28	0.37	84.48
	PROP	24.00	23.17	20.28	0.37	84.50
Mampil	DS327	37.30	36.56	31.94	0.58	85.64
	DEFI	37.30	1.08	5.59	0.10	14.98
	EXCE	37.30	36.56	31.94	0.58	85.64
	PROP	37.30	36.51	31.95	0.58	85.66
Molles	DS327	16.20	16.03	14.00	0.25	86.43
	DEFI	16.20	0.22	1.12	0.02	6.91
	EXCE	16.20	16.03	14.00	0.25	86.43
	PROP	16.20	16.00	14.00	0.25	86.45
Nehue_III	DS327	108.00	105.63	92.29	1.67	85.45
	DEFI	108.00	8.00	41.43	0.75	38.36
	EXCE	108.00	105.63	92.29	1.67	85.45
	PROP	108.00	105.46	92.30	1.67	85.46
Nehue_CC	DS327	357.00	312.85	273.34	4.94	76.57
	DEFI	357.00	290.42	1503.94	27.20	421.27
	EXCE	357.00	312.85	273.34	4.94	76.57
	PROP	357.00	311.96	273.03	4.94	76.48
Nehue_II	DS327	388.00	339.96	297.02	5.37	76.55
	DEFI	388.00	339.17	1756.38	31.76	452.68
	EXCE	388.00	339.96	297.02	5.37	76.55
	PROP	388.00	338.96	296.66	5.36	76.46
N_Renca	DS327	374.00	365.99	319.77	5.78	85.50
	DEFI	374.00	119.92	621.02	11.23	166.05
	EXCE	374.00	365.99	319.77	5.78	85.50
	PROP	374.00	365.28	319.70	5.78	85.48
Pangue	DS327	462.00	460.69	402.51	7.28	87.12
	DEFI	462.00	57.71	298.88	5.40	64.69
	EXCE	462.00	460.69	402.51	7.28	87.12
	PROP	462.00	459.93	402.53	7.28	87.13
Pehuen	DS327	555.00	554.80	484.74	8.77	87.34
	DEFI	555.00	19.87	102.92	1.86	18.54
	EXCE	555.00	554.80	484.74	8.77	87.34
	PROP	555.00	553.96	484.83	8.77	87.36
Petpw	DS327	73.60	69.59	60.80	1.10	82.61
	DEFI	73.60	9.15	47.41	0.86	64.41
	EXCE	73.60	69.59	60.80	1.10	82.61
	PROP	73.60	69.47	60.80	1.10	82.61
Peuchn	DS327	63.70	59.35	51.85	0.94	81.40
	DEFI	63.70	8.41	43.54	0.79	68.36
	EXCE	63.70	59.35	51.85	0.94	81.40
	PROP	63.70	59.25	51.85	0.94	81.40
Pilmqn	DS327	30.00	29.98	26.20	0.47	87.33
	DEFI	30.00	0.02	0.11	0.00	0.35
	EXCE	30.00	29.98	26.20	0.47	87.33
	PROP	30.00	29.94	26.20	0.47	87.35

Pullque	DS327	48.00	47.94	41.89	0.76	87.27
	DEFI	48.00	0.09	0.46	0.01	0.95
	EXCE	48.00	47.94	41.89	0.76	87.27
	PROP	48.00	47.87	41.90	0.76	87.29
Punti	DS327	11.70	11.54	10.08	0.18	86.19
	DEFI	11.70	0.16	0.85	0.02	7.23
	EXCE	11.70	11.54	10.08	0.18	86.19
	PROP	11.70	11.52	10.09	0.18	86.21
Quelt	DS327	49.00	48.75	42.59	0.77	86.92
	DEFI	49.00	0.44	2.30	0.04	4.69
	EXCE	49.00	48.75	42.59	0.77	86.92
	PROP	49.00	48.67	42.60	0.77	86.94
Rapel	DS327	138.30	138.16	120.71	2.18	87.28
	DEFI	138.30	0.72	3.75	0.07	2.71
	EXCE	138.30	138.16	120.71	2.18	87.28
	PROP	138.30	137.96	120.74	2.18	87.30
Renca	DS327	74.20	73.41	64.14	1.16	86.44
	DEFI	74.20	1.99	10.28	0.19	13.86
	EXCE	74.20	73.41	64.14	1.16	86.44
	PROP	74.20	73.30	64.15	1.16	86.46
Rucue	DS327	130.20	127.29	111.21	2.01	85.41
	DEFI	130.20	11.74	60.82	1.10	46.71
	EXCE	130.20	127.29	111.21	2.01	85.41
	PROP	130.20	127.08	111.22	2.01	85.42
S_Isidro	DS327	366.50	361.60	315.93	5.71	86.20
	DEFI	366.50	62.14	321.78	5.82	87.80
	EXCE	366.50	361.60	315.93	5.71	86.20
	PROP	366.50	360.98	315.93	5.71	86.20
S_Ignacio	DS327	37.00	36.87	32.21	0.58	87.06
	DEFI	37.00	0.20	1.06	0.02	2.86
	EXCE	37.00	36.87	32.21	0.58	87.06
	PROP	37.00	36.81	32.22	0.58	87.08
Szl_Szto	DS327	45.40	44.42	38.81	0.70	85.49
	DEFI	45.40	1.64	8.47	0.15	18.65
	EXCE	45.40	44.42	38.81	0.70	85.49
	PROP	45.40	44.35	38.82	0.70	85.50
Sfranc	DS327	25.70	25.14	21.96	0.40	85.45
	DEFI	25.70	0.71	3.66	0.07	14.24
	EXCE	25.70	25.14	21.96	0.40	85.45
	PROP	25.70	25.10	21.97	0.40	85.47
Taltal_1	DS327	119.30	117.05	102.27	1.85	85.72
	DEFI	119.30	7.70	39.87	0.72	33.42
	EXCE	119.30	117.05	102.27	1.85	85.72
	PROP	119.30	116.87	102.29	1.85	85.74
Taltal_2	DS327	117.60	114.02	99.62	1.80	84.71
	DEFI	117.60	12.61	65.30	1.18	55.53
	EXCE	117.60	114.02	99.62	1.80	84.71
	PROP	117.60	113.84	99.63	1.80	84.72
Valdivia	DS327	70.00	68.10	59.50	1.08	85.00
	DEFI	70.00	4.23	21.91	0.40	31.31
	EXCE	70.00	68.10	59.50	1.08	85.00
	PROP	70.00	67.99	59.51	1.08	85.01
Vent_1	DS327	120.00	119.71	104.59	1.89	87.16
	DEFI	120.00	1.20	6.22	0.11	5.18
	EXCE	120.00	119.71	104.59	1.89	87.16
	PROP	120.00	119.53	104.62	1.89	87.18

Vent_2	DS327	220.00	217.89	190.37	3.44	86.53
	DEFI	220.00	29.16	151.01	2.73	68.64
	EXCE	220.00	217.89	190.37	3.44	86.53
	PROP	220.00	217.53	190.38	3.44	86.54

Volcan	DS327	10.70	10.68	9.33	0.17	87.19
	DEFI	10.70	0.02	0.13	0.00	1.20
	EXCE	10.70	10.68	9.33	0.17	87.19
	PROP	10.70	10.66	9.33	0.17	87.21

Ralco	DS327	302.00	301.71	263.60	4.77	87.29
	DEFI	302.00	4.46	23.10	0.42	7.65
	EXCE	302.00	301.71	263.60	4.77	87.29
	PROP	302.00	301.26	263.66	4.77	87.31

	DS327	6488.50	6329.36	5530.00	100.00	
	DEFI	6488.50	1067.87	5530.00	100.00	
	EXCE	6488.50	6329.36	5530.00	100.00	
	PROP	6488.50	6318.49	5530.00	100.00	

SIMULACION DE MONTECARLO CASO II
Pini DOP, 3 estados CC, Con Gasoducto FOR 2.5%

DEMANDA MAXIMA ESTIMADA [MW]= 5530.00
 DESVIACION ESTANDAR DE DMAX [%]= 1.000
 DEMANDA MEDIA SIMULACION [MW]= 5530.00
 MAXIMA CAPACIDAD DE GENERACION [MW]= 6488.50
 N = 10000000
 D = 54532
 LOLP [PROB]= 0.005453
 EXCEDENCIA PROMEDIO [MW]= 785.67
 DEFICIT PROMEDIO [MW]= 101.69

Detalles de Centrales

METODOS PROPUESTOS
 Potencias Resultantes:

Nombre Unidad		Pot. Max. Unidad [MW]	Pot. Suf. Preliminar [MW]	Pot. Suf. Definitiva [MW]	Pot. Suf. Definitiva [%]	Pot. Suf. Definitiva [%pmax]
Abanco	DS327	34.60	33.86	29.64	0.54	85.68
	DEFI	34.60	1.15	5.98	0.11	17.28
	EXCE	34.60	33.86	29.64	0.54	85.68
	PROP	34.60	33.67	29.67	0.54	85.74
Alfal	DS327	59.60	56.93	49.84	0.90	83.63
	DEFI	59.60	5.00	26.07	0.47	43.74
	EXCE	59.60	56.93	49.84	0.90	83.63
	PROP	59.60	56.59	49.87	0.90	83.67
Antuco	DS327	165.90	165.85	145.22	2.63	87.53
	DEFI	165.90	0.26	1.38	0.02	0.83
	EXCE	165.90	165.85	145.22	2.63	87.53
	PROP	165.90	164.95	145.35	2.63	87.61
Arauco	DS327	53.10	51.66	45.23	0.82	85.18
	DEFI	53.10	2.71	14.12	0.26	26.59
	EXCE	53.10	51.66	45.23	0.82	85.18
	PROP	53.10	51.36	45.26	0.82	85.23
Boca	DS327	128.00	125.33	109.74	1.98	85.73
	DEFI	128.00	7.94	41.43	0.75	32.37
	EXCE	128.00	125.33	109.74	1.98	85.73
	PROP	128.00	124.60	109.80	1.99	85.78
Canut	DS327	172.00	171.65	150.29	2.72	87.38
	DEFI	172.00	1.66	8.65	0.16	5.03
	EXCE	172.00	171.65	150.29	2.72	87.38
	PROP	172.00	170.70	150.42	2.72	87.46
Capullo	DS327	7.20	7.08	6.20	0.11	86.12
	DEFI	7.20	0.13	0.70	0.01	9.68
	EXCE	7.20	7.08	6.20	0.11	86.12
	PROP	7.20	7.04	6.21	0.11	86.19
Celco	DS327	19.50	19.06	16.68	0.30	85.56
	DEFI	19.50	0.53	2.77	0.05	14.22
	EXCE	19.50	19.06	16.68	0.30	85.56
	PROP	19.50	18.95	16.70	0.30	85.63
Cholguan	DS327	13.00	12.65	11.07	0.20	85.17
	DEFI	13.00	0.40	2.11	0.04	16.24
	EXCE	13.00	12.65	11.07	0.20	85.17
	PROP	13.00	12.57	11.08	0.20	85.23
Cipres	DS327	87.80	86.92	76.11	1.38	86.68

	DEFI	87.80	2.04	10.64	0.19	12.12
	EXCE	87.80	86.92	76.11	1.38	86.68
	PROP	87.80	86.44	76.17	1.38	86.75
Ccolbun	DS327	391.00	390.96	342.33	6.19	87.55
	DEFI	391.00	0.41	2.13	0.04	0.55
	EXCE	391.00	390.96	342.33	6.19	87.55
	PROP	391.00	388.83	342.64	6.20	87.63
Const	DS327	8.70	7.82	6.85	0.12	78.73
	DEFI	8.70	0.95	4.95	0.09	56.85
	EXCE	8.70	7.82	6.85	0.12	78.73
	PROP	8.70	7.77	6.85	0.12	78.75
Curillin	DS327	72.10	72.02	63.06	1.14	87.46
	DEFI	72.10	0.17	0.91	0.02	1.26
	EXCE	72.10	72.02	63.06	1.14	87.46
	PROP	72.10	71.63	63.12	1.14	87.54
D_Alm_D	DS327	17.50	17.20	15.06	0.27	86.04
	DEFI	17.50	0.37	1.91	0.03	10.92
	EXCE	17.50	17.20	15.06	0.27	86.04
	PROP	17.50	17.10	15.07	0.27	86.11
El_indio_TG	DS327	18.00	17.73	15.53	0.28	86.26
	DEFI	18.00	0.32	1.69	0.03	9.37
	EXCE	18.00	17.73	15.53	0.28	86.26
	PROP	18.00	17.63	15.54	0.28	86.33
El_Toro	DS327	254.70	254.00	222.40	4.02	87.32
	DEFI	254.70	6.08	31.72	0.57	12.45
	EXCE	254.70	254.00	222.40	4.02	87.32
	PROP	254.70	252.58	222.58	4.02	87.39
Guac1	DS327	152.00	149.15	130.59	2.36	85.92
	DEFI	152.00	11.05	57.62	1.04	37.91
	EXCE	152.00	149.15	130.59	2.36	85.92
	PROP	152.00	148.27	130.66	2.36	85.96
Guac2	DS327	152.00	150.61	131.87	2.38	86.76
	DEFI	152.00	5.59	29.14	0.53	19.17
	EXCE	152.00	150.61	131.87	2.38	86.76
	PROP	152.00	149.76	131.97	2.39	86.82
Huas_TG	DS327	56.70	55.93	48.97	0.89	86.37
	DEFI	56.70	1.43	7.44	0.13	13.12
	EXCE	56.70	55.93	48.97	0.89	86.37
	PROP	56.70	55.62	49.01	0.89	86.44
Huas_TV	DS327	16.00	15.20	13.31	0.24	83.19
	DEFI	16.00	0.97	5.04	0.09	31.52
	EXCE	16.00	15.20	13.31	0.24	83.19
	PROP	16.00	15.11	13.32	0.24	83.24
Isla	DS327	56.50	56.24	49.24	0.89	87.15
	DEFI	56.50	0.51	2.66	0.05	4.71
	EXCE	56.50	56.24	49.24	0.89	87.15
	PROP	56.50	55.93	49.28	0.89	87.23
L_Verde	DS327	45.50	43.28	37.90	0.69	83.30
	DEFI	45.50	3.93	20.50	0.37	45.06
	EXCE	45.50	43.28	37.90	0.69	83.30
	PROP	45.50	43.03	37.92	0.69	83.33
Laja	DS327	8.70	7.19	6.29	0.11	72.32
	DEFI	8.70	1.62	8.46	0.15	97.28
	EXCE	8.70	7.19	6.29	0.11	72.32
	PROP	8.70	7.14	6.29	0.11	72.29
Licanten	DS327	11.00	10.70	9.37	0.17	85.17
	DEFI	11.00	0.32	1.67	0.03	15.19

	EXCE	11.00	10.70	9.37	0.17	85.17
	PROP	11.00	10.64	9.38	0.17	85.24
L_Alta	DS327	29.70	29.67	25.98	0.47	87.46
	DEFI	29.70	0.05	0.28	0.01	0.95
	EXCE	29.70	29.67	25.98	0.47	87.46
	PROP	29.70	29.51	26.00	0.47	87.54
Machic	DS327	83.30	81.90	71.71	1.30	86.09
	DEFI	83.30	3.03	15.78	0.29	18.95
	EXCE	83.30	81.90	71.71	1.30	86.09
	PROP	83.30	81.44	71.77	1.30	86.15
Maitns	DS327	24.00	23.21	20.32	0.37	84.67
	DEFI	24.00	1.11	5.78	0.10	24.09
	EXCE	24.00	23.21	20.32	0.37	84.67
	PROP	24.00	23.08	20.33	0.37	84.73
Mampil	DS327	37.30	36.56	32.01	0.58	85.83
	DEFI	37.30	1.31	6.83	0.12	18.30
	EXCE	37.30	36.56	32.01	0.58	85.83
	PROP	37.30	36.36	32.04	0.58	85.89
Molles	DS327	16.20	16.03	14.03	0.25	86.62
	DEFI	16.20	0.21	1.08	0.02	6.64
	EXCE	16.20	16.03	14.03	0.25	86.62
	PROP	16.20	15.94	14.04	0.25	86.69
Nehue_III	DS327	108.00	105.64	92.50	1.67	85.65
	DEFI	108.00	6.38	33.27	0.60	30.81
	EXCE	108.00	105.64	92.50	1.67	85.65
	PROP	108.00	105.03	92.56	1.67	85.70
Nehue_CC	DS327	357.00	309.75	271.22	4.90	75.97
	DEFI	357.00	260.47	1358.62	24.57	380.56
	EXCE	357.00	309.75	271.22	4.90	75.97
	PROP	357.00	306.64	270.21	4.89	75.69
Nehue_II	DS327	388.00	336.63	294.75	5.33	75.97
	DEFI	388.00	295.16	1539.56	27.84	396.79
	EXCE	388.00	336.63	294.75	5.33	75.97
	PROP	388.00	333.19	293.61	5.31	75.67
N_Renca	DS327	374.00	362.18	317.13	5.73	84.79
	DEFI	374.00	179.38	935.63	16.92	250.17
	EXCE	374.00	362.18	317.13	5.73	84.79
	PROP	374.00	359.23	316.56	5.72	84.64
Pangué	DS327	462.00	460.71	403.40	7.29	87.32
	DEFI	462.00	21.39	111.58	2.02	24.15
	EXCE	462.00	460.71	403.40	7.29	87.32
	PROP	462.00	458.09	403.67	7.30	87.37
Pehuen	DS327	555.00	554.81	485.79	8.78	87.53
	DEFI	555.00	6.36	33.18	0.60	5.98
	EXCE	555.00	554.81	485.79	8.78	87.53
	PROP	555.00	551.75	486.21	8.79	87.60
Petpw	DS327	73.60	69.60	60.95	1.10	82.81
	DEFI	73.60	8.33	43.44	0.79	59.03
	EXCE	73.60	69.60	60.95	1.10	82.81
	PROP	73.60	69.18	60.96	1.10	82.83
Peuchn	DS327	63.70	59.36	51.98	0.94	81.60
	DEFI	63.70	8.40	43.82	0.79	68.79
	EXCE	63.70	59.36	51.98	0.94	81.60
	PROP	63.70	58.99	51.99	0.94	81.61
Pilmqn	DS327	30.00	29.98	26.25	0.47	87.52
	DEFI	30.00	0.03	0.13	0.00	0.44
	EXCE	30.00	29.98	26.25	0.47	87.52

	PROP	30.00	29.82	26.28	0.48	87.60
Pullque	DS327	48.00	47.94	41.98	0.76	87.46
	DEFI	48.00	0.10	0.55	0.01	1.14
	EXCE	48.00	47.94	41.98	0.76	87.46
	PROP	48.00	47.68	42.02	0.76	87.54
Punti	DS327	11.70	11.54	10.11	0.18	86.38
	DEFI	11.70	0.17	0.91	0.02	7.80
	EXCE	11.70	11.54	10.11	0.18	86.38
	PROP	11.70	11.48	10.11	0.18	86.45
Quelt	DS327	49.00	48.75	42.68	0.77	87.11
	DEFI	49.00	0.45	2.34	0.04	4.78
	EXCE	49.00	48.75	42.68	0.77	87.11
	PROP	49.00	48.48	42.72	0.77	87.18
Rapel	DS327	138.30	138.16	120.98	2.19	87.47
	DEFI	138.30	0.55	2.87	0.05	2.08
	EXCE	138.30	138.16	120.98	2.19	87.47
	PROP	138.30	137.41	121.08	2.19	87.55
Renca	DS327	74.20	73.41	64.28	1.16	86.63
	DEFI	74.20	1.72	8.98	0.16	12.10
	EXCE	74.20	73.41	64.28	1.16	86.63
	PROP	74.20	73.00	64.33	1.16	86.70
Rucue	DS327	130.20	127.31	111.47	2.02	85.61
	DEFI	130.20	9.04	47.15	0.85	36.21
	EXCE	130.20	127.31	111.47	2.02	85.61
	PROP	130.20	126.56	111.53	2.02	85.66
S_Isidro	DS327	366.50	357.82	313.31	5.67	85.49
	DEFI	366.50	157.09	819.41	14.82	223.58
	EXCE	366.50	357.82	313.31	5.67	85.49
	PROP	366.50	355.02	312.84	5.66	85.36
S_Ignacio	DS327	37.00	36.87	32.28	0.58	87.25
	DEFI	37.00	0.21	1.12	0.02	3.02
	EXCE	37.00	36.87	32.28	0.58	87.25
	PROP	37.00	36.67	32.31	0.58	87.32
Szl_Szto	DS327	45.40	44.42	38.90	0.70	85.68
	DEFI	45.40	1.77	9.23	0.17	20.33
	EXCE	45.40	44.42	38.90	0.70	85.68
	PROP	45.40	44.17	38.93	0.70	85.74
Sfranc	DS327	25.70	25.14	22.01	0.40	85.64
	DEFI	25.70	0.79	4.10	0.07	15.96
	EXCE	25.70	25.14	22.01	0.40	85.64
	PROP	25.70	25.00	22.03	0.40	85.70
Taltal_1	DS327	119.30	117.07	102.50	1.85	85.92
	DEFI	119.30	6.25	32.62	0.59	27.35
	EXCE	119.30	117.07	102.50	1.85	85.92
	PROP	119.30	116.39	102.57	1.85	85.97
Taltal_2	DS327	117.60	114.04	99.86	1.81	84.91
	DEFI	117.60	9.97	52.01	0.94	44.23
	EXCE	117.60	114.04	99.86	1.81	84.91
	PROP	117.60	113.37	99.90	1.81	84.95
Valdivia	DS327	70.00	68.11	59.63	1.08	85.19
	DEFI	70.00	4.03	21.04	0.38	30.06
	EXCE	70.00	68.11	59.63	1.08	85.19
	PROP	70.00	67.71	59.67	1.08	85.24
Vent_1	DS327	120.00	119.71	104.82	1.90	87.35
	DEFI	120.00	0.88	4.57	0.08	3.81
	EXCE	120.00	119.71	104.82	1.90	87.35
	PROP	120.00	119.06	104.91	1.90	87.43

Vent_2	DS327	220.00	217.93	190.82	3.45	86.74
	DEFI	220.00	17.48	91.16	1.65	41.44
	EXCE	220.00	217.93	190.82	3.45	86.74
	PROP	220.00	216.65	190.92	3.45	86.78
Volcan	DS327	10.70	10.68	9.35	0.17	87.38
	DEFI	10.70	0.03	0.14	0.00	1.31
	EXCE	10.70	10.68	9.35	0.17	87.38
	PROP	10.70	10.62	9.36	0.17	87.45
Ralco	DS327	302.00	301.71	264.18	4.78	87.48
	DEFI	302.00	2.51	13.11	0.24	4.34
	EXCE	302.00	301.71	264.18	4.78	87.48
	PROP	302.00	300.05	264.41	4.78	87.55
	DS327	6488.50	6315.67	5530.00	100.00	
	DEFI	6488.50	1060.19	5530.00	100.00	
	EXCE	6488.50	6315.67	5530.00	100.00	
	PROP	6488.50	6275.45	5530.00	100.00	

SIMULACION DE MONTECARLO CASO III
Pini PROP, 3 estados CC, Con Gasoducto FOR: 0.25%

DEMANDA MAXIMA ESTIMADA [MW]= 5530.00
 DESVIACION ESTANDAR DE DMAX [%]= 1.000
 DEMANDA MEDIA SIMULACION [MW]= 5530.00
 MAXIMA CAPACIDAD DE GENERACION [MW]= 5772.91
 N = 10000000
 D = 2704236
 LOLP [PROB]= 0.270424
 EXCEDENCIA PROMEDIO [MW]= 193.10
 DEFICIT PROMEDIO [MW]= 206.53

Detalles de Centrales

METODOS PROPUESTOS
 Potencias Resultantes:

Nombre Unidad		Pot. Max. Unidad [MW]	Pot. Suf. Preliminar [MW]	Pot. Suf. Definitiva [MW]	Pot. Suf. Definitiva [%]	Pot. Suf. Definitiva [%pmax]
Abanco	DS327	9.09	8.89	8.59	0.16	94.54
	DEFI	9.09	0.20	2.45	0.04	26.94
	EXCE	9.09	8.89	8.59	0.16	94.54
	PROP	9.09	6.43	8.78	0.16	96.57
Alfal	DS327	61.99	59.30	57.30	1.04	92.44
	DEFI	61.99	3.09	38.08	0.69	61.43
	EXCE	61.99	59.30	57.30	1.04	92.44
	PROP	61.99	42.43	57.88	1.05	93.37
Antuco	DS327	220.74	220.70	213.26	3.86	96.61
	DEFI	220.74	0.16	2.03	0.04	0.92
	EXCE	220.74	220.70	213.26	3.86	96.61
	PROP	220.74	160.98	219.59	3.97	99.48
Arauco	DS327	53.10	51.70	49.96	0.90	94.09
	DEFI	53.10	1.57	19.29	0.35	36.34
	EXCE	53.10	51.70	49.96	0.90	94.09
	PROP	53.10	37.30	50.88	0.92	95.82
Boca	DS327	128.00	125.77	121.53	2.20	94.95
	DEFI	128.00	3.98	49.03	0.89	38.31
	EXCE	128.00	125.77	121.53	2.20	94.95
	PROP	128.00	90.68	123.70	2.24	96.64
Canut	DS327	172.00	171.74	165.95	3.00	96.48
	DEFI	172.00	0.63	7.70	0.14	4.47
	EXCE	172.00	171.74	165.95	3.00	96.48
	PROP	172.00	125.13	170.69	3.09	99.24
Capullo	DS327	7.49	7.37	7.12	0.13	95.04
	DEFI	7.49	0.12	1.53	0.03	20.47
	EXCE	7.49	7.37	7.12	0.13	95.04
	PROP	7.49	5.34	7.28	0.13	97.27
Celco	DS327	19.50	19.06	18.42	0.33	94.45
	DEFI	19.50	0.46	5.68	0.10	29.15
	EXCE	19.50	19.06	18.42	0.33	94.45
	PROP	19.50	13.78	18.80	0.34	96.40
Cholguan	DS327	13.00	12.65	12.22	0.22	94.00
	DEFI	13.00	0.36	4.47	0.08	34.37
	EXCE	13.00	12.65	12.22	0.22	94.00
	PROP	13.00	9.13	12.45	0.23	95.78
Cipres	DS327	45.99	45.55	44.02	0.80	95.70

	DEFI	45.99	0.49	6.01	0.11	13.07
	EXCE	45.99	45.55	44.02	0.80	95.70
	PROP	45.99	33.10	45.16	0.82	98.17
Ccolbun	DS327	379.87	379.87	367.05	6.64	96.63
	DEFI	379.87	0.14	1.75	0.03	0.46
	EXCE	379.87	379.87	367.05	6.64	96.63
	PROP	379.87	277.10	378.00	6.84	99.51
Const	DS327	8.70	7.83	7.56	0.14	86.95
	DEFI	8.70	0.88	10.84	0.20	124.59
	EXCE	8.70	7.83	7.56	0.14	86.95
	PROP	8.70	5.47	7.47	0.14	85.82
Curillin	DS327	43.49	43.44	41.98	0.76	96.52
	DEFI	43.49	0.05	0.64	0.01	1.46
	EXCE	43.49	43.44	41.98	0.76	96.52
	PROP	43.49	31.68	43.22	0.78	99.37
D_Alm_D	DS327	17.50	17.20	16.62	0.30	94.96
	DEFI	17.50	0.31	3.81	0.07	21.76
	EXCE	17.50	17.20	16.62	0.30	94.96
	PROP	17.50	12.46	17.00	0.31	97.16
El_indio_TG	DS327	18.00	17.74	17.14	0.31	95.21
	DEFI	18.00	0.27	3.36	0.06	18.64
	EXCE	18.00	17.74	17.14	0.31	95.21
	PROP	18.00	12.87	17.55	0.32	97.51
El_Toro	DS327	450.00	450.00	434.82	7.86	96.63
	DEFI	450.00	4.82	59.30	1.07	13.18
	EXCE	450.00	450.00	434.82	7.86	96.63
	PROP	450.00	327.01	446.07	8.07	99.13
Guac1	DS327	152.00	149.70	144.65	2.62	95.16
	DEFI	152.00	4.56	56.14	1.02	36.93
	EXCE	152.00	149.70	144.65	2.62	95.16
	PROP	152.00	107.98	147.30	2.66	96.91
Guac2	DS327	152.00	150.90	145.80	2.64	95.92
	DEFI	152.00	2.21	27.16	0.49	17.87
	EXCE	152.00	150.90	145.80	2.64	95.92
	PROP	152.00	109.49	149.36	2.70	98.26
Huas_TG	DS327	56.70	55.96	54.07	0.98	95.36
	DEFI	56.70	0.85	10.43	0.19	18.40
	EXCE	56.70	55.96	54.07	0.98	95.36
	PROP	56.70	40.60	55.38	1.00	97.67
Huas_TV	DS327	16.00	15.21	14.69	0.27	91.84
	DEFI	16.00	0.82	10.11	0.18	63.17
	EXCE	16.00	15.21	14.69	0.27	91.84
	PROP	16.00	10.87	14.83	0.27	92.70
Isla	DS327	34.57	34.41	33.25	0.60	96.18
	DEFI	34.57	0.17	2.14	0.04	6.18
	EXCE	34.57	34.41	33.25	0.60	96.18
	PROP	34.57	25.06	34.18	0.62	98.88
L_Verde	DS327	45.50	43.34	41.88	0.76	92.04
	DEFI	45.50	2.39	29.39	0.53	64.60
	EXCE	45.50	43.34	41.88	0.76	92.04
	PROP	45.50	30.97	42.25	0.76	92.86
Laja	DS327	8.70	7.19	6.95	0.13	79.86
	DEFI	8.70	1.53	18.85	0.34	216.63
	EXCE	8.70	7.19	6.95	0.13	79.86
	PROP	8.70	4.83	6.59	0.12	75.76
Licanten	DS327	11.00	10.70	10.34	0.19	94.01
	DEFI	11.00	0.30	3.71	0.07	33.72

	EXCE	11.00	10.70	10.34	0.19	94.01
	PROP	11.00	7.73	10.54	0.19	95.82
L_Alta	DS327	18.52	18.50	17.88	0.32	96.52
	DEFI	18.52	0.02	0.26	0.00	1.38
	EXCE	18.52	18.50	17.88	0.32	96.52
	PROP	18.52	13.49	18.41	0.33	99.37
Machic	DS327	81.93	80.65	77.93	1.41	95.12
	DEFI	81.93	1.66	20.48	0.37	24.99
	EXCE	81.93	80.65	77.93	1.41	95.12
	PROP	81.93	58.39	79.65	1.44	97.22
Maitns	DS327	19.20	18.58	17.95	0.32	93.46
	DEFI	19.20	0.65	8.02	0.14	41.73
	EXCE	19.20	18.58	17.95	0.32	93.46
	PROP	19.20	13.38	18.25	0.33	95.01
Mampil	DS327	12.90	12.65	12.22	0.22	94.72
	DEFI	12.90	0.26	3.22	0.06	24.92
	EXCE	12.90	12.65	12.22	0.22	94.72
	PROP	12.90	9.16	12.49	0.23	96.81
Molles	DS327	11.08	10.96	10.59	0.19	95.59
	DEFI	11.08	0.12	1.47	0.03	13.27
	EXCE	11.08	10.96	10.59	0.19	95.59
	PROP	11.08	7.97	10.87	0.20	98.06
Nehue_III	DS327	108.00	105.97	102.40	1.85	94.81
	DEFI	108.00	3.29	40.52	0.73	37.52
	EXCE	108.00	105.97	102.40	1.85	94.81
	PROP	108.00	76.43	104.25	1.89	96.53
Nehue_CC	DS327	357.00	355.08	343.10	6.20	96.11
	DEFI	357.00	160.87	1979.42	35.79	554.46
	EXCE	357.00	355.08	343.10	6.20	96.11
	PROP	357.00	215.55	294.04	5.32	82.36
Nehue_II	DS327	388.00	385.94	372.92	6.74	96.11
	DEFI	388.00	175.12	2154.72	38.96	555.34
	EXCE	388.00	385.94	372.92	6.74	96.11
	PROP	388.00	234.22	319.50	5.78	82.35
N_Renca	DS327	374.00	372.19	359.63	6.50	96.16
	DEFI	374.00	27.07	333.08	6.02	89.06
	EXCE	374.00	372.19	359.63	6.50	96.16
	PROP	374.00	264.22	360.42	6.52	96.37
Pangué	DS327	256.56	256.56	247.91	4.48	96.63
	DEFI	256.56	2.88	35.48	0.64	13.83
	EXCE	256.56	256.56	247.91	4.48	96.63
	PROP	256.56	186.40	254.28	4.60	99.11
Pehuen	DS327	202.57	202.52	195.68	3.54	96.60
	DEFI	202.57	0.16	2.03	0.04	1.00
	EXCE	202.57	202.52	195.68	3.54	96.60
	PROP	202.57	147.71	201.49	3.64	99.47
Petpw	DS327	73.60	69.80	67.44	1.22	91.63
	DEFI	73.60	4.65	57.22	1.03	77.74
	EXCE	73.60	69.80	67.44	1.22	91.63
	PROP	73.60	49.66	67.75	1.23	92.05
Peuchn	DS327	26.95	25.14	24.29	0.44	90.13
	DEFI	26.95	1.93	23.71	0.43	87.98
	EXCE	26.95	25.14	24.29	0.44	90.13
	PROP	26.95	17.82	24.31	0.44	90.19
Pilmqn	DS327	29.31	29.29	28.31	0.51	96.58
	DEFI	29.31	0.02	0.19	0.00	0.66
	EXCE	29.31	29.29	28.31	0.51	96.58

	PROP	29.31	21.37	29.15	0.53	99.45
Pullque	DS327	23.40	23.37	22.58	0.41	96.51
	DEFI	23.40	0.03	0.36	0.01	1.56
	EXCE	23.40	23.37	22.58	0.41	96.51
	PROP	23.40	17.04	23.25	0.42	99.35
Punti	DS327	12.17	12.00	11.60	0.21	95.32
	DEFI	12.17	0.17	2.05	0.04	16.89
	EXCE	12.17	12.00	11.60	0.21	95.32
	PROP	12.17	8.71	11.89	0.21	97.67
Quelt	DS327	49.00	48.75	47.11	0.85	96.14
	DEFI	49.00	0.28	3.43	0.06	7.00
	EXCE	49.00	48.75	47.11	0.85	96.14
	PROP	49.00	35.49	48.42	0.88	98.81
Rapel	DS327	61.07	61.01	58.95	1.07	96.53
	DEFI	61.07	0.07	0.85	0.02	1.39
	EXCE	61.07	61.01	58.95	1.07	96.53
	PROP	61.07	44.49	60.69	1.10	99.38
Renca	DS327	74.20	73.46	70.98	1.28	95.67
	DEFI	74.20	0.92	11.34	0.21	15.29
	EXCE	74.20	73.46	70.98	1.28	95.67
	PROP	74.20	53.35	72.77	1.32	98.08
Rucue	DS327	162.42	159.60	154.22	2.79	94.95
	DEFI	162.42	5.89	72.52	1.31	44.65
	EXCE	162.42	159.60	154.22	2.79	94.95
	PROP	162.42	114.85	156.67	2.83	96.45
S_Isidro	DS327	366.50	364.77	352.46	6.37	96.17
	DEFI	366.50	15.59	191.82	3.47	52.34
	EXCE	366.50	364.77	352.46	6.37	96.17
	PROP	366.50	261.91	357.28	6.46	97.48
S_Ignacio	DS327	37.00	36.87	35.63	0.64	96.29
	DEFI	37.00	0.14	1.71	0.03	4.62
	EXCE	37.00	36.87	35.63	0.64	96.29
	PROP	37.00	26.86	36.64	0.66	99.04
Szl_Szto	DS327	24.48	23.96	23.15	0.42	94.57
	DEFI	24.48	0.55	6.82	0.12	27.88
	EXCE	24.48	23.96	23.15	0.42	94.57
	PROP	24.48	17.33	23.64	0.43	96.57
Sfranc	DS327	25.70	25.14	24.30	0.44	94.54
	DEFI	25.70	0.59	7.20	0.13	28.03
	EXCE	25.70	25.14	24.30	0.44	94.54
	PROP	25.70	18.19	24.81	0.45	96.53
Taltal_1	DS327	119.30	117.39	113.43	2.05	95.08
	DEFI	119.30	3.20	39.42	0.71	33.04
	EXCE	119.30	117.39	113.43	2.05	95.08
	PROP	119.30	84.78	115.65	2.09	96.94
Taltal_2	DS327	117.60	114.54	110.67	2.00	94.11
	DEFI	117.60	5.03	61.83	1.12	52.58
	EXCE	117.60	114.54	110.67	2.00	94.11
	PROP	117.60	82.21	112.14	2.03	95.36
Valdivia	DS327	70.00	68.19	65.89	1.19	94.13
	DEFI	70.00	2.18	26.81	0.48	38.30
	EXCE	70.00	68.19	65.89	1.19	94.13
	PROP	70.00	49.16	67.06	1.21	95.80
Vent_1	DS327	120.00	119.76	115.72	2.09	96.44
	DEFI	120.00	0.41	5.03	0.09	4.19
	EXCE	120.00	119.76	115.72	2.09	96.44
	PROP	120.00	87.27	119.04	2.15	99.20

Vent_2	DS327	220.00	218.85	211.47	3.82	96.12
	DEFI	220.00	4.89	60.13	1.09	27.33
	EXCE	220.00	218.85	211.47	3.82	96.12
	PROP	220.00	158.35	216.00	3.91	98.18
Volcan	DS327	11.13	11.11	10.73	0.19	96.43
	DEFI	11.13	0.02	0.30	0.01	2.68
	EXCE	11.13	11.11	10.73	0.19	96.43
	PROP	11.13	8.10	11.04	0.20	99.24
Ralco	DS327	194.37	194.25	187.70	3.39	96.57
	DEFI	194.37	0.38	4.69	0.08	2.41
	EXCE	194.37	194.25	187.70	3.39	96.57
	PROP	194.37	141.62	193.18	3.49	99.39
	DS327	5772.91	5723.10	5530.00	100.00	
	DEFI	5772.91	449.43	5530.00	100.00	
	EXCE	5772.91	5723.10	5530.00	100.00	
	PROP	5772.91	4053.90	5530.00	100.00	