COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

“PROPUESTA DE NORMA TÉCNICA PARA TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ENTRE EMPRESAS GENERADORAS”

INFORME FINAL

JUNIO 2015

INFORME PRELIMINAR

PROPUESTA DE NORMA TÉCNICA PARA TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ENTRE EMPRESAS GENERADORAS

ÍNDICE

1. Antecedentes. 4

2. Introducción 5

3. Objetivos 6

3.1. Objetivo General 6

3.2. Objetivos específicos 6

4. Experiencia internacional 7

4.1. Introducción 7

4.2. Remuneración de la capacidad en la Unión Europea 7

4.3. Inglaterra 13

4.4. España 17

4.5. EEUU 22

4.6. Colombia 24

4.7. El Salvador 28

4.8. Perú 39

5. Remuneración de la potencia en chile 49

5.1. Introducción 49

5.2. Energía y Potencia 49

5.3. Potencia Firme 49

5.4. Transacciones de Potencia Firme 50

5.5. Precio de la Potencia 51

5.6. Evolución de la metodología de cálculo de la potencia firme en el SIC 51

5.7. Reglamento de Transferencias de Potencia de 2006 (DS 62/2006) 55

6. Marco conceptual para la norma de transferencia de potencia a aplicar en chile 59

6.1. Introducción 59

6.2. Consideraciones previas 59

6.3. Aspectos conceptuales 59

6.4. Mecanismos y procedimientos de acreditación que corresponda aplicar a los medios de generación operados en sincronismo y que no están sujetos a la coordinación del CDEC respectivo 60

6.5. Mecanismos, metodologías y pruebas para verificar la potencia máxima de una unidad generadora 62

6.6. Procedimientos y condiciones de aplicación para el cumplimiento del control estadístico y verificación de potencia máxima señaladas en el Decreto Supremo Nº 62/200670

6.7. Condiciones y procedimientos para información estadísticas, en caso de no disponer suficientemente de esta última, de unidades generadoras cuya fuente sea no convencional 84

6.8. Términos en los cuales se verificará la disponibilidad efectiva de las unidades generadoras de acuerdo a lo establecido en el Decreto Supremo Nº62/2006 85

6.9. Potencia inicial a reconocer a unidades generadoras cuya fuente de energía es no convencional y a autoproductores 88

7. actualizaciones propuestas al DS 62 91

7.1. Introducción 91

7.2. Actualizaciones de forma 91

7.3. Modificaciones en criterios establecidos en el reglamento 92

8. Propuesta de norma técnica 94

1. ANTECEDENTES.

CONSIDERANDO:

- Que la Ley Nº 19.940/2004, que regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos, ha modificado el esquema de transferencias de potencias entre empresas generadoras. Dicho esquema incorporaba en el mismo concepto denominado "potencia firme", el reconocimiento de los pagos de los servicios asociados tanto a la suficiencia como a la seguridad del sistema. Por medio de esta ley se estableció un mercado formal de servicios complementarios, en el cual se renumeran los servicios destinados a preservar la seguridad del sistema, quedando de esta manera, el pago por potencia firme relacionado exclusivamente al atributo de suficiencia.
- Que el Decreto Supremo N°62/2006 (DS N°62/2006), de fecha 1 de febrero de 2006, aprueba el reglamento de transferencia de potencia entre empresas generadoras que mandata la Ley 19.940/2004. En dicho reglamento se delega en la Comisión Nacional de Energía (la Comisión), la elaboración de las normas técnicas necesarias para su aplicación.
- Que en virtud de lo anterior, la Comisión adjudicó, mediante una Licitación Pública, la elaboración del estudio "Propuesta de Norma Técnica para Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras", en adelante el "Estudio", a la consultora SYNEX INGENIEROS CONSULTORES Ltda., en adelante el "Consultor".

INFORME:

El presente documento corresponde al Informe fINAL del Estudio y contiene el desarrollo de los tópicos correspondientes a las tareas asociadas al cumplimiento de los literales a), b), c), d), e) y f) del objetivo específico Nº1 y el objetivo específico Nº2, señalados en las Bases Administrativas y Técnicas del Estudio.

Este informe se ha dividido en 7 capítulos y un Anexo. El capítulo 2 es una introducción; en el capítulo 3 se presentan los objetivos del estudio; el capítulo 4 entrega una síntesis de la experiencia internacional, analizada por el consultor, respecto de la remuneración de la potencia y la medición de sus parámetros; en el capítulo 5 se presenta una reseña de la evolución que ha tenido el tema de la potencia firme en Chile; en el capítulo 6 se efectúa el desarrollo de los alcances a) a f) señalados en el objetivo específico 1 de las bases del estudio; y en el capítulo 7 se proponen modificaciones al reglamento transferencia de potencia de suficiencia, DS-62. El Anexo contiene el la redacción de la Norma Técnica elaborada en este estudio.

.

2. INTRODUCCIÓN

La adecuada determinación de la potencia de suficiencia de cada una de las unidades generadoras que integran el sistema eléctrico, es un requisito principal para el correcto funcionamiento del mercado mayorista de electricidad. En efecto, el mercado spot de generación funciona sobre la base de que las transacciones de energía se realizan al costo variable de la última unidad generadora despachada, lo que unido al ingreso por potencia, permite que las unidades generadoras marginales logren el equilibrio financiero requerido para sustentar su participación en el mercado. Lo mismo sucede con las unidades generadoras de base o inframarginales, las que obtienen un margen por la venta de la energía generada entre el costo marginal de energía y su costo variable de generación, el cual adicionado al ingreso por potencia de suficiencia les produce también equilibrio financiero. Todo lo anterior en un parque generador adaptado económicamente. La base conceptual de la tarificación a costo marginal en el mercado spot, es aplicable también al mercado de contratos de largo plazo, en la medida que estos resultan de un mercado en competencia en el cual la venta de excedentes de energía y potencia en el spot es siempre la alternativa a vender en contratos de largo plazo.

Dado el equilibrio entre demanda máxima y potencia de suficiencia total a remunerar, si la potencia de suficiencia que se remunera a un generador está determinada en exceso del valor correcto, ello significará una merma de ingresos a los restantes generadores del mercado eléctrico. Viceversa, si una unidad generadora es subvaluada en potencia de suficiencia las restantes unidades quedarán sobrevaluadas. Ciertamente, un funcionamiento del mercado en el que las reglas conduzcan a que pudieren darse dichas sobre o subvaloraciones, se constituye en una fuente de divergencias que a la larga pudiere redundar en un desincentivo para los generadores a entrar o mantenerse en el mercado eléctrico.

Es por ello que las reglas de determinación de la potencia de suficiencia establecidas reglamentariamente en el DS N° 62/2006, deben ser aplicadas de la manera más ajustada posible a todas las unidades generadoras, para lo cual todas las variables incidentes en el cálculo deben quedar determinadas de manera clara y objetiva. De ahí la importancia que revisten los procedimientos que establezca la norma técnica para la medición u obtención de cada una de dichas variables.

3. OBJETIVOS

3.1. Objetivo General

El objetivo general del Estudio es desarrollar una propuesta de Norma Técnica para las transferencias de potencia, la cual contenga, al menos, las materias, procedimientos, mecanismos condiciones y metodologías, a que hace referencia el Decreto Supremo Nº62/2006.

3.2. Objetivos específicos

El Estudio tiene dos objetivos específicos:

Objetivo Específico Nº1:

Elaborar una propuesta de Norma Técnica para transferencias de potencia entre empresas generadoras que contenga los procedimientos, metodologías, mecanismos y condiciones de aplicación necesarias para dar cumplimiento al Decreto Nº62/2006, de manera de permitir su íntegra aplicación a partir de la fecha de entrada en vigencia. Conteniendo para ello, al menos, los siguientes aspectos:

a) Mecanismos y procedimientos de acreditación que corresponda aplicar a los medio de generación operados en sincronismo y que no están sujetos a la coordinación del CDEC respectivo;

b) Mecanismos, metodologías y pruebas para definir la potencia máxima de una unidad generadora;

c) Procedimientos y condiciones de aplicación para el cumplimiento del control estadístico y verificación de potencia máxima señaladas en el Decreto Supremo Nº 62/2006;

d) Condiciones y procedimientos para información estadísticas, en caso de no disponer suficientemente de esta última, de unidades generadoras cuya fuente sea no convencional;

e) Términos en los cuales se verificará la disponibilidad efectiva de las unidades generadoras de acuerdo a lo establecido en el Decreto Supremo Nº62/2006; y

f) Procedimientos y metodologías no incorporados en los literales anteriores y que sean necesarios para dar cumplimiento a lo dispuesto en el Decreto Nº62/2006.

Objetivo Específico Nº2:

Redactar la propuesta de texto de la Norma Técnica.

4. EXPERIENCIA INTERNACIONAL

4.1. Introducción

En este capítulo se presenta el resultado de la revisión de la normativa, estándares y buenas prácticas a nivel internacional relevantes sobre las distintas materias contenidas en el presente estudio, a objeto de identificar y proponer aquellos aspectos que podrían ser incorporados en el marco de las disposiciones del Decreto Supremo Nº62/2006. A este respecto el consultor realizó una investigación amplia de los esquemas aplicados en distintos países sin limitar la investigación a países con regulaciones similares a la chilena.

4.2. Remuneración de la capacidad en la Unión Europea

4.2.1. Antecedentes: Desafíos para la creación de un mercado común de energía.

Como se sabe, los países que integran la Unión Europea (UE) han ido avanzando progresivamente hacia la meta de crear un mercado eléctrico y de gas integrado (European Union Energy Market -EUEM) cuyos objetivos básicos son la seguridad de suministro, la sustentabilidad y la eficiencia económica lograda a través de la competitividad. En este contexto, las políticas fundamentales para lograr estos objetivos son el desarrollo de mercados abiertos y competitivos, con acceso no discriminatorio de los consumidores a las redes de transporte y a las fuentes de suministro. Ello requiere segmentar las actividades de producción, comercialización y transporte, y un apropiado funcionamiento de mercados mayoristas y minoristas operando en ambiente de eficiencia de costos y de competencia.

Los avances en el desarrollo del EUEM han sido más relevantes en electricidad que en gas, lográndose en general avances en el desarrollo de mercados mayoristas y minoristas basados en competencia, con regulación de los segmentos de transporte y del uso de las redes de distribución. También se han logrado avances en normas comunes para la protección de los consumidores, la transparencia en precios y condiciones de suministro, funcionamiento de un mercado “day-ahead”, acceso a un régimen de solución de controversias e independencia de los organismos reguladores. No obstante hay avances menores en el funcionamiento de los mercados minoristas de electricidad en cada país, donde en la práctica solo concurren los suministradores nacionales y en donde en muchos casos se siguen fijando precios. Otro tanto ocurre en la coordinación y regulación de la operación de las interconexiones entre países, la cual se realiza en la práctica sobre

la base de acuerdos spot de muy corto plazo, sin que existan aún reglas comerciales de uso común para las transacciones internacionales a través de contratos de largo plazo.

Dentro de las prioridades que se han establecido para la conformación del EUEM se pueden citar las siguientes:

- Evitar la intervención estatal en las regulaciones de precios
- Eliminación progresiva de aquellos incentivos a las ERNC que distorsionan la eficiencia económica en las decisiones de producción y uso de estas formas de energía
- Armonización de los mecanismos de pago de capacidad (Capacity Remuneration Mechanisms CRM), para evitar que distorsionen las señales de uso eficiente de las interconexiones internacionales
- Mejoras en el mercado de CO2 que permitan precios conducentes al uso de tecnologías menos contaminantes. Debe considerarse que se ha fijado una meta de reducción de **gases de efecto invernadero (**GEI) de 20% al año 2020 respecto de las emisiones del año 1990, y que se pretende paralelamente llegar a un 20% de energía renovable el 2020.
- Mayores beneficios a los consumidores a través del desarrollo de generación distribuida, redes inteligentes, eficiencia energética, mayor apertura de los mercados minoristas

A más largo plazo, el “EU 2050 Energy Roadmap” se ha planteado metas exigentes, las principales de las cuales se resumen así:

- Bajar el año 2030 la emisión de GEI en 40% respecto de 1990.
- Consagrar al 2030 el EU Emission Trading Scheme en toda la UE
- Establecer condiciones de competencia equitativas para todas las formas de energía eliminando las condiciones de excepción (“Non-level playing field”) que se han dado para el desarrollo de las ERNC y que afectan el buen funcionamiento de los mercados, como los son por ejemplo las feed-in-tariffs. Se enfatiza, en este sentido, que debe establecerse un mecanismo de reglas neutras que faciliten una eficiente competencia entre generadores convencionales y nuevas tecnologías (“level paying field”), incluida la generación distribuida.
- Promover el uso descentralizado y sin distorsiones de las tecnologías de generación, almacenamiento y administración de la demanda a través del desarrollo de redes inteligentes
- Resolver los problemas de corredores de transmisión para la generación eólica costa afuera
- Introducción de fuentes flexibles para contrarrestar la intermitencia de la generación solar PV y eólica, con señales de precios eficientes que favorezcan el almacenamiento y la administración de la demanda.

- Desarrollo de infraestructura de interconexiones internacionales
- Evitar la intervención estatal: los precios de mercado deben ser el principal incentivo para el desarrollo de la generación, evitando la promoción o freno artificial a determinadas formas de energía
- Creación de mecanismos de remuneración de la capacidad (CRM) que contribuyan a resolver la intermitencia de las ERNC pero en forma tal que no distorsionen el mercado de energía

4.2.2. Remuneración de capacidad en la UE

a) Generalidades

Los mecanismos de remuneración de capacidad (CRM) se han desarrollado en diversos países de la UE a partir de mediados de la década de 2000 como respuesta a la necesidad de disponer de una adecuada seguridad de suministro y de contrarrestar la intermitencia de las formas de ERNC más relevantes como lo son la solar PV y la eólica. La palabra que refleja este requerimiento es “Resource Adequacy” (suficiencia en Chile) definida como la capacidad de proveer potencia para abastecer la demanda en cualquiera hora, incluyendo las horas de punta. En este concepto, se busca establecer un incentivo económico para contar con potencia de suficiencia que supla la desaparición de la potencia de las ERNC intermitentes en determinados períodos de tiempo.

Debe señalarse que en su etapa inicial (y aún hoy en varios de ellos) los mercados mayoristas eléctricos europeos no consideraron cargos de capacidad, y se basaron exclusivamente en precios spot de energía. Ello ha sido defendido por los organismos reguladores y esa opinión se recoge explícitamente en ponencias de autoridades energéticas de la UE (“Energy Only Markets” - EOM). Desde un punto de vista conceptual, esto es correcto, pero solo en la medida que los precios spot horarios de energía reflejen verdaderamente su costo económico: proxi del costo variable de la última unidad despachada, en condiciones de abastecimiento normal del sistema eléctrico, y costo de falla en caso de incapacidad para suministrar toda la demanda horaria. El costo de falla puede alcanzar valores muy elevados, del orden de 1000 a 10000 US$/MWh en determinadas condiciones (dependiendo de la disposición a pagar de los consumidores marginales), aunque para un sistema eficientemente dimensionado esto debe ocurrir muy pocas horas al año. En este concepto, se supone que son estos precios, elevadísimos en muy pocas oportunidades, los que dan la señal para instalar potencia que evita precisamente esta situación. Pero la variabilidad de los ingresos asociados (incluso puede ser nulo por varios años) es tan alta que la señal de precios puede ser insuficiente para incentivar la instalación de la potencia de suficiencia necesaria. Esta situación empeora cuando los agentes inversores perciben que por razones políticas y sociales las autoridades tienden a ponerle un techo al precio spot, no dejando que alcancen los niveles requeridos para gatillar la inversión.

La inclusión de un valor a aquella capacidad que aumente la potencia disponible en condiciones de riesgo de falla ha sido así vista como una herramienta a utilizar, cuando se abandona el marco ortodoxo de tarificar directamente al costo de falla en condiciones de déficit de suministro. Es por ello que en las directivas europeas se contemplan recomendaciones para la implementación de CRM, de modo de contrarrestar el problema de la intermitencia, pero al mismo tiempo se hacen prevenciones para que los mecanismos no distorsionen el mercado de la energía.

b) Mecanismos de CRM

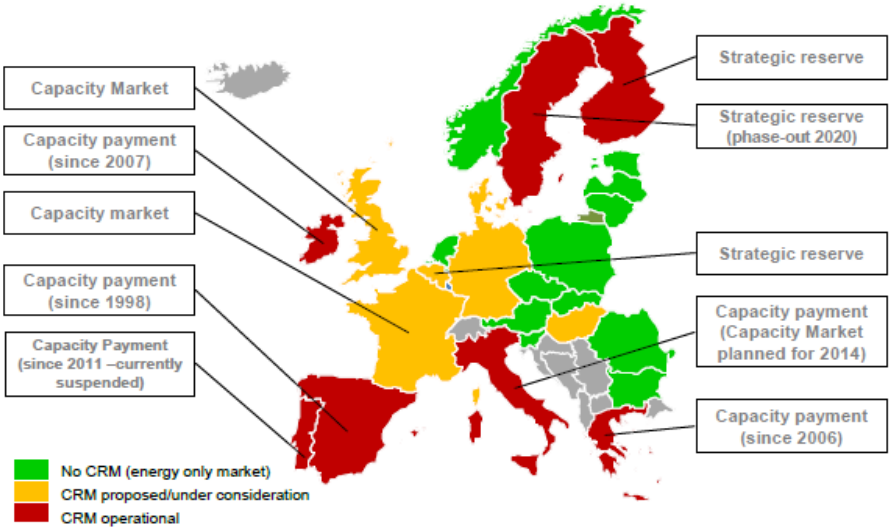
Los mecanismos de CRM usados en Europa (y también en Latinoamérica) se clasifican en forma gruesa en dos tipos:

- Basados en volumen ("Volume Based"), que a su vez se dividen en dos tipos: i) basado en reserva normativa del sistema y ii) basado en mecanismos de mercado pero sin precio explícito de la potencia. Entre estos se encuentran las obligaciones de potencia de suficiencia de los contratos entre suministradores y consumidores y los mercados de opciones para confiabilidad.

- Basados en precio explícito de capacidad ("Capacity Payment").

A continuación un diagrama que muestra el tipo de CRM aplicado en los países de la UE que han optado por implementarlos.

Figure 2: Status of capacity remuneration mechanisms in Europe – 2013



b.1) Mercados basados en Volumen

El mecanismo más simple, que puede calificarse como de decisión centralizada, consiste en la definición por el regulador de un monto de capacidad que el sistema debe disponer a toda hora para contar con una potencia suficiente en caso de falla de unidades o de variaciones de la potencia disponible de las ERNC intermitentes. En este esquema no se pretende distinguir responsabilidades de los distintos tipos de generación. Se le denomina corrientemente como “reserva estratégica” y su monto se define cada año o bloque de años y los costos asociados (capital y operación) lo pagan directamente los comercializadores los cuales lo traspasan a la demanda. No hay aquí una asignación sofisticada de pagos en función de la disponibilidad efectiva de las unidades generadoras de distinta tecnología ni tampoco un concepto marginalista de pago de esta capacidad de reserva, aunque no cabría descartarlo. Para eficientar el mecanismo, suele licitarse periódicamente (cada año o grupo de años) entre los generadores que cuentan con suficiente potencia garantizada el monto de la reserva requerida. Ciertamente, se desprende que en este esquema no puede existir ningún pago de potencia a los generadores ERNC intermitentes.

b.2) Mercados basados en obligaciones

En este esquema, de carácter descentralizado, cada suministrador tiene la obligación de contar con la potencia de suficiencia que le permita abastecer con seguridad a sus clientes. Se requiere entonces que los suministradores (generadores-comercializadores o comercializadores puros) dispongan cada uno de la potencia de suficiencia necesaria para asegurar su contrato, o bien que la contrate a terceros. La potencia de suficiencia de las unidades generadoras puede definirse de distinta forma, pero esencialmente refleja la capacidad de abastecer la demanda durante las horas críticas del sistema. Este esquema no requiere que la potencia se valorice explícitamente y solo deben establecerse multas por incumplimiento o el desarrollo de un mercado marginal de desviaciones a un precio spot diario u horario de la potencia. Con el objeto de contar con una reserva suficiente, es común que se exija a los consumidores contratar su demanda máxima más un determinado margen de potencia, por ejemplo 10%. Los generadores sin contrato no tienen garantía de pago por potencia, salvo aquellos que surjan del mercado spot de apartamiento, que normalmente origina pagos de pequeño monto. En América Latina, Panamá y Guatemala operan con este sistema

En este esquema los generadores intermitentes no pueden garantizar el suministro de potencia de suficiencia y deben contratarla si quieren ser suministradores a clientes finales.

En los mercados de garantía de confiabilidad, el regulador fija un precio de la energía cercano al costo de falla de larga duración (muy superior al de mercado) que se requiere garantizar en todas condiciones en el año y licita entre los generadores su disposición a entregar energía garantizada a ese precio, hasta alcanzar el monto de energía requerida.

El valor esperado le es pagado a los generadores que ganaron en la licitación. Si el precio spot supera el precio fijado, los generadores que recibieron pago por la garantía entregan la energía garantizada que se ha comprometido. Esto le pone un *cap* (tope) al costo marginal, en forma parecida a lo que se logra con un cargo de capacidad explícita.

b.3) Mercados basados en precio explícito de la capacidad

En estos esquemas existe una variedad de formas de aplicación, pero esencialmente se les reconoce a los generadores una potencia firme o de suficiencia, y se les paga un precio normalmente establecido por el regulador. Este esquema es del mismo tipo usado en Chile.

4.3. Inglaterra

4.3.1. Generalidades

Actualmente el Reino Unido está implementando una importante reforma al mercado eléctrico (Electricity Market Reform, ERM), que tiene por objetivo proveer energía en forma segura, asequible y limpia. Ésta reforma nace como una respuesta a los mayores desafíos que enfrenta el Reino Unido en materia energética; estos son:

- Cierre de centrales de generación antiguas y con mayor nivel de polución.
- La matriz energética debe responder adecuadamente al desafío impuesto por el cambio climático y a los compromisos asociados adquiridos.
- Incremento en el consumo eléctrico asociado al uso de electricidad para calefacción y transporte.

Se han definido dos mecanismos principales para llevar a cabo esta reforma. El primero de ellos corresponde a los “Contratos por Diferencia” (Contract for Difference (CFD)) que proveen estabilización de los precios en el largo plazo a centrales bajas en carbono, permitiendo realizar la inversión a un menor costo de capital y por tanto un menor costo a los consumidores. El segundo es el “Mercado de Capacidad” (Capacity Market) que entrega un pago por capacidad disponible a aquellos tipos de centrales con capacidad confiable por estar presente cuando el sistema está ajustado. En el desarrollo de ambos mecanismos, la asequibilidad de los consumidores es un aspecto fundamental. Se estima que en relación al esquema actual, para el periodo 2014-2030, el nuevo esquema permitiría una disminución promedio en los costos de electricidad anual del 6% al año en los costos de electricidad de regulados y entre un 7-8% en empresas.

The National Grid, operador del sistema, es el encargado de administrar ambos mecanismos. Adicionalmente, se han creado dos instituciones que tendrán un papel activo en la administración de estos mecanismos. Por una parte está The Low Carbon Contracts Company Ltda., propiedad del gobierno, y que actuará como contraparte en los contratos CFD. Por otra parte se crea The Electricity Settlements Company que será la encargada de realizar los pagos por capacidad, rendición de cuentas y el control de los procesos de liquidación del Mercado de Capacidad.

Bajo este esquema se espera que en el largo plazo la intervención del Estado vaya disminuyendo, transitando hacia un mercado en dónde las tecnologías bajas en carbono compitan completamente por precio. La implementación de la EMR está contemplada en 4 etapas, en las que la intervención del estado va disminuyendo.

4.3.2. Mercado de capacidad

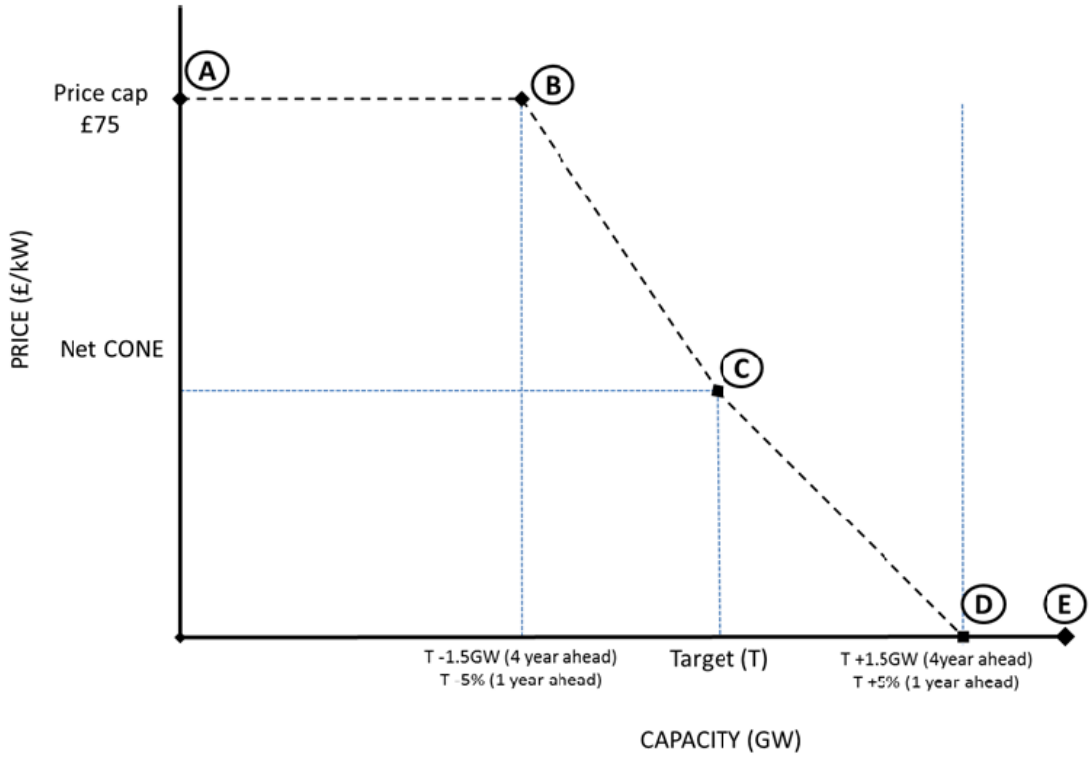
Tal como ya se mencionó, el mercado de capacidad tiene por objetivo asegurar niveles adecuados de inversión de aquellas tecnologías de generación con capacidad confiable. Esto a fin de contar con una capacidad suficiente y segura para satisfacer la demanda peak. En este esquema los proveedores de capacidad reciben un pago estable por asegurar la disponibilidad de capacidad y están sujetos a penalidades en caso de fallas cuando ésta es requerida.

La participación en el Mercado de Capacidad se realiza en seis etapas.

Monto de capacidad: el Gobierno decide el monto de capacidad a ser subastada, la que corresponderá al total de capacidad necesitada descontando la capacidad que estará en el sistema, pero que no participa del mercado de capacidad.

Existen dos tipos de subastas. Las primeras, donde se licita por periodos de cuatro años, en cuyo caso el monto de capacidad requerido es comunicado con cuatro años y medios de anticipación al inicio del requisito, y las licitaciones para un año, en las que la demanda licitada es comunicada con un año y medio de anticipación.

A continuación se indica la curva de demanda de capacidad licitada.



El Target de capacidad es informado por el National Grid y es basada en la capacidad requerida para alcanzar un estándar de confiabilidad y considera la capacidad que está fuera del mercado de capacidad, la cual es soportada por los contratos por diferencia e importaciones esperadas a través de las interconexiones.

El Net-CONE corresponde al costo de una central de ciclo combinado descontando los ingresos en el mercado eléctrico (Electricity Market) y por servicios complementarios.

A. Elegibilidad y precalificación: aquí postulan aquellos que son elegible para ofrecer capacidad en un proceso de precalificación llevado a cabo por la National Grid. Entre los tipos de capacidad que pueden ser elegibles están la capacidad de generación nueva y existente incluyendo cogeneración, respuesta de la demanda (demand side response) y almacenamiento de energía.
   Por otra parte, entre las formas de demanda que no son elegibles están aquellas que reciben pago a través de los siguientes medios Renewables Obligation (RO), Contracts for Difference (CFDs), small-scale Feed in Tariffs (FIT), Renewable Heat Incentive (RHI), New Entrants Reserve 300 (NER300), o bien UK Carbon Capture and Storage Commercialisation Programme;

B. Subasta: aquí los postulantes que han sido precalificados compiten en una subasta competitiva dirigida por la National Grid, con cuatro años de anticipación al requerimiento. A los participantes que resulten adjudicatarios se le concede un “acuerdo de capacidad” el cual provee un pago estable por capacidad a cambio de un compromiso por entregar energía cuando es requerida en los años de entrega, o recibir una multa.

C. Mercado Secundario: el objetivo es que en el periodo comprendido entre la subasta y el inicio del compromiso, los adjudicatarios pueden ajustar sus posiciones ya sea financiera o físicamente, para asumir una mayor o menor obligación, o bien en caso de que la construcción de la central tenga retrasos este mecanismo le permite contar con capacidad alternativa para cumplir temporalmente su compromiso.

D. Entrega: los proveedores de capacidad reciben el pago si ellos proveen la capacidad en los años en que se comprometieron en periodos de estrés del sistema. Las multas pueden ser aplicadas si es que ellos no entregan el monto de energía establecido en su acuerdo de capacidad.

E. Pago: los pagos serán provistos por los suministradores a los proveedores de electricidad a través del The Electricity Settlements Company.

Cuando alguna central existente consigue un acuerdo de capacidad debe completar una evaluación de medición de la respectiva Unidad de Generación con una antelación no menor a tres años antes de la fecha de inicio del compromiso. Adicionalmente los proveedores de capacidad deben proporcionar un certificado de prueba de medición con una antelación de 18 meses en el caso de las subastas que se realizan con 4 años de anticipación y de un mes para aquellas subastas que se realizan con un año de anticipación.

4.4. España

4.4.1. Pagos por Capacidad

En España, la tarificación de la potencia se rige por la orden **ITC/2794/2007** que establece los «pagos por capacidad» definidos en el artículo 16 de la Ley 54/1997, (modificado por la Ley 17/2007, de 4 de julio).

El sistema de «pagos por capacidad» se desarrolla bajo la premisa de que la demanda de energía eléctrica es inelástica y de que el mallado de la red no es perfecto; en consecuencia, el precio de la energía puede ser una señal insuficiente para garantizar la cobertura del suministro de electricidad. En estas condiciones, la disponibilidad de potencia para el sistema eléctrico adquiere el carácter de «bien público» y precisa ser objeto de una retribución regulada responsable de asegurar el equilibrio entre la oferta y la demanda de energía a mediano y largo plazo en todos los nodos de la red. El nuevo concepto permite completar los actuales «servicios complementarios» destinados a asegurar la disponibilidad de potencia a corto plazo, con una serie de servicios de disponibilidad a mediano y también a largo plazo, de forma que se superen las actuales deficiencias del sistema de «garantía de potencia». En concreto, se pretende ligar la evolución de los incentivos a la inversión (disponibilidad a largo plazo) con un Índice de Cobertura conocido que aproxime la necesidad de potencia esperada en un horizonte temporal futuro para evitar la fluctuación discrecional de los pagos por este concepto. Por otra parte, se pretende que en la definición del servicio de disponibilidad a mediano plazo se discriminen temporalmente los periodos en los que es exigible y que las consecuencias de los incumplimientos sean suficientemente incentivadoras para evitarlos.

De acuerdo con la ITC/2794, bajo el concepto de *pagos por capacidad*, se incluyen dos tipos de servicio claramente diferenciados:

- El **servicio de disponibilidad**, que está destinado a contratar capacidad de potencia en un horizonte temporal igual o inferior al año con aquellas tecnologías que, con mayor probabilidad, pudieran no resultar programadas en los periodos de demanda de punta, bien porque su funcionamiento regular en el mercado de energía les impide recuperar los costos fijos (como podría ser el caso de las centrales térmicas a petróleo), o bien porque se trata de tecnologías en las que la materia prima puede almacenarse a bajo costo con la existencia, no obstante, de un cierto nivel de incertidumbre (tal como sería el caso de las instalaciones hidráulicas regulables).

- Por otro lado, el **incentivo a la inversión** en capacidad a largo plazo va destinado exclusivamente a promover la construcción y puesta en servicio efectiva de nuevas instalaciones de generación a través de pagos que facilitarán a sus promotores la recuperación de los costos de inversión.

El siguiente cuadro resume las principales características de la tarificación de la potencia en España.

¿Qué productos se pagan?	¿Cómo se determina cada producto?	¿Dependencia al despacho?	¿Cuál es el precio a cobrar por cada producto?
Servicio de disponibilidad	Es el producto de la disponibilidad media de la tecnología por la potencia neta de la central	El Cargo por Capacidad NO depende del despacho	$RSD_{i,j} = a \times ind_j \times PN_i$ • *a* índice anual en €/MW común • ind_j valor estándar de disponibilidad por tecnología[1] • PN_i Potencia neta
Incentivo a la inversión	Si ha cobrado con anterioridad	El Cargo por Capacidad NO depende del despacho	• 10.000 €/MW • 0 €/MW si es nuevo

4.4.2. Servicio de disponibilidad

La norma establece criterios para la retribución de la disponibilidad de potencia, se calcula atendiendo al coeficiente de disponibilidad de la unidad de producción, a la potencia equivalente de la misma y a un precio por MW definido cada año por el Gobierno. En cuanto a la imputación, la garantía de potencia ha de ser financiada por todos los comercializadores y consumidores directos en mercado.

Ámbito de aplicación.

Será de aplicación a las instalaciones térmicas de producción de energía eléctrica de régimen ordinario, que pudieran no estar disponibles en los periodos de punta del sistema por falta de la retribución por este concepto, al ser tecnologías marginales del mercado diario, es decir, las centrales de fuel-oil, las centrales de ciclo combinado y las de carbón. Asimismo, es de aplicación para las instalaciones hidráulicas de bombeo puro, bombeo mixto y embalse

[1] Definida en la propia ITC

Criterios de retribución.

La cuantía anual correspondiente a la retribución anual por disponibilidad del grupo i correspondiente a la tecnología j ($RSD_{i,j}$), expresada en euros, será:

$RSD_{i,j} = a \times ind_j \times PN_i$

- *a* índice anual en €/MW común
- ind_j valor estándar de disponibilidad por tecnología[2]
- PN_i Potencia neta del grupo

Para el año 2012 fueron:

El valor del índice *a*, 5.150 €/MW.

El valor del índice ind_j, definido

- Centrales de carbón: 0,912.
- Centrales de ciclo combinado: 0,913.
- Centrales de fuel-oil: 0,877.
- Centrales hidráulicas de bombeo y embalse: 0,237.

Requisitos de cumplimiento del servicio de disponibilidad

Deberán acreditar una potencia media disponible anual equivalente al 90 % de su potencia neta durante los períodos punta y llano de demanda (para esta cálculo no se tendrán en cuenta las indisponibilidades programadas, considerándose como tales las comunicadas y acordadas con el operador del sistema, siempre y cuando éste haya podido influir en las fechas de ejecución o de la potencia afectada, y en todo caso este período, que no se contabiliza, no podrá superar el 33% de las horas de cálculo).

Imputación del servicio

Los costos correspondientes a la retribución del servicio serán financiados por todos los comercializadores y consumidores directos en mercado.

El pago se imputará mensualmente en proporción al valor de la energía adquirida durante las horas de mayor demanda del mes.

[2] Definida en la propia ITC

4.4.3. Incentivo a la inversión

El servicio de **incentivo a la inversión** se desarrolla en la ITC/2794/2007 en su anexo III artículos del noveno al decimosexto. Este incentivo será disponible para cualquier generador con potencia superior a los 50 MW durante 10 años desde la fecha de puesta en marcha. No obstante la fijación de su método de cálculo ha ido modificándose a lo largo de los años siendo su última modificación la establecida en el Real Decreto RD 9/2013 del 13 de julio en el que:

Se fija un nuevo máximo de retribución anual en 10.000€/MW sólo para las centrales térmicas convencionales existentes y el período de cobro son 20 años.

Las nuevas centrales no tendrán derecho a cobro de este incentivo excepto si pertenecen a algún sistema no peninsular (islas, Ceuta y Melilla)

Se especifica una fórmula para la contabilidad del número de años a los que se tiene derecho a percepción en el caso de que ya se recibiese esta antes de la publicación del RD 9/2013.

4.4.1. Potencia instalada

La potencia neta instalada es la que resulta aprobada por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas para cada instalación. Este valor, una vez comunicado a REE, es registrado en el sistema e·sios. La potencia neta instalada se expresará en MW y se definirá, dependiendo de la tecnología utilizada, de la siguiente forma:

a) La potencia neta instalada para cada grupo hidráulico convencional o mixto, se define como la máxima potencia que pueda mantenerse en marcha continua durante un período igual o superior a quince horas, referida a los bornes del generador deducidos los consumos auxiliares para expresarlo en barras de central, suponiendo la totalidad de sus instalaciones en servicio y siendo óptimas las condiciones de caudal y altura del salto.

b) La potencia neta instalada de cada grupo térmico, se define como la máxima potencia que pueda mantenerse en marcha continuada durante al menos cien horas y referida a los bornes del generador del grupo deducidos los consumos auxiliares para expresarlo en barras de central, suponiendo que la totalidad de sus instalaciones está en servicio y que existe en el parque correspondiente una cantidad de combustible suficiente y con la calidad habitual.

La Dirección General de la Energía aprobará, previo informe de la Comisión Nacional de la Energía (CNE), las potencias netas instaladas y las comunicará al OMIE y a los titulares de las instalaciones.

Potencia Disponible Calculada, para cada tecnología, como diferencia entre la suma de potencias netas instaladas registradas en el sistema e·sios y el total de la potencia indisponible declarada por los Sujetos del Mercado.

Información visible.

Horizonte semanal: todas las semanas hasta la semana S+4. Actualización diaria al cierre del D-1

Horizonte mensual: todos los meses hasta el mes M+3. Actualización diaria al cierre del D-1

Horizonte trimestral: todos los trimestres hasta el trimestre Q+1. Actualización diaria al cierre del D-1

Horizonte año móvil: hasta el año móvil que se inicia en el mes M. Actualización mensual, antes del día 25 del mes M-1

Siendo D, S, M y Q, el día, la semana, el mes y el trimestre actuales. Inicio de publicaciones, marzo de 2008.

En los horizontes S, M y Q, la potencia disponible se propaga hasta el final del horizonte con la última comunicación de disponibilidad efectuada por los SM para cada UF, y tiene en cuenta todas las indisponibilidades. El horizonte año móvil muestra la disponibilidad en función del plan anual de mantenimiento del equipo generador previsto para los doce meses siguientes

4.5. EEUU

4.5.1. Introducción

En el caso de EEUU se revisó el tratamiento del mercado de capacidad aplicado a las empresas que participan en el PJM Interconnection, la cual es una organización de transmisión regional que coordina el mercado mayorista en o parte de los Estados de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el Distrito de Columbia.

Este organismo opera en forma independiente el mercado mayorista de electricidad y gestiona las redes de alta tensión para asegurar un suministro confiable a los más de 61 millones de personas que son abastecidas por esta interconexión. Entre sus principales funciones se encuentra el operar en forma segura y confiable el sistema eléctrico, crear y operar un mercado eléctrico robusto, no discriminatorio y competitivo, entender las necesidades de los consumidores y entregar un servicio que satisfaga esas necesidades en una forma costo-eficiente, así como alcanzar la productividad a través de la unión eficiente de los mejores trabajadores y avances tecnológicos. Una de las funciones que lleva a cabo PJM es la administración del Mercado de Capacidad (PJM Capacity Market).

4.5.2. Mercado de Capacidad

Cada miembro de PJM que suministra electricidad a los consumidores debe adquirir suficientes recursos de potencia para abastecer la demanda actual y futura en el Mercado de Capacidad. El cual ha sido diseñado para asegurar la adecuada disponibilidad de los recursos requeridos para garantizar la confiabilidad de la red. En este mercado, la transparencia en la información es un elemento esencial para poder entregar las señales adecuadas que faciliten la inversión.

El mercado de capacidad asegura la confiabilidad de la red en el largo plazo, procurando para ello contar con la cantidad de potencia necesaria para abastecer la demanda futura.

El compromiso de potencia debe ser respaldado por medio de capacidad propia, compra de capacidad vía contrato, respuesta de la demanda (en este caso, el usuario reduce su consumo a cambio de un pago) o bien por medio de subastas de capacidad a través de licitaciones en el mercado de capacidad.

El diseño del Mercado de Capacidad se basa en el Modelo de Confiabilidad de Precios (Reliability Pricing Model, RPM), cuyo objetivo es alinear los precios de la potencia con los requisitos de confiabilidad del sistema y, a su vez, proporcionar información transparente a todos los participantes del mercado con la suficiente antelación para que puedan

responder adecuadamente a ésta. Los elementos esenciales del mercado de capacidad son:

- Adquisición de capacidad con tres años de anticipación al inicio del compromiso a través de una subasta competitiva;

- Precios de localización de la capacidad, el cual refleja las restricciones en el sistema de transmisión y da cuenta de las necesidades de potencia en cada área; y

- Una curva con el requerimiento del recurso, formulada a partir de la energía demandada usada para fijar el precio de la potencia.

4.6. Colombia

4.6.1. Generalidades

En Colombia existe un Mercado de Energía Mayorista – MEM - en donde generadores y comercializadores públicos, privados y mixtos, venden y compran energía en grandes bloques dentro de un marco regulatorio establecido por la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas).

Dentro de este modelo existe un mercado de corto plazo (Bolsa de Energía o spot) donde los generadores mediante subastas diarias ofertan precios y declaran disponibilidades de su energía y un mercado de contratos de largo plazo de carácter financiero, mediante el cual los agentes obtienen cobertura frente a la alta volatilidad de los precios de la energía del mercado de corto plazo. La operación y administración del mercado está a cargo de la empresa XM, Compañía de Expertos en Mercados, filial de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P - ISA -, cuya actividad de operación del Sistema Interconectado Nacional es ejecutada por el Centro Nacional de Despacho (CND), mientras que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) se encarga de realizar las liquidaciones de todas las transacciones del mercado y de administrar el registro de los contratos de energía a largo plazo y de las fronteras comerciales, así como también de la administración de las Transacciones Internacionales de Electricidad –TIE– con Ecuador.

Adicionalmente, se ha establecido un esquema de expansión del parque generador denominado Cargo por Confiabilidad, que se basa en remunerar la Energía Firme que los generadores pueden entregar al sistema bajo condiciones de hidrología crítica, asegurando así un ingreso a las nuevas plantas y/o unidades de generación por un plazo de hasta veinte años, adicional al que perciben por la venta de su energía a través de los contratos y la Bolsa de Energía. El mecanismo de asignación de las obligaciones asociadas al Cargo por Confiabilidad, se basa en un esquema de mercado mediante la realización de una subasta, cuando se requieren recursos adicionales de generación, o mediante un mecanismo administrado de forma central donde se remuneran también los recursos existentes.

4.6.2. Remuneraciones a la capacidad de generación y a las reservas

Hasta noviembre de 2006, el mercado de energía colombiano contaba con un Cargo por Capacidad de potencia en el que la Capacidad Remunerable de cada central existente se estimaba de manera administrada por la contribución al despacho en el período de verano en el que las condiciones hidráulicas son más desfavorables, en una simulación de 24 meses.

Desde el primero de diciembre de 2006 opera un nuevo esquema que sustituye al anterior, basado en un mecanismo de mercado, denominado Cargo por Confiabilidad. El nuevo mecanismo creó las Obligaciones de Energía Firme (OEF), que corresponden a un compromiso de suministro de los generadores, respaldado por activos de generación capaces de producir Energía Firme durante condiciones críticas de abastecimiento.

Para determinar qué centrales reciben el Cargo por Confiabilidad, se tienen dos mecanismos:

- Asignación administrada a prorrata de la demanda.

- Mecanismo de subastas. En las subastas los generadores presentan precios para hacerse cargo de las OEF que se requieren para cubrir la demanda del Sistema en años futuros. El generador al que se le asigna una OEF recibe mediante el Cargo por Confiabilidad una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado. Dicha remuneración es incluida por los generadores como un precio base en su oferta diaria, es liquidada y recaudada por el ASIC y pagada por los usuarios del SIN, a través de las tarifas que cobran los comercializadores.

El generador al que se le ha asignado una OEF se compromete a entregar la cantidad de energía asignada cuando el precio de bolsa supere el Precio de Escasez. Adicionalmente la CREG planteó la existencia de Anillos de Seguridad con el fin de permitir a los agentes obtener cobertura de sus obligaciones frente a situaciones como mantenimientos programados.

En el 2011 la CREG se enfocó en la afinación de las reglas para el desarrollo de la segunda subasta de Obligaciones de Energía Firme – OEF para el periodo 2015-2016, que se llevó a cabo a finales de diciembre de 2011 y la subasta a realizarse en el mes de enero de 2012 para los generadores con periodos de construcción superior al de planeación (GPPS).

Dentro de las medidas que previamente se adoptaron se destacan:

i) Definición de condiciones para respaldar las OEF con Gas Natural Licuado,
ii) Armonización de las asignaciones con el periodo 2014-2015,
iii) Restricción a la participación de plantas usadas,
iv) Restricción a la participación de plantas con costos variables superiores al precio de escasez,
v) Definición de la información a publicar para la subasta y
vi) Modificación de la participación para las plantas GPPS (generación programada propia).

Teniendo en cuenta que las subastas se ejecutan para adquirir nueva energía firme, éstas solo tienen lugar cuando se estima que la demanda de energía para el cuarto año

siguiente no puede ser cubierta con la Energía Firme de los activos de generación existentes y la de los que entrarán en operación para la fecha en la cual se inicia el periodo de obligación que se subasta.

Cada recurso de los generadores puede participar en las subastas de las OEF con su Energía Firme para el Cargo de Confiabilidad (ENFICC), que es la máxima energía que la central puede entregar en forma continua, en condiciones de baja hidrología (escasez), en un período de un año.

Para el caso de las subastas, el período de vigencia de la obligación adquirida con las OEF, comienza cuatro años después de realizada la subasta, y en el caso de recursos nuevos o especiales, el número de años con compromiso de Obligaciones de Energía Firme, la decide el generador. Si es un activo nuevo (al momento de ejecutarse la subasta no se ha iniciado la construcción del mismo) la Obligación que respalde puede tener una vigencia mínima de un año y máxima de veinte años. Si es un activo especial (al momento de ejecutarse la subasta, la planta o unidad de generación se encuentra en proceso de construcción o instalación), la Obligación que respalde este activo puede tener una vigencia mínima de un año y máxima de diez años.

Por otro lado si se considera un activo existente con obras (al momento de ejecutarse la subasta, la planta o unidad de generación se encuentra en operación comercial pero con obras en ejecución que incrementarían su oferta de ENFICC más de un 20%), la Obligación que respalde este activo puede tener una vigencia mínima de un año y máxima de cinco años y si es un activo existente (que se encuentra en operación comercial al momento de ejecutarse la subasta), la vigencia de la OEF es de un año.

Para reducir la incertidumbre en los ingresos de aquellos proyectos cuya construcción supera los años del Período de Planeación (tiempo que transcurre entre la fecha de ejecución de la subasta y la fecha de inicio del Período de Vigencia de la Obligación asignada en dicha subasta), la CREG incorporó un mecanismo que le permite al inversionista vender parte de su energía firme futura, bajo subastas de sobre cerrado (denominadas subasta GPPS), durante las subastas que ocurren diez, nueve, ocho, siete, seis y cinco años antes de que la energía firme del proyecto esté disponible.

El generador a quien se le ha asignado OEF, recibirá el Cargo por Confiabilidad durante el período de vigencia de la OEF, conforme a la asignación que se haya realizado en las subastas o el mecanismo que haga sus veces. Para el caso del período de subastas, el precio por cada kilovatio hora de la OEF corresponde al precio de cierre de la subasta en la cual el agente vendió su Energía Firme, y se denomina Precio del Cargo por Confiabilidad. Cuando esta energía es requerida (es decir cuando el Precio de Bolsa supera el Precio de Escasez), además del Cargo por Confiabilidad el generador recibe el Precio de Escasez por cada kilovatio hora generado asociado a su OEF. En caso de generar una energía mayor a su Obligación, este excedente se remunera a Precio de

Bolsa. La reglamentación prevé un Período de Transición, en el que el valor del Cargo por Confiabilidad es de 13.045 US$/MWh, sujeto a indexación, y se paga a todas las centrales existentes en proporción a su energía firme.

4.7. El Salvador

4.7.1. Generalidades

En la República de El Salvador, las transacciones del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, están reguladas por medio de un Reglamento que contiene las normas y procedimientos para la operación del sistema de transmisión y para la administración de las transacciones del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, considerando las transacciones con el Mercado Eléctrico Regional (MER).

La Unidad de Transacciones (UT) opera el sistema de transmisión y el mercado mayorista de electricidad, manteniendo la seguridad y calidad requerida de acuerdo a las normas y procedimientos definidos en el Reglamento y la Regulación Regional. Cada Participante del Mercado tiene la obligación de cumplir todas las instrucciones que dicte la UT, salvo motivos debidamente justificados de fuerza mayor o riesgo para la seguridad de instalaciones o personas que serán verificadas por la Unidad de Transacciones.

Obligaciones del PM (Participante del Mercado) Comercializador y del PM Intermediario.

Participante del Mercado: es una persona natural o jurídica que, habiendo presentada una solicitud ante la Unidad de Transacciones, está autorizada para actuar como Participante del Mercado comercializador.

Todo PM comercializador que desee hacer transacciones en el Mercado Mayorista, utilizando redes de distribución, deberá tener acuerdos firmados con los propietarios por el uso de dichas instalaciones, según lo establecido en la Ley General de Electricidad, en los cuales deberán establecerse los procedimientos de coordinación de intercambios de energía, conciliación y resolución de disputas. El comercializador deberá informar a la UT sobre dichos acuerdos.

En el caso de un PM Generador debe suministrar a la UT la información de sus unidades generadoras disponibles para inyectar al mercado.

Los PM Generadores deben proporcionar la información técnica y económica requerida por la UT, de acuerdo a lo indicado en el Reglamento, en particular la referida a los costos variables de producción.

La información deberá ser suministrada de acuerdo con las condiciones, plazos, medios, formatos y periodicidad definidos.

PM Generadores

Cada PM tiene la obligación de informar su generación en tiempo, modalidad y formato requerido por la UT para unidades generadoras o GGP mayores o iguales que 5 MW.

Además, debe informar a la UT la disponibilidad por unidad generadora o Grupo Generador a Programar (GGP), incluyendo potencia, energía, restricciones, y toda otra información identificada en este Reglamento y en el Anexo Información Técnica del Sistema, que sea necesaria para la programación y operación del sistema integrado.

Pruebas y auditorías

La UT verificará los datos proporcionados por los PMs o constatará in situ condiciones de operación de los equipos según lo considere necesario, a través de pruebas o auditorías.

Los PMs sujetos a las pruebas o auditorías estarán en la obligación de coordinar con la UT las fechas para la realización de las mismas, debiendo brindar acceso a las instalaciones y la colaboración que se requiera de acuerdo con los procedimientos que para tal efecto se establezcan en el Reglamento.

La SIGET (Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones) podrá eventualmente realizar auditorías o pruebas, en caso que lo considere necesario, como parte de verificación de los procedimientos realizados por la UT.

Capacidad Firme

El objeto es definir la metodología de cálculo para determinar la capacidad firme de cada central o unidad generadora.

La capacidad firme de una unidad es aquella potencia que una unidad o central generadora es capaz de proveer al sistema con una alta probabilidad en el sistema eléctrico.

La capacidad firme que puede entregar una central hidroeléctrica depende de la aleatoriedad hidrológica, de la tasa de salida forzada y del mantenimiento programado.

La capacidad firme de una unidad térmica o geotérmica depende de la disponibilidad de combustible o vapor, de la tasa de salida forzada y del mantenimiento programado.

La capacidad firme de una unidad generadora no convencional, tal como eólica, solar, cogeneración y otras, dependerá de la aleatoriedad de su recurso primario, de la tasa de salida forzada y del mantenimiento programado.

Será también objeto de la metodología de cálculo de la capacidad firme, la determinación de los balances y transacciones que resultan entre los PM, producto de las diferencias que existan entre la capacidad firme de sus centrales y unidades generadoras y los compromisos de retiro de la capacidad firme locales o de las transacciones de contratos firmes regionales.

Demanda para efectos del cálculo de la Capacidad Firme

Se define como período de control las horas de punta (de las 18:00 a las 22:59 horas) y resto (de las 05:00 a las 17:59 horas) del período comprendido desde la semana 46 de un año a la semana 19 del año siguiente para el que se calculan las capacidades firmes provisorias y definitivas.

La demanda máxima del sistema para el cálculo de la capacidad firme se denominará demanda máxima del sistema en el período de control de la capacidad firme, y se determinará como la máxima generación neta horaria más Retiros Regionales, menos Inyecciones Regionales, más las potencias máximas comprometidas en contratos firmes de inyección regional del período de control del año, para el cual se determina la capacidad firme.

Capacidad firme inicial de Centrales Hidroeléctricas

La capacidad firme inicial de una central hidroeléctrica es aquélla que la central puede aportar en el período crítico determinada en la forma que se indica en esta sección y en condiciones de hidrología seca.

La hidrología seca corresponderá al año hidrológico, desde la semana 20 de un año a la 19 del año siguiente, y se determinara de conformidad a lo establecido en el Anexo 15 del Reglamento.

La capacidad firme inicial de las centrales hidroeléctricas se determina, resumidamente de la siguiente forma:

a) El arranque y sincronización;

b) El proceso de carga hasta alcanzar plena-carga en función de la rampa de carga propia de la unidad;

c) Un período de operación a plena-carga igual al máximo entre el Intervalo de Mercado definido en el Reglamento (Intervalo de Mercado: una hora; Subperíodo 30 minutos) y el tiempo mínimo técnico de operación de la unidad de acuerdo a su tecnología;

d) Bajada de carga.

Si la unidad no alcanza su Potencia Máxima Neta en la etapa de carga durante la prueba, ésta se continuará con la potencia máxima que pueda suministrar la máquina en las condiciones que se encuentre.

Capacidad firme inicial de Unidades Térmicas y Geotérmicas

La capacidad firme inicial de las unidades térmicas es igual a la potencia máxima neta multiplicada por un factor de disponibilidad que toma en cuenta el mantenimiento, la falta de combustible y la disponibilidad por salida forzada.

La capacidad firme inicial de las unidades geotérmicas es igual a la potencia máxima neta multiplicada por un factor de disponibilidad que toma en cuenta el mantenimiento, la falta de vapor y la disponibilidad por salida forzada.

Capacidad firme inicial de Unidades Generadoras No Convencionales

La capacidad firme inicial de unidades generadoras renovables no convencionales, se determinará con la energía generable en el año de menor disponibilidad del insumo primario, calculada como la generación anual, en Mega Watts Hora (MWh), dividida por ocho mil setecientos sesenta (8,760) horas.

En caso de unidades generadoras renovables no convencionales nuevas en el sistema, su capacidad firme inicial se determinará de acuerdo con lo establecido en el Reglamento: el propietario enviará un estudio a la SIGET (Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones), para su aprobación con la potencia promedio anual estimada (generación total, en MWh, dividida por 8,760 horas) para el año siguiente y la correspondiente disponibilidad del insumo primario. Dicho estudio aprobado deberá ser enviado a la UT con dos meses de anticipación a la entrada en operación al sistema.

Este estudio debe basarse en una serie temporal con las mediciones históricas del insumo primario con una duración mínima de tres años. La serie de mediciones del insumo primario deberá ser certificada por una auditoría independiente. El mismo estudio debe también describir el proceso de conversión del insumo primario en energía eléctrica.

Si en cualquier año de operación comercial la potencia promedio anual de una central no convencional (generación anual, en MWh dividida por 8,760 horas) es inferior al valor de referencia del estudio presentado por su propietario a la SIGET, entonces la capacidad firme será reducida a este valor.

Determinación de parámetros de unidades generadoras

Potencia Máxima.

La potencia máxima de una unidad generadora es la potencia continua entregada por el PM generador en sus bornes, cuando opera a máxima carga.

La potencia máxima y la potencia máxima neta de la unidad generadora son las indicadas por el propietario al incorporarse al MM. Posteriormente, la UT programará pruebas para su verificación. Participarán en la prueba el propietario, la UT y el ejecutor de la prueba. En esta prueba la unidad generadora debe operar a máxima carga por 5 horas y la UT emitirá una constancia con los resultados de las pruebas de la cual deberá enviar una copia a la SIGET.

Compensaciones por el servicio de regulación primaria de frecuencia.

La UT mantendrá una potencia mínima disponible en el sistema para regulación primaria de frecuencia equivalente al tres por ciento (3%) de la demanda.

Los PMs generadores que no aporten la reserva indicada en el punto anterior deberán pagar el cargo por la potencia disponible para Regulación Primaria de Frecuencia que será calculado cada hora multiplicando el Costo Marginal de Operación por un porcentaje. Adicionalmente pagarán los mayores costos en que incurra el sistema para dar dicha reserva.

La UT cargará a los PMs generadores que no cumplan con el requisito por regulación primaria con precio igual a un 20% del Costo Marginal de Operación.

Regulación Secundaria de Frecuencia.

Se definen los requisitos a cumplir por los PMs Generadores con unidades que pueden dar el servicio de regulación secundaria de frecuencia mediante la disponibilidad de control automático de generación manejado remotamente por la UT.

Todas las unidades generadoras que estén inyectando a la red de transmisión, deben aportar como mínimo el 4% de reserva de potencia activa con respecto a la inyección de potencia activa de la propia máquina, la cual será destinada a la Regulación Secundaria de Frecuencia del Sistema.

Compensaciones por el servicio de regulación secundaria de frecuencia.

La UT mantendrá una potencia mínima disponible en el sistema para CAG equivalente al cuatro por ciento (4%) de la demanda. Está potencia deberá estar distribuida en al menos 2 unidades generadoras, de existir.

El cargo por la potencia disponible para CAG será calculado cada hora con base en la potencia disponible bajo CAG multiplicado por el Costo Marginal del sistema y por un

porcentaje. Adicionalmente los PMs generadores que no presten el servicio pagarán el sobre costo en que incurra el sistema por dar este servicio.

El cargo que cada PM generador, que no cumpla con el requerimiento de regulación secundaria de frecuencia, debe pagar será de un 20% por ciento del Costo Marginal de Operación.

En caso de incumplimiento en tres ocasiones durante un período de treinta días, para proveer el servicio, la unidad generadora o GGP podrá ser inhabilitado por seis meses para proveer el servicio.

Centrales cuyo mantenimiento se realiza en el Período Crítico.

En principio los mantenimientos deben ser programados fuera del período crítico. Sin embargo, si el PM generador decide programar mantenimientos en este período, su capacidad firme se verá reducida por este hecho. Si la UT desplaza, por conveniencia para el sistema, un mantenimiento programado por el PM generador fuera del período crítico hacia el período crítico, éste no se considerará para el cálculo de la tasa de salida forzada.

Estadísticas de Disponibilidad.

Unidades térmicas, geotérmicas y centrales hidroeléctricas.

Las disponibilidades se calcularán con la estadística correspondiente a los últimos cinco años. En consecuencia, para el cálculo de la capacidad firme definitiva, deberán considerarse las estadísticas del periodo de doce meses recién transcurrido, las cuales reemplazarán los datos del periodo de doce meses más antiguo que se utilizó para el cálculo provisional.

Se entiende por Indisponibilidad Forzada la reducción de la potencia generada, salida de servicio, imposibilidad de arranque o de dar plena potencia de una unidad generadora debido a una emergencia, amenaza de emergencia, falla u otra causa fuera del control del propietario de la central.

La UT mantendrá actualizada la estadística de disponibilidad de unidades generadoras térmicas, geotérmicas e hidroeléctricas. Para efectos de los cálculos de la capacidad firme, se considerarán como indisponibilidad forzada mantenimientos que no estén programados en el Plan Anual de Mantenimiento Mayor (PAMM) y/o mantenimientos que estando programados en el PAMM se realicen en el periodo crítico, exceptuando aquellos solicitados por la UT en dicho período por necesidades del sistema. Por lo anterior, en forma más detallada, para el cálculo de la tasa de salida forzada, se deberán considerar explícitamente las siguientes estadísticas:

a) Horas de mantenimiento menor

b) Horas de mantenimiento de emergencia

c) Horas de exceso respecto a los tiempos programados de mantenimientos, independientemente de la causa

d) Horas de mantenimiento mayor en periodo crítico, excepto cuando la UT lo haya solicitado por razones de necesidad del sistema. Por lo tanto, la UT deberá llevar separadamente las estadísticas relacionadas con las variables indicadas anteriormente.

La UT llevará separadamente una estadística de limitaciones de capacidad en unidades térmicas originadas por falta de combustibles y calculará un índice de indisponibilidad por este efecto.

La Unidad de Transacciones mantendrá actualizada una estadística de limitaciones de capacidad en unidades geotérmicas originadas por limitaciones en la disponibilidad de vapor. Las limitaciones de capacidad se medirán en relación con la potencia máxima neta de la unidad generadora. Se determinará un índice de indisponibilidad por este efecto.

Estadísticas iniciales

Las disponibilidades que se aplicarán inicialmente serán definidas por la UT con base en las estadísticas disponibles de los últimos cinco años de las propias máquinas y serán aprobadas por la SIGET. En el caso de no existir dichas estadísticas o de no considerarse válidas, serán proporcionadas por el propietario por medio de un estudio técnico que deberá ser aprobado por la SIGET. Cada año se reemplazará el año más antiguo de la estadística por las del último año transcurrido.

Para unidades generadoras que se incorporen al sistema, el propietario definirá la disponibilidad a aplicar en el cálculo de la potencia firme inicial. Para el cálculo de la potencia firme definitiva se utilizará la tasa de salida forzada medida durante el período de operación correspondiente a ese año. La disponibilidad de los años sucesivos se calculará como aquella tasa calculada con la información correspondiente a los últimos años de operación hasta completar 5 años. Posteriormente cada año se reemplazará el año más antiguo de la estadística por las del último año transcurrido.

Pruebas de Disponibilidad de Capacidad Firme

Para las unidades generadoras, diferentes a Retiros Regionales asociados a contratos firmes, que no hayan sido consideradas en el despacho económico durante noventa días, la UT deberá verificar su disponibilidad programando el despacho de las mismas aun cuando no corresponda su operación por razones económicas. Esta operación se programará en el pre despacho para el día siguiente y se exigirá un tiempo de operación a plena carga establecido en el Anexo Capacidad Firme del Reglamento.

En caso de no poder arrancar la unidad generadora o no poder mantener la potencia máxima por el tiempo requerido, se considerará una indisponibilidad forzada equivalente a una semana en su estadística de disponibilidad y se volverá a programar en el pre despacho de un día de la semana siguiente.

Si en esta segunda prueba de disponibilidad no cumple con los requisitos de la misma, se considerará una indisponibilidad forzada equivalente a un mes y se programará una prueba de disponibilidad, transcurrido un mes desde esta segunda prueba.

Si en esta tercera prueba de disponibilidad no cumple con los requisitos de la misma, se considerará una indisponibilidad forzada equivalente al resto del período para el que se ha calculado la capacidad firme.

El costo de arranque y el costo variable correspondiente serán remunerados a la unidad generadora y será pagado por el conjunto de generadores en proporción a la capacidad firme inicial vigente al momento de realizarse la prueba.

La generación de la unidad despachada en pruebas se considerará generación forzada para efectos de cálculo del costo marginal de operación y del precio en el MRS (Mercado Regulador del Sistema).

Precio para valorizar las transacciones de potencia.

Las transacciones de capacidad firme que resulten del balance anual se valorizaran al Cargo por Capacidad establecido por la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET).

Representación de las Centrales o Unidades Generadoras.

La potencia máxima despachable será igual a la potencia máxima menos la reserva rodante. Se considerarán los porcentajes de reserva primaria y secundaria exigidos en el Anexo Servicios Auxiliares, de acuerdo con sus características técnicas.

El Costo Variable se calculará como el costo variable combustible más el costo variable de operación y mantenimiento.

Para el costo variable combustible se utilizará el consumo específico neto correspondiente a la potencia máxima neta menos el porcentaje de reserva rodante requerida para Servicios Auxiliares, y el precio de combustible definido de acuerdo al Anexo Precios de los Combustibles.

Para las centrales hidroeléctricas con embalse se tomará en cuenta la función de costo futuro en función del volumen al final de la semana.

Las unidades hidroeléctricas a las cuales no se calcula el valor del agua se modelan como centrales hidroeléctricas con el caudal afluente determinístico proyectado y las restricciones de operación correspondientes.

Coordinación de Mantenimiento.

La UT es la responsable de la coordinación de los mantenimientos que soliciten los PMs con el objeto de programar una condición de indisponibilidad en el sistema adecuada a la calidad y seguridad pretendida en el abastecimiento, de acuerdo a los criterios y procedimientos que se definen en el Reglamento.

Mantenimientos mayores.

Criterios Generales. Todos los mantenimientos mayores se coordinan en un Programa Anual de Mantenimientos Mayores (PAMM) a través de la gestión de la UT.

Los PM deberán reportar los mantenimientos mayores de los equipos que se encuentren en alguna de las siguientes condiciones:

a) PM Generadores: mantenimientos que restringen la capacidad declarada de inyección a la red;

b) PM Transmisores: mantenimientos que limiten la capacidad de transporte de energía a través de la red.

Generadores conectados a redes de Distribución.

Condiciones adicionales o las excepciones a las normas que debe cumplir un PM generador que está conectado directamente a una red de distribución para participar en el Mercado Mayorista.

Para participar en el Mercado Mayorista un PM generador conectado a la red de distribución debe ser capaz de inyectar una potencia mínima de 5 MW por nodo.

Obligaciones. El PM generador conectado a una red de distribución deberá cumplir los siguientes requisitos:

a) Estar registrado en la UT como PM generador.

b) Proporcionar a la UT los parámetros técnicos de las unidades generadoras, los cuales deben ser verificados por ésta.

c) Permitir el acceso a los medidores del PM generador en forma remota y local.

d) Informar a la UT las características de las unidades generadoras necesarias para calcular su costo variable.

e) Instalar el equipo de medición y comunicación que sea determinado por la UT de forma que se permita la lectura remota de los medidores y el control e indicación en tiempo real de la energía inyectada neta.

f) Establecer una coordinación efectiva entre el PM intermediario y la UT, para la regulación de la energía inyectada neta en tiempo real.

ANEXOS TECNICOS O DE PROCEDIMIENTOS.

Para desarrollar los temas específicos, el Reglamento hace mención a anexos, entre los cuales se encuentran los relacionados con la tarificación de unidades de generación.

- Anexo Información Técnica del sistema.
  Objetivo. Listar, organizar y proveer los procedimientos para la colección de los datos técnicos relativos al sistema de potencia, que serán proporcionados por cada uno de los Participantes de Mercado de la UT.
- Datos Técnicos de los PM Generadores: datos o parámetros eléctricos de los equipos o aparatos eléctricos.
- Parámetros de arranque/parada de unidades generadoras y restricciones operativas: parámetros requeridos para la planificación del arranque o parada de unidades generadoras y las restricciones operativas de las unidades generadoras en tiempo real como de su participación en los lazos de control secundarios.
- Datos de equipos de red: parámetros eléctricos de los equipos e instalaciones conectadas y que conforman la red de transmisión.
- Proyección y características de la carga: proyección de demanda por punto de entrega, tanto de potencia como de energía y parámetros de grupos de carga respecto a su contenido armónico y respuesta de frecuencia.
- Perfiles de demanda e información de consumo de energía: información relativa a la demanda por punto de conexión y energía tomada por todos los usuarios de la red.
- Datos del punto de conexión: información del punto de conexión con la red.

- Mantenimientos: información de los mantenimientos mayores, menores y de emergencia de los equipos de generación y transmisión.
- Características de operación de centrales hidroeléctricaS: Información técnica y de operación de centrales hidroeléctricas.
- Características de operación de unidades termoeléctricas: Información técnica de unidades térmicas.
- Características de operación de centrales geotérmicas: La UT analizará con los propietarios de centrales geotérmicas y definirá la información de operación específica de dichas centrales.

- Características de operación de centrales eólicas: La UT definirá la información de operación específica de centrales eólicas. Se incluirá en esta información la estadística de energía generable horaria determinada a partir de la estadística de viento correspondiente.

- Características de operación de centrales solares: La UT definirá la información de operación específica de centrales solares. Se incluirá en esta información la estadística de energía generable horaria determinada a partir de la estadística de irradiación correspondiente

4.8. Perú

- SISTEMA DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

La Ley de Concesiones Eléctricas señala que estarán sujetos a regulación de precios las transferencias de potencia y energía entre generadores. Son determinados por el COES SINAC (Comité de Operación Económica del Sistema del Sistema Interconectado Nacional), de acuerdo a lo establecido en el artículo 14 de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

TRANSFERENCIA TOTAL DE POTENCIA. HORA PUNTA

La transferencia total de potencia de punta entre un integrante del COES y el resto será igual a la diferencia entre su demanda de potencia de punta y su Potencia Firme. La demanda de potencia de punta de un integrante será calculada por el COES, considerando la demanda media horaria bruta comprometida con sus clientes en las horas de punta anual del sistema eléctrico, las pérdidas de transmisión y una estimación del factor de diversidad. Por hora de punta se entenderá aquella hora del año en el cual se produce la demanda máxima de potencia del sistema eléctrico. La máxima demanda media horaria de potencia del sistema eléctrico, así como el período más probable de ocurrencia de la hora de punta, serán estimados por el COES antes del primero de enero de cada año. La Potencia Firme de un integrante será calculada como la suma de las potencias firmes de sus propias unidades generadoras y la de aquellas que tenga contratadas con terceros.

PROCEDIMIENTO PARA CALCULAR LA POTENCIA FIRME:

POTENCIA FIRME: Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad. En el caso de las centrales hidroeléctricas, la potencia firme se determinará con una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%). En el caso de las centrales termoeléctricas, la potencia firme debe considerar los factores de indisponibilidad programada y fortuita.

La potencia firme de cada una de las unidades generadoras del sistema se calculará según los siguientes criterios y procedimientos:

a) La Potencia Firme de una unidad térmica será igual al producto de su potencia efectiva por su factor de disponibilidad. El factor de disponibilidad es igual a uno menos el factor de indisponibilidad fortuita de la unidad.

b) La Potencia Firme de una unidad hidráulica será igual al producto de la Potencia Garantizada por el factor de presencia.

i) El factor de presencia toma en cuenta la disponibilidad real de la unidad o central generadora en el mes de cálculo.

ii) La Potencia Garantizada de una unidad hidráulica será igual a la suma de Potencia Garantizada con el reservorio de regulación horario, más la Potencia Garantizada como una central de pasada. La Potencia Garantizada no debe superar la Potencia Efectiva de la central.

iii) La Potencia Garantizada con el reservorio de regulación horario, es igual a la energía máxima almacenable en el reservorio para la probabilidad de excedencia dada, entre las horas de regulación prefijadas. Se considerará como reservorios de regulación horaria a aquellos cuya agua desembalsada está a disposición de la central en un tiempo inferior a 24 horas.

iv) La Potencia Garantizada como una central de pasada es igual a la energía de pasada entre las horas totales del período de evaluación. El período de evaluación será los 6 meses más críticos de la oferta hidrológica.

c) El COES propondrá al Ministerio el procedimiento para calcular la indisponibilidad de las unidades de generación, considerando entre otros, los siguientes criterios:

i) Información estadística de indisponibilidades programadas de las unidades para los últimos diez años, en las hora de punta del sistema;

ii) Información estadística de indisponibilidades no programadas de las unidades para los últimos dos años, en las horas de punta del sistema;

iii) Valores máximos de indisponibilidades programadas y no programadas, de acuerdo con las características de las unidades de generación;

iv) Capacidad de transporte eléctrico garantizada por las centrales generadoras; y,

v) Capacidad de transporte de combustible garantizado para las centrales térmicas.

En el caso de unidades térmicas que usan gas natural como combustible, se considerarán los contratos a firme por el transporte del gas desde el campo hasta la central.

d) Cada 4 años, o a la unión de dos o más sistemas eléctricos, el Ministerio fijará las horas de regulación y la probabilidad de excedencia mensual para efectos de la evaluación de la potencia firme hidráulica, dependiendo de las características propias de cada sistema eléctrico y de la garantía exigida a los mismos.

f) Para alcanzar o acercarse a la máxima demanda en los sistemas eléctricos donde la suma de las potencias firmes de las unidades de generación de las diferentes tecnologías

no llegue a cubrir la máxima demanda del sistema a nivel generación, se seguirá el siguiente procedimiento secuencial:

i) Se disminuirán las exigencias en el número de horas de regulación,

ii) se reducirá la probabilidad de excedencia hidráulica, y

iii) se disminuirá la indisponibilidad de las centrales térmicas e hidráulicas.

a) La Potencia Firme de las centrales RER (Recursos Energéticos Renovables) se determina de la siguiente manera:
    a. La Potencia Firme de una unidad hidráulica será igual al producto de la Potencia Garantizada por el factor de presencia.
    b. El factor de presencia toma en cuenta la disponibilidad real de la unidad o central generadora en el mes de cálculo.
    c. La Potencia Garantizada de una unidad hidráulica será igual a la suma de Potencia garantizada con el reservorio de regulación horario, más la Potencia Garantizada como una central de pasada. La Potencia Garantizada no debe superar la Potencia Efectiva de la central.
    d. La Potencia Garantizada con el reservorio de regulación horario, es igual a la energía máxima almacenable en el reservorio para la probabilidad de excedencia dada, entre las horas de regulación prefijadas. Se considerará como reservorios de regulación horaria a aquellos cuya agua desembalsada está a disposición de la central en un tiempo inferior a 24 horas.
    e. La Potencia Garantizada como una central de pasada es igual a la energía de pasada entre las horas totales del período de evaluación. El período de evaluación será los 6 meses más críticos de la oferta hidrológica.
    f. Para las centrales RER que utilizan tecnología biomasa o geotérmica la Potencia Firme de una unidad será igual al producto de su potencia efectiva por su factor de disponibilidad. El factor de disponibilidad es igual a uno (1.0) menos el factor de indisponibilidad fortuita de la unidad., salvo que se trate de centrales de cogeneración, en cuyo caso la Potencia Firme se determina conforme al Reglamento de Cogeneración, aun cuando no sean “Centrales de Cogeneración Calificadas”.
    g. Para las centrales RER que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz, la Potencia Firme se determina conforme al procedimiento COES correspondiente. Los procedimientos para todos los casos serán propuestos por el COES al OSINERGMIN.

VALORIZACIÓN DE TRANSFERENCIAS DE POTENCIA DE PUNTA

Los Ingresos Garantizados por Potencia Firme requerida por el Sistema de cada unidad o central generadora serán determinados según los siguientes criterios y procedimientos:

a) Procedimiento de determinación de los Ingresos Garantizados por Potencia Firme:

I. Se determina la Máxima Demanda Mensual del sistema eléctrico en la hora de punta del mes, según lo definido en el literal a)-I) del Artículo 111 del Reglamento (Se determina la Máxima Demanda Mensual del sistema eléctrico, en el intervalo de 15 minutos de mayor demanda en el mes, pudiendo utilizarse para efectos del cálculo la potencia media de la energía integrada en dicho intervalo). Para dicha hora se determina la Demanda en cada barra definida por el COES, coincidente con la Máxima Demanda Mensual.

II. Para sistemas en los que la Máxima Demanda más la Reserva es mayor que la Potencia Efectiva Total, la Potencia Firme Remunerable es igual a la Potencia Firme. En los sistemas donde la Máxima Demanda más la Reserva es menor o igual a la Potencia Efectiva Total, la Potencia Firme Remunerable será determinada mediante el siguiente procedimiento:

1) Se determina la Potencia Disponible de cada unidad generadora como el cociente de su Potencia Firme, definida en el Artículo 110 del Reglamento, y el factor de Reserva Firme.

2) Se efectúa el despacho económico de potencia de las unidades de generación, mediante un flujo de carga óptimo para la hora de punta del mes, considerando:

i) como potencia de la unidad, su Potencia Disponible;

ii) como costo variable, el definido por el COES para la optimización de los despachos de energía; y

iii) como demanda, la Demanda Coincidente definida en el literal a)-I). Las potencias de cada unidad generadora resultantes del despacho económico de potencia, se denomina Potencia Disponible Despachada.

3) La Potencia Firme Remunerable es igual a la Potencia Disponible Despachada por el factor de Reserva Firme.

III) Se determina el Precio de Potencia Garantizado en cada una de las barras donde se requiera. Dicho precio será igual al producto del Precio de Potencia en Barra, sin incluir los peajes, multiplicado por el factor de ajuste

del Ingreso Garantizado. Inicialmente, el factor de ajuste del Ingreso Garantizado será igual a 1.0, y posteriormente será evaluado según el literal V) siguiente.

IV) Se determina el Ingreso Garantizado Preliminar de cada unidad generadora, multiplicando el Precio de Potencia Garantizado por la Potencia Firme Remunerable de la unidad. El Ingreso Garantizado Preliminar Total es igual a la suma de los Ingresos Garantizados Preliminares de todas las unidades generadoras.

V) El factor de ajuste del Ingreso Garantizado será igual al cociente del Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema, definido en el literal c)-II) del Artículo 111 del Reglamento, y el Ingreso Garantizado Preliminar Total.

VI) El Ingreso Garantizado de cada unidad generadora, será igual al producto de su Ingreso Garantizado Preliminar definido en el literal IV), por el factor de ajuste del Ingreso Garantizado definido en el literal V).

VII) El Ingreso Garantizado de cada generador será igual a la suma de los Ingresos Garantizados de sus unidades generadoras.

b) Para efectos de determinar el despacho económico de potencia a que se refiere el literal a)-II) que antecede, el COES deberá considerar en lo pertinente y según la operación normal del sistema las restricciones de capacidad en las redes de transmisión a efectos de limitar la Potencia Firme Remunerable de las unidades generadoras asociadas al déficit de transmisión.

c) Incentivos a la Disponibilidad:

I) En caso que alguna unidad o central generadora supere los límites de indisponibilidad anual y/o mensual permitidos, y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme Remunerable, será considerada en el mes siguiente con un costo variable de operación igual al costo de racionamiento.

II) En tanto alguna unidad o central generadora no cuente con las garantías de transporte eléctrico o de combustible señalados en el inciso c) del Artículo 110 del Reglamento (Capacidad de transporte de combustible garantizado para las centrales térmicas. En el caso de unidades térmicas que usan gas natural como combustible, se considerarán los contratos a firme por el transporte del gas desde el campo hasta la central), y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme Remunerable, será considerada en los meses siguientes con un costo variable de operación igual al costo de racionamiento.

III) La unidad o central generadora que se encuentre en algunas de las situaciones descritas en I) y/o II) que anteceden, será objeto de un descuento en su Ingreso por Potencia y que no podrá ser superior al 10% de sus ingresos anuales por potencia. El COES, en función de la magnitud del riesgo en que coloca al sistema eléctrico, determinará dicho descuento y la forma en que será distribuido entre los demás generadores.

d) La Reserva Firme, el Margen de Reserva Firme y el factor de Reserva Firme serán determinados según el siguiente procedimiento:

I) Se ubican las potencias efectivas de las unidades de generación en orden creciente de sus costos variables de producción, considerando de ser el caso lo dispuesto en el numeral V) siguiente;

II) Se determina la unidad generadora cuya fracción de potencia efectiva colocada, acumulada a la potencia efectiva de las unidades que la precedieron, iguala a la Máxima Demanda a nivel generación más el Margen de Reserva;

III) Se determina la Potencia Firme Colocada como la suma de potencias firmes de las unidades señaladas en el numeral anterior, considerando para la última unidad generadora únicamente su potencia firme equivalente a la fracción de la potencia efectiva colocada por ella;

IV) La Reserva Firme es igual a la Potencia Firme Colocada a que se refiere el literal III) que antecede menos la Máxima Demanda. El Margen de Reserva Firme es igual a la Reserva Firme entre la Máxima Demanda. El factor de Reserva Firme es igual al Margen de Reserva Firme más uno (1.0);

V) En el caso que algunas de las unidades generadoras hayan sido excluidas de la remuneración por potencia, se deberá recalcular el factor de Reserva Firme.

e) El Margen de Reserva para cada sistema eléctrico, será fijado por el Ministerio cada 4 años o en el momento que ocurra un cambio sustancial en la oferta o demanda eléctrica. Para fijar al Margen de Reserva se deberá considerar criterios de seguridad, confiabilidad y economía en el abastecimiento de la demanda eléctrica a nivel de alta y muy alta tensión.

CÁLCULO DE TRANSFERENCIAS DE POTENCIA DE PUNTA ANUAL

Los Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema de cada unidad o central generadora serán determinados según los siguientes criterios y procedimientos:

a) Procedimiento de Determinación de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada:

I) Se fijan los Factores de Distribución Horario del Precio de Potencia para cada una de las horas del día de todo el año. Estos factores pueden ser clasificados por días laborales y no laborales, y por meses de avenida y estiaje. Los Factores de Distribución Horaria del Precio de Potencia están en función de la Probabilidad de Pérdida de la Demanda en cada hora (PPD). El Ministerio fijará dichos factores, cuya vigencia no podrá ser inferior a 4 años, basado en criterios de eficiencia y en la PPD de un sistema de generación económicamente adaptado. La fijación de los nuevos valores se efectuará con una anticipación no menor de un año a su entrada en vigencia.

II) El Factor de Ingresos Horarios de Potencia es igual al producto de la Generación Horaria del período en evaluación, por el Factor de Distribución Horaria del Precio de Potencia y por el factor de Pérdida de la Barra definido en el Artículo 127 del Reglamento (se refiere a las situaciones que se producen en los casos en que existan sistemas de transmisión, que por no estar económicamente adaptados a la demanda, produjeran discontinuidades en un sistema interconectado; en estos casos, el cálculo de los factores nodales de energía se efectuará empleando las características reales de dicho sistema de transmisión).

III) El factor constante del Precio Horario de Potencia es igual al cociente del monto anual del Ingreso Adicional por Potencia Generada definido en el literal c)-I) del Artículo 111 del Reglamento (El monto mensual asignado al Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema será igual al monto mensual del Ingreso Disponible multiplicado por el factor de Incentivo al Despacho. El monto anual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema será igual a la suma de los montos mensuales), y el Factor de Ingresos Horarios de Potencia.

IV) El Precio Horario de Potencia en cada intervalo de tiempo y en cada barra es igual al producto del factor constante del Precio Horario de Potencia por el factor de Pérdida de la Barra y por el Factor de Distribución Horaria del Precio de Potencia en ese intervalo.

V) La Potencia Despachada por cada unidad generadora en cada intervalo de tiempo, durante el período de cálculo, es el resultado de la operación de las centrales según lo dispuesto por el COES.

VI) El Ingreso Adicional por Potencia Generada de cada unidad generadora, es igual a la suma de sus Ingresos Adicionales Horarios durante el período de cálculo. El Ingreso Adicional Horario de cada unidad, es igual al producto de su Potencia Despachada en esa hora por el Precio Horario de Potencia en la barra respectiva.

VII) El Ingreso Adicional por Potencia Generadora de cada generador, es igual a la suma de los Ingresos Adicionales de sus unidades generadoras.

b) La distribución del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema es de periodicidad anual, entre el 1 de mayo y el 30 de abril del año siguiente, siendo de carácter provisional las distribuciones mensuales de los Ingresos Adicionales, las que deberán ser ajustadas al momento de efectuar la liquidación anual. El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo. Dichos procedimientos deben contener los principios básicos de la metodología de cálculo, entre ellos la determinación del Precio Horario de Potencia que distribuya el monto anual del Ingreso Adicional entre las unidades de generación despachadas y considere el efecto de la red de Transmisión.

MANTENIMIENTO MAYOR DE LAS UNIDADES MANTENIMIENTO MAYOR DE UNIDADES GENERADORAS

El mantenimiento mayor de las unidades generadoras, y equipos de transmisión del sistema eléctrico será coordinado por el COES de acuerdo con el procedimiento señalado en el artículo siguiente. Se entenderá por mantenimiento mayor aquel cuya ejecución requiera el retiro total de la unidad generadora o equipo principal de transmisión, durante un período superior a 24 horas. El equipo principal de transmisión será calificado por el COES.

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO

El COES coordinará el mantenimiento mayor de acuerdo al siguiente procedimiento:

a) Elaborará para cada año calendario, a base de la información de los integrantes, un programa preliminar de mantenimiento mayor que minimice el costo anual de operación y de racionamiento del sistema eléctrico. Este programa será comunicado a los integrantes, a más tardar el 31 de octubre del año anterior;

b) Cada integrante comunicará al COES sus observaciones al programa preliminar, a más tardar el 15 de noviembre, indicando períodos alternativos para el mantenimiento mayor de sus unidades y equipos de transmisión;

c) Evaluados los períodos alternativos propuestos por los integrantes, el COES establecerá un programa definitivo con el mismo criterio de minimización señalado en el inciso a) de este artículo, el que será comunicado a los integrantes a más tardar el 30 de noviembre; y, d) Los integrantes deberán efectuar el mantenimiento mayor ciñéndose estrictamente al programa definitivo, comunicando al COES con siete (7) días calendario de anticipación, el retiro de servicio de la unidad generadora o equipo de transmisión correspondiente. Igualmente, comunicarán al COES la conclusión del mantenimiento.

- PROCEDIMIENTOS PARA APLICAR LAS DISPOSICIONES DE LA LEY, QUE SE HAN RESUMIDO EN LOS PUNTOS ANTERIORES.

La autoridad de sector eléctrico de Perú, ha dispuesta el desarrollo de diferentes Procedimientos a través de los cuales se establecen las formas que se deben cumplir para la aplicación de los preceptos de la ley, resumidos en los puntos anteriores.

Los siguientes son los Procedimientos relacionados con la tarificación de la potencia:

- Determinación de la potencia efectiva y rendimiento de las unidades de generación termoeléctrica. Con este procedimiento se establece un procedimiento de medición y cálculo para lograr este objetivo. Procedimiento PR17.

- Determinación de la potencia efectiva de centrales hidroeléctricas. El objetivo es establecer un procedimiento de medición y cálculo para determinar la potencia efectiva y el caudal turbinado de las centrales hidroeléctricas en operación. Procedimiento PR18

- Pruebas de unidades de generación. Objetivo es determinar el procedimiento a seguir para la programación de la operación de unidades de generación en prueba, nuevas o luego de un trabajo de mantenimiento; determinar las previsiones a considerar en caso de falla de estas unidades, el reconocimiento de la energía inyectada al sistema y las compensaciones que se puedan dar a otros generadores. Procedimiento PR19.

- Factores de indisponibilidad de las unidades de generación. Su objetivo es establecer los criterios para la determinación de los factores de indisponibilidad, los factores de presencia y los incentivos a la disponibilidad de las unidades de generación que se utilizan para el cálculo de los Ingresos Garantizados por Potencia Firme. Procedimiento PR25.

- Cálculo de la Potencia Firme de las unidades generadoras. Procedimiento PR26.

- Valorización de las Transferencias de Potencia. El ingreso por Potencia de un generador integrante del COES es igual a la suma de su Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema y su Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema. El egreso por Potencia de un Generador Integrante del COES es igual a su Egreso por Compra de Potencia al Sistema. Por consiguiente, la valorización de la Transferencia de Potencia de cada Generador Integrante del COES será igual a su Ingreso por Potencia menos su Egreso por Potencia. Procedimiento PR30.

- Programación del Mantenimiento para la operación del sistema interconectado.

Su objetivo es establecer los procedimientos a seguir en la elaboración de los programas de mantenimiento de los equipos principales de generación y transmisión del SICNAC, y definir las responsabilidades de los Integrantes y asimismo la información necesaria requerida y ejercer el control para su cumplimiento. Procedimiento PR12.

5. REMUNERACIÓN DE LA POTENCIA EN CHILE

5.1. Introducción

Con el objeto de contextualizar las disposiciones de la norma de transferencia de potencia que se diseña en el presente estudio, resulta conveniente hacer una reseña de la evolución que ha tenido el tema de la remuneración de la potencia en Chile, el que se aborda en los puntos siguientes.

5.2. Energía y Potencia

En el mercado mayorista de electricidad de Chile se remunera a los generadores por su generación de energía y por su potencia firme.

Un generador vende al sistema la energía inyectada a la red, la que es valorizada al costo marginal de energía horario (mercado spot). La producción es determinada por el Centro de Despacho Económico de Carga, con el objeto de realizar una operación a mínimo costo del conjunto del sistema.

La potencia firme vendida en ese mercado en cambio, no se define como igual a la potencia instalada, ni a la potencia máxima generable, ni a la potencia efectivamente generada en un instante determinado, sino como la potencia que es capaz de producir un grupo generador con una alta probabilidad para abastecer demanda en las horas de punta del sistema. Es decir la potencia firme mide el aporte de la central a la confiabilidad del sistema. Esta potencia es remunerada al costo marginal de la potencia de punta.

Por razones de simplicidad, las regulaciones establecen que el costo marginal de la potencia de punta es igual al costo de capital más costos fijos de operación y mantenimiento de una turbina a gas de referencia.

5.3. Potencia Firme

El concepto de potencia firme no se encuentra definido en la “Ley General de Servicios Eléctricos” (DFL Nº 1 de Minería de septiembre de 1982, reemplazado por el DFL Nº 4 de Minería de febrero de 2007). No obstante lo anterior, ley establece el criterio de remunerar la potencia, y que los precios de nudo tienen una componente de potencia. La primera referencia a la potencia firme y a la forma de cálculo de la misma se encuentra en el “Reglamento de Coordinación de la Operación Interconectada de Centrales Generadoras y Líneas de Transporte” (Decreto Supremo Nº 6 de Febrero de 1985, DS-6/1985).

En la descripción de la forma de cálculo de la potencia firme de dicho Reglamento queda claro que se trata de un concepto probabilístico cuando se señala (artículo 27) que “se determina la potencia total que el conjunto de todas las unidades generadoras es capaz de garantizar en las horas de punta, con una probabilidad superior o igual a la que defina el Reglamento Interno. El valor mínimo de dicha probabilidad será igual a 0,95”

En consecuencia el sistema remunera la potencia que un generador es capaz de producir, con una alta probabilidad, en las horas de punta del sistema. La potencia disponible para abastecer la demanda es una variable aleatoria pues ella es afectada por las fallas mecánicas de las unidades, por el comportamiento aleatorio de los caudales afluentes a las centrales hidroeléctricas y el viento en las centrales eólicas, y las condiciones climáticas y la radiación solar en las centrales solares.

Garantizar el abastecimiento en horas de punta con una probabilidad superior o igual 0,95 significa que la potencia disponible del conjunto de unidades generadoras tiene una probabilidad 95% de ser mayor a la demanda de punta del sistema.

5.4. Transacciones de Potencia Firme

El DS-6/1985 señala que “la transferencia de potencia de punta entre un integrante del CDEC y el resto será igual a la diferencia entre su demanda de potencia de punta y su potencia firme” y define que “por demanda de potencia de punta se entenderá la máxima demanda media horaria bruta comprometida con sus clientes en las horas de punta anual del sistema”. También señala que “las transferencias de potencia de punta entre integrantes serán valorizadas con los costos marginales de potencia de potencia de punta correspondientes a las subestaciones en que tales transferencias se originen”.

Estos conceptos se han mantenido vigentes y se incorporaron a la Ley General de Servicios Eléctricos en marzo de 2004 (Ley Corta I), indicando que los precios de nudo de la potencia y que las transferencias pueden hacerse por sistemas o subsistemas, si estos últimos son definidos en los informes técnicos de precios de nudo.

Un generador con déficit de potencia firme en relación a sus contratos aparece como un comprador de dicho déficit en el mercado spot. En tanto un generador con excedentes de potencia firme aparece como un vendedor de potencia firme en el mercado spot. Los generadores pagan este déficit y reciben el pago por los excedentes en 12 cuotas iguales.

El balance de compras y ventas de potencia firme se efectúa a principios de cada año sobre la base de estimaciones de los retiros de potencia a la hora de máxima demanda en horas de punta, pero este el balance se recalcula una vez transcurrido el período de punta, y se efectúa la reliquidación correspondiente.

En relación con las transferencias de potencia en períodos en los cuales la metodología ha estado cuestionada por los agentes, las transferencias se determinan con potencias firmes calculadas por una metodología provisoria aprobada en el Directorio del CDEC por mayoría.

5.5. Precio de la Potencia

El precio básico de la potencia de punta es el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico con el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico (Ley General de Servicios Eléctricos, artículo 162). Este valor se incrementa en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico.

El precio de básico de potencia se ubica en el o los nudos del sistema más convenientes económicamente para agregar una unidad marginal de capacidad instalada. Para otros nudos del sistema se calcula un factor de penalización de potencia de punta que multiplicado por el precio básico de la potencia de punta determina el precio de la potencia de punta en la subestación respectiva. Los factores de penalización de potencia de punta toman en cuenta las pérdidas marginales de transmisión de potencia de punta, para el sistema de transmisión operando con un nivel de carga tal que dicho sistema esté económicamente adaptado.

La CNE realiza periódicamente estudios para definir la unidad más apropiada para instalar en el SIC y en el SING y su costo correspondiente. Cada seis meses, al fijarse los Precios de Nudo, el precio de la turbina, de la línea de conexión y los costos fijos se actualizan según la variación de los índices de precios de Chile para la moneda nacional, del índice de precios al consumidor de EE.UU. de N.A. para la moneda extranjera y la tasa de cambio.

5.6. Evolución de la metodología de cálculo de la potencia firme en el SIC

5.6.1. Período 1985-1986

En 1985 se dictó el Reglamento para la Coordinación de la Operación de Centrales Generadoras en Sistemas Interconectados (Decreto Supremo Nº 6 de Enero 1985), que determinó la forma de cuantificar y valorizar las transferencias de potencia de punta entre integrantes del CDEC-SIC.

El procedimiento de cálculo de la potencia firme determina la potencia firme con la potencia que pueden aportar para garantizar una potencia disponible, en las horas de punta, con una probabilidad de excedencia de 95%.

Esta metodología se aplicó para el cálculo de la potencia firme de 1985 y 1986 a partir de una distribución de probabilidades de potencia disponible de cada central individual que tomaba en cuenta las fallas mecánicas y la disponibilidad hidrológica para dar la potencia en 3 horas de punta.

Este procedimiento, sin embargo, dio origen a interpretaciones diversas en relación con el cálculo de la potencia firme de las centrales hidroeléctricas y el tratamiento a los excedentes de potencia firme por sobre la demanda máxima, concluyendo en una divergencia entre los integrantes del CDEC-SIC.

5.6.2. Período 1987-1999

La divergencia fue resuelta por el Ministro de Economía en marzo de 1987. Entre los criterios básicos que estableció como sustento de la metodología propuesta se señala que "la potencia firme debe reflejar los atributos intrínsecos de cada unidad para abastecer, con alta seguridad, las horas de mayor carga del sistema. Debe orientar adecuadamente, en el sentido de una correcta asignación de recursos, el diseño de nuevas centrales, especialmente en lo relativo a factor de carga y capacidad de regulación de las centrales hidroeléctricas".

Esta metodología introdujo el concepto de que la potencia firme de las unidades no debía determinarse sólo mirando las horas de máxima demanda del sistema, sino que también era necesario considerar el efecto de abastecimiento de energía dentro del período denominado "de punta". Para medir este aporte se incorporó un procedimiento de llenado de curva de carga simplificada del sistema, durante el período de mayor demanda (abril-septiembre) para una condición hidrológica seca, con probabilidades de excedencia entre 95% y 98%.

La metodología indicada se aplicó sin problemas hasta 1995, surgiendo divergencias en el período 1996-1998.

5.6.3. Período 2000-2014

El Decreto Supremo Nº 327 del 10 de Septiembre de 1997 (DS-327/1997) modificó el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos. En relación con la definición y cálculo de la potencia firme señala:

- Las horas de punta son aquellas horas del año en las cuales existe la mayor probabilidad de pérdida de carga del sistema.

- La potencia firme debe considerar:
    - la indisponibilidad mecánica,
    - la variabilidad hidrológica,
    - el nivel de los embalses, y
    - los tiempos necesarios para la partida e incrementos de carga de las unidades

- Las potencias firmes de las unidades del sistema se ajustan, mediante un factor único, de modo que la suma de todas ellas sea igual a la demanda máxima en horas de punta.

La forma de traducir estos conceptos en una metodología de cálculo de la potencia firme de las centrales generó interpretaciones diversas entre los generadores integrantes del CDEC-SIC y CDEC - SING, resultando en una serie de divergencias que condujeron a sucesivas resoluciones del Ministro de Economía y, a partir de 2004, dictámenes del Panel de Expertos. Con la solución de las controversias presentadas al Panel de Expertos (la última en marzo de 2005) el CDEC - SIC calculó las potencias firmes definitivas que estaban pendientes desde el año 2000, reliquidándose los pagos provisorios que habían hecho los generadores en cada uno de esos años.

Los principales conceptos en aplicación después de las resoluciones ministeriales y dictámenes del Panel de Expertos son los siguientes:

- Horas de Punta.

  - Las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga en el SIC son ocho horas, entre los meses de mayo a septiembre, desde las 10:00 a las 13:00 y desde las 18:00 a las 23:00, exceptuando los sábados, domingos y festivos

  - Para el cálculo de la potencia inicial de las centrales con capacidad de regulación se deben considerar 153 ciclos diarios iguales entre el 1 de mayo y el 30 de septiembre, incluyen sábados, domingos y festivos.

  - Se consideran de 8 horas de punta para los efectos de los cálculos de la potencia inicial de las centrales con regulación.

  - Para la determinación de la demanda máxima en las horas de punta del sistema, se consideran 5 horas (18:00 a 23:00) de abril a septiembre.

- Se realizan 3 cálculos independientes: uno para el atributo de suficiencia y dos para cuantificar el aporte de la central a la seguridad del sistema:
  - Potencia de suficiencia
  - Potencia por tiempo de partida
  - Potencia por tiempo de incremento de carga

- Los tres procedimientos de cálculo se inician con la potencia inicial de la central
- Potencia de suficiencia

- La potencia de suficiencia se calcula con el modelo de potencia firme propuesto por la Dirección de Operación.
- Este modelo determina la probabilidad condicionada asociada al evento de entregar la oferta de potencia de la central en análisis, dado que la oferta del sistema es mayor que la demanda máxima de este. Esta probabilidad se obtiene como el producto entre la probabilidad de entregar la oferta de dicha central y el cociente entre la distribución conjunta de oferta del sistema, sin considerar la central en análisis, sobre la distribución conjunta total del sistema.

- Potencia por tiempo de partida
  - Se calcula la potencia alcanzada en 5 horas partiendo en frío
  - El factor de tiempo de partida es igual a la energía generada hasta las 5 horas dividido por la energía que generaría si la partida fuera instantánea
  - La potencia por tiempo de partida es igual a la potencia inicial por el factor de tiempo de partida

- Potencia por toma de carga
  - Se calcula la potencia que alcanza la central en 5 horas partiendo del mínimo técnico
  - El factor de toma de carga es igual a la energía generada hasta las 5 horas dividido por la energía que generaría si la toma de carga fuera instantánea
  - La potencia por toma de carga es igual a la potencia inicial por el factor de toma de carga

- Potencia firme preliminar
  - En el SIC, la potencia firme preliminar de cada central se determina sumando la potencia obtenida para cada central en los 3 casos (suficiencia, tiempo de partida, tiempo de toma de carga) ponderados por 80%, 10% y 10% respectivamente.
  - En el SING, los porcentajes son 50%, 25% y 25%, respectivamente.

- Ajuste de potencias firmes preliminares
  - Las potencias firmes preliminares se ajustan aplicando un factor único de modo que la suma de todas ellas se igual a la demanda máxima de las horas de punta

- Se verifica que las potencias firmes calculadas pueden ser inyectadas y pueden transitar en el sistema de transmisión. A aquellas centrales que no pueden inyectar y transitar su potencia firme por el sistema de transmisión se les reduce la potencia firme.

- Autoproductores
  - Se deben considerar sólo los excedentes de potencia.

5.7. Reglamento de Transferencias de Potencia de 2006 (DS 62/2006)

En junio de 2006 se publicó el Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras Establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto Ministerio de Economía Nº 62/2006 del 16 de junio de 2006). Los principales cambios en relación con la metodología vigentes son los siguientes:

- La potencia suficiencia, como se denomina en este reglamento al actual concepto de potencia firme, se calcula tomando en cuenta el año completo (no sólo los 5 meses utilizados en la metodología vigente actualmente en el SIC)

Artículo 37: En sistemas con capacidad instalada de generación hidroeléctrica menor o igual a 20%, para cada año de cálculo la Potencia Inicial de cada unidad generadora hidroeléctrica será determinada como el promedio de la potencia inyectada al sistema durante las horas de control tarifario de la potencia a clientes sometidos a regulación de precios.

- En el caso del SIC, la potencia inicial en el cálculo de la de suficiencia de las centrales hidroeléctricas toma en cuenta la forma en que ellas colocarían su energía en una curva de duración anual de demanda (no solo de 8 horas diarias) considerando sus capacidades de regulación.
- En el caso del SING (menos de 20% de generación hidroeléctrica) el DS 62/2006 dispone que la potencia inicial de las centrales hidroeléctricas es determinada como el promedio de la potencia inyectada al sistema durante las horas de control tarifario de la potencia a clientes sometidos a regulación de precios.
- En ambos sistemas la disponibilidad de los combustible es considerada en las centrales térmicas.

A través del Decreto Supremo Nº44 de marzo de 2007 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, se estableció que este reglamento se aplicará a partir del momento en que se encuentren implementados los servicios complementarios en el CDEC.

El cuadro siguiente presenta de manera resumida una comparación entre la metodología vigente para la potencia firme y la establecida en el DS 62/2006 para la potencia de suficiencia.

Ítem	Metodología vigente	Decreto 62/2006
Nombre	Potencia firme	Potencia de suficiencia
Potencia total remunerada	Demanda máxima en horas de punta SIC: 18-23, May-Oct SING: 18-23, todo el año	Promedio de las 52 demandas horarias más altas en el año
Período considerado	SIC Año hidrológico (abr-mar), SING Año calendario (ene-dic)	Año hidrológico (no se dice en forma explícita)
Definición de potencia	Generación neta	Generación neta
Demanda máxima consumidor	Demanda a la hora de la demanda máxima del sistema utilizada para la potencia firme	Promedio de las 52 Demandas más altas en el período de control de punta, como lo establezca el decreto que fija los precios de nudo de corto plazo. Ajustada de modo que la suma de todas sea igual a la demanda máxima utilizada para la potencia de suficiencia.
Potencia máxima de una central	Capacidad que genera cuando es despachada en período de punta	Definida según el literal j) del art. 13 del DS62/2006
Tasa salida forzada	Medida en el período de punta en el SIC y en todo el período en el SING	Tasa total anual
Período para cálculo de tasa salida forzada	SIC: 10 años SING: 5 años	5 años
Mantenimiento	No considerado si se realiza fuera del período de punta	Afecta la potencia inicial. Si excede el plazo de mantenimiento programado a comienzos de año, afecta la tasa de tasa de salida forzada.

Ítem	Metodología vigente	Decreto 62/2006
Conceptos involucrados en cálculo de potencia firme/suficiencia	-PF suficiencia -PF toma de carga -PF tiempo de partida -Potencia firme (ponderación de 3 valores anteriores y ajuste a demanda)	Potencia de suficiencia, exclusivamente.
Etapas potencia de suficiencia	-Potencia inicial (insumo principal) -Potencia de suficiencia (tasa salida forzada) -Potencia firme (pondera potencia de suficiencia)	-Potencia inicial (insumo principal) -Potencia de suficiencia preliminar (mantenimiento, tasa salida forzada) -Potencia de suficiencia (ajuste a demanda)
Energía de pasada centrales hidro	Energía afluente: -año más seco del sistema, -energía afluente may-sep	Energía afluente: -promedio 2 años más secos, -energía afluente año completo No se explicita que sean los años del sistema (art 39)
Energía embalse inicial central hidro	Energía afluente más energía inicial embalse. Energía inicial= energía embalsada en promedio 4 años de menor energía al 1-mayo de los últimos 15 años	Energía afluente más energía inicial embalse. Energía inicial= energía embalsada promedio de los últimos 20 años al 1-abr.
Potencia inicial hidro	SIC: Potencia empuntable 8 horas/día, 7 días/semana.Individualmente. SING: promedio de la generación media horaria durante las horas de punta de una ventana móvil de 5 años.	Potencia colocable en curva de duración anual. Individualmente y en conjunto
Potencia inicial térmica	SIC: considera indisponibilidad en horas de punta. SING: se considera indisponibilidad en todas las horas del año. Ambos no consideran	Indisponibilidad todas las horas del año. Reduce potencia por indisponibilidad de combustible.

Ítem	Metodología vigente	Decreto 62/2006
	restricción de disponibilidad de combustible.	
Potencia inicial eólicas y solares	SIC: -Generación 10-13 y 18-23 may-sep. -Año histórico de menor producción individualmente. SING: Generación media horaria inyectada al sistema en las horas de punta, para una ventana móvil de 5 años.	Definición debe considerar el tipo de insumo utilizado, sin precisar como.

6. MARCO CONCEPTUAL PARA LA NORMA DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA A APLICAR EN CHILE

6.1. Introducción

En este capítulo se desarrollan los temas señalados en las letras a) a e) del objetivo específico N° 1 señalados en las bases, y un tema identificado en la letra f) de dicho objetivo. Antes del tratamiento de los temas se entregan consideraciones previas a tener en cuenta en el análisis de las disposiciones normativas para las transferencias de potencia, así como algunos aspectos conceptuales.

6.2. Consideraciones previas

En el análisis de las disposiciones normativas sobre transferencia de potencia se ha tenido en cuenta las siguientes consideraciones previas:

i) Coordinación con las disposiciones del DS 62/2006: Se busca que las normas a elaborar guarden coherencia con las disposiciones establecidas en el DS 62/2006, que son aquellas que las normas buscan facilitar su aplicación. Sin embargo, en el caso en que en determinada materia se considera conveniente mejorar lo dispuesto en las normas reglamentarias, ello se ha efectuado, describiéndose y justificándose las adecuaciones que deberían hacerse a dicho DS.

ii) Coordinación con disposiciones que se están elaborando como procedimientos para aplicar la norma técnica de seguridad y calidad de servicio (NTS&CS): Como se sabe, en paralelo con el presente estudio de Norma de Transferencia de Potencia, la CNE encargó, a otro consultor, la elaboración de disposiciones en materia de medición de la potencia máxima de unidades generadoras, las que se están elaborando como el Anexo XVI de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTS&CS). Las disposiciones contenidas en un borrador de dicho anexo fueron revisadas por el consultor y han sido objeto de modificaciones en el presente estudio. Al respecto, la CNE deberá efectuar la compatibilización correspondiente, de manera de no tener criterios normativos diferentes para una misma materia. En todo caso, las normas analizadas más adelante en el presente estudio se han propuesto bajo el concepto de tener una norma de transferencia de potencia que sea autocontenida, de manera que en aquellos casos en que las disposiciones del señalado borrador de Anexo XVI de la NTS&CS son concordantes con el diseño adoptado para la norma objeto de este estudio, se propone que ellas sean incorporadas en esta última.

6.3. Aspectos conceptuales

El alcance de este estudio cubre el diseño de disposiciones normativas para aspectos específicos de la norma de transferencia de potencia, que el DS N° 62/2006 ha dispuesto deben ser normados, contenidos en las letras a) a e) de las bases del estudio. El alcance

también cubre el diseño de toda otra norma que el consultor estime conveniente elaborar para facilitar la aplicación de dicho reglamento, según dispone la letra f) de las bases del estudio. De la revisión del DS N° 62/2006 el consultor ha constatado que un aspecto de primera importancia que no está suficientemente reglamentado en el DS N° 62/2006 es el que se refiere a los criterios para establecer la potencia de suficiencia de las centrales de ERNC; particularmente de las centrales solares y eólicas.

Las disposiciones generales establecidas en dicho reglamento disponen que para la determinación de la potencia de suficiencia de las unidades generadoras ERNC se apliquen los mismos procedimientos aplicados a las centrales convencionales, atendiendo a las características del insumo primario con que ellas cuentan.

En opinión del consultor, para determinar la potencia de suficiencia de centrales solares y eólicas se debe tener presente que el DS N° 62/2006 cambió el concepto de potencia a reconocer, en relación con el criterio que está detrás de las normas actuales. En efecto, al contrario del enfoque del reglamento anterior, de potencia firme, que se centraba en establecer dicha potencia en un bloque horario en torno a la demanda de punta, en el DS N° 62/2006 se observa un enfoque distinto, en orden a establecer que la potencia de suficiencia de cada unidad generadora no se refiere a la capacidad que esta tiene de atender el suministro de la demanda de punta con alta disponibilidad, sino que también debe hacerse cargo de atender al suministro de la demanda de energía.

6.4. Mecanismos y procedimientos de acreditación que corresponda aplicar a los medios de generación operados en sincronismo y que no están sujetos a la coordinación del CDEC respectivo

6.4.1. Introducción

Lo que señala el DS 62/2006

El DS 62/2006, en sus artículos 8, 9 y 16, establece los lineamientos a considerar en el tratamiento de los medios de generación operados en sincronismo y que no estén sujetos a coordinación. Específicamente se señala que:

- Aquellas empresas que posean medios de generación operados en sincronismo y que no estén sujetos a la coordinación del CDEC respectivo, podrán solicitar a la DO ser incluidos en las transferencias de potencia, debiendo aportar para ello todos los antecedentes que sean solicitados por el CDEC. (Artículo 8)

- Para el cálculo de las Potencias Inicial, Suficiencia preliminar y definitiva de los

medios de generación no sujetos a la coordinación del CDEC, se deberá aplicar un tratamiento metodológico equivalente al que se aplica a las unidades generadoras sujetas a la coordinación del CDEC. Pudiéndose adoptar simplificaciones o agrupaciones.(Artículo 9)

- A fin de incluir en la potencia de estas unidades en las transferencias de potencia, los propietarios deberán entregar toda la información estadística solicitada para estos efectos por el CDEC (Artículo 16).

Lo que dispone el DS 291/2008

Sin embargo, el DS 291 de 2008, que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los CDEC, dispuso que toda central generadora que opere interconectada al sistema reúne la condición de coordinado (Artículo 14). El DS 291 no hace distinción del requisito de coordinación por el CDEC ni por tamaño ni por otra característica del medio de generación, de manera que este DS 291 vino a derogar tácitamente la categoría de centrales no coordinadas por el CDEC del DS 62.

Modificación necesaria del DS 62

No obstante lo anterior, es posible atender al espíritu de las citadas disposiciones del DS 62, en cuanto a establecer simplificaciones al cálculo de la potencia de suficiencia de centrales generadoras pequeñas que, estando coordinadas por el CDEC, son despachadas por sus propietarios, es decir, son autodespachadas. Estas centrales corresponden a los PMGD, y a los PMG que opten por ser autodespachados, ambos como se definen en el DS 244 de 2005.

Conforme a lo señalado, se propone la modificación del inciso primero del artículo Nº 8 del Decreto Supremos Nº62/2006, Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras, establecidas en la Ley Eléctrica quedando como sigue:

"Artículo 8.- **Los pequeños medios de generación, PMG, que opten por ser autodespachados y los pequeños medios de generación distribuidos, PMGD, a que se refiere el DS 244 de 2005, serán incluidos en las transferencias de potencia, para lo cual** deberán aportar todos los antecedentes e información que les solicite el CDEC a efectos que la DO lleve a cabo los cálculos y balances de inyecciones y retiros pertinentes".

6.4.2. Elementos para el desarrollo sugerido para la NT

Para los efectos de la NT, se entenderá por Medios de Generación Autodespachados a todos los PMGD y a los PMG que opten por ser autodespachados, definidos en el DS 244 de 2005.

Dados los procedimientos que se propondrán para el cálculo de la potencia de suficiencia de las unidades generadoras, se requiere que los PMG autodespachados y los PMGD (autodespachados por definición), entreguen la siguiente información:

A) Generadores termoeléctricos:

a) Disponibilidad de combustible primario: contrato de suministro con su proveedor.
b) Disponibilidad de combustible alternativo.

B) Generadores hidroeléctricos:

a) Afluente correspondiente a cada uno de los dos años hidrológicos con menor energía afluente del sistema.

C) Generadores eólicos y solares:

a) Generación anual en los dos años de menor generación en la estadística disponible.
b) Información estadística de sus programas de generación de energía para el período correspondiente.

6.5. Mecanismos, metodologías y pruebas para verificar la potencia máxima de una unidad generadora

6.5.1. Introducción

Conforme a las disposiciones establecidas en el Reglamento, la potencia máxima es el máximo valor que puede sostener una unidad generadora, de acuerdo a la norma técnica y la verificación que realice la DO a través de pruebas destinadas especialmente para este fin.

De acuerdo a dichas disposiciones, a cada unidad generadora se le asignará una Potencia de Suficiencia definitiva, en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación que se utilice y la indisponibilidad forzada de la unidad generadora e instalaciones que la conectan al Sistema de Transmisión o Distribución, caracterizadas por la Potencia Inicial y Potencia de Suficiencia preliminar, respectivamente. Para el caso de centrales hidroeléctricas, la incertidumbre

asociada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación será considerada de acuerdo a las disposiciones establecidas en el Artículo 38 y siguientes del reglamento.

La norma debe establecer los procedimientos y metodologías que resulten necesarias para dar cumplimiento a lo dispuesto en el reglamento, y en particular, fijará las condiciones, tipo, calidad y otras características propias del insumo que cada generador utilice.

De acuerdo con la definición de la letra e) del Artículo 13 del DS 62, se entenderá por Insumo Principal: Insumo o combustible con el cual la unidad generadora puede operar en forma continua, a un menor costo variable promedio durante el año anterior al año de cálculo, para una determinada Potencia Máxima

Por ejemplo, en la generación hidráulica, la norma técnica a elaborar en el estudio fijará la disponibilidad del agua que dé lugar a la potencia máxima definida para una unidad generadora.

La Norma técnica también debe referirse al caso de generadores que hagan uso de insumos alternativos, entendiéndose como tal insumo o combustible distinto al Insumo Principal, con el cual la unidad generadora puede operar en forma continua por al menos 24 horas, para la Potencia Máxima correspondiente a ese combustible.

Esta Norma también debe tener presente la normativa existente y los aportes complementarios de ser necesario en relación con el Mantenimiento mayor de unidades generadoras. Por lo tanto, debe establecer las inspecciones, mediciones y pruebas de operación de las unidades generadoras, que de acuerdo al reglamento la DO está facultada a solicitar a las empresas con el fin de verificar los antecedentes proporcionados por ellas.

Durante cada año, la DO realizará una verificación de la Potencia Máxima a todas las unidades generadoras del sistema o subsistema.

> *"Artículo 22: Durante cada año, la DO realizará una verificación de la Potencia Máxima a todas las unidades generadoras del sistema o subsistema. Los costos en que se incurra serán de cargo del propietario o titular de cada unidad generadora."*

Los criterios y condiciones bajo los cuales se debe realizar tal verificación deberán ser transparentes, no discriminatorios e informados con la debida antelación al propietario de la unidad generadora respectiva.

> *"Artículo 23: Los criterios y condiciones bajo los cuales se debe realizar tal verificación deberán ser transparentes, no discriminatorios e informados con la debida antelación al propietario de la unidad generadora respectiva."*

Restricciones tales como bajo nivel del embalse o estanque de regulación, restricciones o congestiones en el Sistema de Transmisión, compromisos de riego, caudales afluentes deprimidos, interrupción en el suministro del Insumo Principal o Alternativo, u otras restricciones equivalentes, impedirán la ejecución de la referida verificación."

"Artículo 24: En caso que una unidad generadora no sea programada para operar y por ende no sea posible verificar la Potencia Máxima por parte de la DO durante un año, para dicha unidad generadora se deberá emplear el valor utilizado en el último cálculo definitivo de transferencias de potencia."

De acuerdo al reglamento, el tercero que realice tales tareas, deberá ser escogido de común acuerdo entre la DO y la empresa propietaria. Los valores a utilizar en la determinación de las transferencias de potencia serán los que resulten de este procedimiento.

"Artículo 19: Para efectos de la determinación de las transferencias de potencia, con la debida justificación y mediante un informe técnico, la DO podrá solicitar las inspecciones, mediciones y pruebas de operación de las unidades generadoras que permitan verificar los antecedentes proporcionados por ellas, las cuales deberán ser realizadas por un tercero, con cargo a la respectiva empresa propietaria. El tercero que realice tales tareas, deberá ser escogido de común acuerdo entre la DO y la empresa propietaria. Los valores a utilizar en la determinación de las transferencias de potencia serán los que resulten de este procedimiento."

6.5.2. Análisis de la reglamentación

Del análisis de las disposiciones del DS 62, de lo discutido con los CDEC y con la CNE, y de las observaciones recibidas al informe de avance, el Consultor ha concluido que resulta conveniente realizar cambios sustantivos en los criterios establecidos en el DS 62 en relación con la manera de determinar la potencia máxima y las pruebas que deben realizarse.

- Respecto de la manera de establecer la potencia máxima, se debe diferenciar el caso de las centrales que operan frecuente o permanentemente (típicamente las unidades de base) de aquellas que operan esporádicamente (típicamente unidades de reserva). Para las primeras la potencia máxima puede medirse en el curso de la operación normal de la central. Para las segundas, en cambio, el consultor sugiere que a las unidades se les sortee y el despacho se avise en el contexto del despacho diario, y en él se mida la potencia máxima. De este modo la

prueba será un reflejo más fiel de la realidad y no estaría sujeta a "maquillajes" mecánicos o técnicos y de disponibilidad de combustible.

- En cuanto a la frecuencia de la medición de la potencia máxima el consultor no considera necesario verificar con frecuencia anual la potencia máxima de las centrales generadoras de respaldo. Cabe destacar que las regulaciones actuales señalan que de no disponerse de la potencia máxima medida en un año determinado, se utilice la última disponible (la utilizada en el año anterior).
- En cuanto a la necesidad de que en las pruebas de potencia máxima en el curso de la operación participe un especialista acordado entre el CDEC y el propietario de la central, el Consultor no lo ve necesario, puesto que con el criterio de medir la potencia máxima en el curso de la operación normal de la unidad generadora, no hay tiempo de convocar un especialista.
- Por otra parte, el consultor sugiere que se mida la potencia de centrales y no de unidades, tratándose de baterías de motores así como en el caso de centrales solares y eólicas.
- Por otra parte, existiría una indefinición reglamentaria respecto de cuáles son las dos hidrologías más secas a que hace referencia el reglamento, ya que este último no precisa si la hidrología seca debe establecerse para el sistema o para cada central o para cada cuenca. Al respecto, el Consultor recomienda que las dos hidrologías más secas a considerar correspondan a las condiciones hidrológicas a nivel del sistema.

Junto con la elaboración de la NT sobre la base de los conceptos anteriores, el Consultor efectuará la propuesta de modificación de los artículos 19, 22, 23 y 24 del DS 62 de manera que la NT sea compatible con aquel.

6.5.3. Desarrollo

Definiciones

La Potencia Máxima es el valor máximo de potencia activa bruta que es capaz de entregar, de manera continua, una unidad generadora en los bornes de salida del generador para cada una de las modalidades de operación informadas a la Dirección de Operación del CDEC (DO). A mayor abundamiento, se deberá entender que la potencia máxima se refiere a la efectiva sostenible en un mínimo de 5 horas.

Para efectos de este documento, se entenderá por Empresa Generadora a cualquier empresa propietaria, arrendataria, usufructuaria o quien explote, a cualquier título, centrales generadoras que se Interconecten al SI.

Se entenderá que una unidad, que se incorpora al parque generador del SI, habiendo informado su operación comercial al CDEC y al CDC y la DO respectiva ha aceptado su entrega formalmente, califica en la condición de Operación Comercial cuando la Empresa Generadora ha cumplido con todos los requisitos requeridos para su conexión, y, por lo tanto, está disponible para ser programada y despachada por la DO.

En los casos correspondientes a los PMGD, la operación sólo comienza con la aprobación de la empresa Distribuidora según lo establecido en el formulario 4 de la Norma NTCO aplicable a estos PMGD. Estos generadores serán incorporados al cálculo de la Potencia de Suficiencia una vez que la DO haya recibido conforme el formulario antes citado.

Realización de la Verificación Anual de la Potencia Máxima

La Potencia Máxima será determinada como el valor máximo de la potencia media generada en 5 horas continuas de operación, que se registren durante el año de cálculo de operación de la unidad en que estuvo despachada a plena carga por solicitud del CDEC

En el caso de unidades generadoras de reserva, el procedimiento para establecer la potencia máxima consistirá en sortear al azar el despacho de la unidad, el que será programado y avisado en el despacho para el día siguiente, por al menos 5 horas continuas.

En caso que una unidad generadora no sea programada para operar y no haya sido sorteada para ser despachada, y por ende no sea posible verificar la Potencia Máxima por parte de la DO durante un año, para dicha unidad generadora se deberá emplear el valor vigente de potencia máxima.

Programación e Instancias de medición de la Potencia Máxima.

Las unidades de generación que no operen normalmente y que podrán ser objeto de una medición de potencia máxima sin el procedimiento de sorteo de su despacho serán las siguientes:

a) Unidades generadoras que hayan cumplido 35.000 horas de operación u horas equivalentes de operación (HEO), según corresponda, desde la última realización de una prueba de Potencia Máxima o hayan cumplido 5 años desde la última realización de esta prueba.
b) A solicitud de la Empresa Generadora que requiera la realización de una mediciónde Potencia Máxima para alguna de sus unidades generadoras.
c) Unidades generadoras para las cuales la DO identifique la necesidad de revisar el valor de su Potencia Máxima.

Para medir la potencia máxima el procedimiento consistirá siempre en programar la unidad para el despacho del día siguiente, y registrar la potencia máxima durante la operación normal de la unidad.

Caso de baterías de motores y de centrales eólicas y solares

Para el caso de centrales conformadas por baterías de motores, o bien de centrales eólicas y solares fotovoltaicas, que poseen varias unidades generadoras iguales, la recomendación del consultor es hacer la medición para la central o grupo de unidades generadoras completo y no para cada unidad generadora.

Determinación de la Potencia Máxima en Centrales Hidráulicas de Pasada sin Capacidad de Auto-regulación, Centrales Eólicas y Centrales Solares.

Para tecnologías en la cuales no sea aplicable lo establecido anteriormente, el valor de Potencia Máxima deberá ser obtenido en función de registros de operación y mediciones de los recursos naturales que inciden en la operación de estas tecnologías.

La potencia máxima considerada al comienzo de la operación comercial, corresponderá a la informada por la propia Empresa Generadora, en función de mediciones estadísticas de los recursos naturales que inciden en la capacidad para generar energía eléctrica y en las características de diseño de estas centrales. El informe, deberá especificar las metodologías, cálculos utilizados y todos antecedentes y aspectos técnicos que fueron utilizados para la obtención del valor de Potencia Máxima informado.

En el caso de centrales nuevas, las estimaciones del valor de Potencia Máxima deberán basarse, entre otros, en especificaciones de diseño del fabricante, normas específicas y mediciones del recurso renovable.

Las Empresas Generadoras podrán actualizar el valor de Potencia Máxima de sus centrales hídricas de pasada, solares o eólicas, una vez al año, a efectos de reconocer los cambios que puedan producirse en el recurso natural conforme a registros históricos. Asimismo, deberán actualizar el valor de Potencia Máxima cada vez que la DO identifique la necesidad de revisar el valor informado.

Establecimiento del Valor de Potencia Máxima.

En caso que no existan observaciones de las Empresas Integrantes o la DO, y una vez finalizado el plazo de observaciones, la DO tendrá un plazo máximo de 10 días hábiles para establecer el valor de Potencia Máxima de la unidad, para cada una de las modalidades de operación informadas a la DO.

Condiciones de Operación Durante la Medición de Potencia Máxima.

En el caso de unidades térmicas de turbinas de vapor, turbinas a gas y motores de combustión interna, la medición de potencia máxima debe ser realizada lo más cerca posible de las condiciones operativas nominales, a fin de minimizar las correcciones.

En el caso de unidades hidroeléctricas con capacidad de regulación se entenderá por capacidad de auto-regulación o regulación intradiaria, a la capacidad de almacenar agua que permita operar a plena carga, en forma continua y bajo condiciones de flujo estable, sin sobrecarga (turbina abierta hasta 100%), y a velocidad nominal de rotación de las turbinas, por al menos el período de cinco horas continuas.

En el caso de centrales Hidráulicas de Pasada sin Capacidad de Auto-regulación, Centrales Eólicas y Centrales Solares, el valor de Potencia Máxima deberá ser obtenido en función de registros de operación y mediciones de los recursos naturales que inciden en la operación de estas tecnologías.

La potencia máxima considerada al comienzo de la operación comercial, corresponderá a la informada por la propia Empresa Generadora, en función de mediciones estadísticas de los recursos naturales que inciden en la capacidad para generar energía eléctrica y en las características de diseño de estas centrales.

Cualquiera sea el caso, el informe, deberá especificar las metodologías, cálculos utilizados y todos antecedentes y aspectos técnicos que fueron utilizados para la obtención del valor de Potencia Máxima informado.

En general, las Empresas Generadoras podrán actualizar el valor de Potencia Máxima de sus unidades generadoras. En particular las centrales hídricas de pasada, solares o eólicas, deberán hacerlo una vez al año, a efectos de reconocer los cambios que puedan producirse en el recurso natural conforme a registros históricos. Asimismo, deberán actualizar el valor de Potencia Máxima cada vez que la DO identifique la necesidad de revisar el valor informado.

6.5.4. Observaciones Anexo Técnico Nº XVI "Pruebas de Potencia Máxima de Unidades Generadores"

El consultor revisó el Anexo Técnico Nº XVI "Pruebas de potencia máxima de unidades generadoras" (Marzo 2015), en elaboración como parte de los procedimientos para aplicar la NTS&CS, en versión proporcionada por la CNE, el cual detalla los procedimientos para realizar pruebas de potencia máxima de unidades generadoras. Aparte de la determinación de potencia máxima indicada en el Título 2, el resto de Anexo se refiere a la forma de realizar las pruebas de potencia máxima.

Se indican a continuación las observaciones del Consultor sobre este Anexo.

- Verificación anual de potencia máxima (art. 4)
    - El valor de PM se obtiene a partir de los registros de operación del CDEC
    - La PM es el promedio de los 5 mayores valores anuales cuando el CDEC instruyen operación a plena carga
    - Comentario: La PM se determina para unidades generadoras. Estimamos adecuado medirla para unidades en el caso de centrales térmicas a vapor carbón, ciclos combinados y turbinas a gas, pero debería referirse a la "central" (conjunto de unidades) para el caso de hidroeléctricas, eólicas, solares y motores diésel. Aparentemente pueden ser horas aisladas, en las cuales la central opere con alguna sobrecarga y se sobre estima la PM.

- Programación de la pruebas de PM (art. 5)
    - Se indican las condiciones que cumplen unidades para las cuales el CDEC debe programar pruebas
    - Se realiza un programa de pruebas anual, el que se comunica a las Empresas Generadoras (EG), las que pueden realizar observaciones
    - Comentario: La pruebas deberían determinarse aleatoriamente (dentro del conjunto de unidades/centrales candidatas) y no avisarse con anticipación. La razón es que las unidades deben estar permanentemente disponibles para su despacho

- Solicitud prueba de la DO (art. 9)
    - La DO debe avisar a la EG con 90 días de anticipación la realización de pruebas de PM
    - Comentario: La realización de pruebas de PM debe ser sin aviso previo. La EG no puede hacer observaciones a esta solicitud

- Experto técnico (art.10)
    - La EG propone un experto técnico y el CDEC lo califica
    - Comentario: No se requiere la participación de un experto técnico, pues la PM se mide durante el despacho de la unidad generadora..

6.6. Procedimientos y condiciones de aplicación para el cumplimiento del control estadístico y verificación de potencia máxima señaladas en el Decreto Supremo Nº 62/2006

6.6.1. Requerimientos del DS-62

El DS-62 determina, en su artículo 25, la obligación de la DO de llevar un control estadístico de los estados operativos de las unidades:

> ***"Artículo 25:*** *La DO deberá llevar un control estadístico de los estados operativos de las unidades generadoras con el fin de representar los diversos estados y/o limitaciones que presenta la oferta de potencia de las mismas.*
>
> *Para tal efecto, se establecerá un Estado Disponible, un Estado No Disponible y los Estados Deteriorados que correspondan, en función de las características de cada unidad generadora, a fin de dar cumplimiento a lo señalado en el TÍTULO IV, Capítulo 2, del presente reglamento.*
>
> *A partir de los estados en que cada unidad estuvo en operación e indisponible, se deberá construir la indisponibilidad forzada a que se refiere el Artículo 52 y siguientes del presente reglamento."*

En el artículo 26 se agrega el control estadístico de disponibilidad del Insumo Principal:

> "***Artículo 26:*** *Además del control estadístico señalado en el artículo anterior, la DO deberá llevar un control estadístico de la disponibilidad de cualquier Insumo Principal utilizado por las unidades de generación térmica, para cada unidad generadora en forma independiente, en base al nivel diario de restricción.*
>
> *A partir de lo anterior, la DO establecerá el año de menor disponibilidad media anual a que se refiere el Artículo 29 y siguientes del presente reglamento, para cada unidad generadora en forma independiente."*

Adicionalmente, de acuerdo a lo señalado en el artículo 51, se requiere determinar los períodos de mantenimiento mayor efectivos y su comparación con el programa de mantenimiento mayor vigente al comienzo de cada año:

> ***"Artículo 51:*** *El valor resultante conforme a la reducción indicada en el artículo precedente, será reducido en un factor proporcional al periodo de mantenimiento mayor esperado o realizado en cada unidad generadora, para efectos del cálculo preliminar o definitivo, según corresponda.*
>
> *Los mantenimientos mayores, sean estos parciales o totales, podrán realizarse en cualquier período del año y no afectarán la indisponibilidad forzada de la unidad, siempre y cuando estos se realicen dentro de los plazos establecidos en el programa de mantenimiento mayor vigente al comienzo de cada año. Si los mantenimientos se efectúan en un tiempo mayor a lo programado, las diferencias serán acumuladas en el índice de indisponibilidad forzada. Si los mantenimientos se efectúan en un tiempo menor a lo programado, el factor proporcional a que se refiere el inciso anterior, sólo contabilizará el periodo efectivamente utilizado."*

En consecuencia el control de los estados operativos de las unidades debe distinguir por lo menos los estados: Disponible, Indisponible, Deteriorado, Mantenimiento Mayor.

En el desarrollo del estudio se discutió la necesidad de aclarar en el segundo inciso del Artículo 51 del DS 62, que la comparación entre los plazos del mantenimiento realizado y el programado debe hacerse con el programa de mantenimiento mayor vigente al momento de realizarse dicho mantenimiento.

6.6.2. Procedimientos vigentes

Tanto el CDEC-SING como el CDEC-SIC tienen actualmente procedimientos para registrar las estadísticas de desconexiones de las unidades generadoras.

En el caso del CDEC-SIC el Manual de Procedimiento "Estadística de Desconexiones y Cálculo de Indisponibilidades en el SIC" (17-jul-2013) define el contenido del "Informe de Desconexiones" que deben elaborar los Coordinados.

En el caso del CDEC-SING se trata del Procedimiento DO "Elaboración de Movimiento de Equipos para Instalaciones del SING", informado favorablemente por la CNE mediante Resolución Exenta N° 956 del 13-oct-2011. Este Procedimiento aplica tanto a unidades generadoras como a líneas de transmisión, transformadores de poder y equipos de compensación reactiva.

6.6.3. Control estadístico de desconexiones

Del análisis de los procedimientos del CDEC-SIC y del CDEC-SING indicados en el párrafo anterior, el Consultor considera que el Procedimiento DO "Elaboración de Movimiento de Equipos para Instalaciones del SING" del CDEC-SING cumple con el requisito de reunir la información necesaria para definir los índices de indisponibilidad por tasa de salida forzada, por mantenimiento y por limitación de combustible y propone utilizarlo como parte de la normativa correspondiente al DS-62/06.

Este procedimiento realiza las siguientes definiciones:

a) Estado operativo (EO): Corresponde a la clasificación que indica el estado en que se encuentra una instalación de generación, considerando las restricciones técnicas propias o externas, las restricciones relativas al suminsitro y disponibilidad de combustibles, y la conexión o desconexión al Sistema, según corresponda el caso

b) Unidad o componente Disponible: Una Unidad Generadora se encuentra disponible cuando está en condiciones de inyectar energía eléctrica al Sistema a través de su transformador principal de alta tensión, estando o no conectada, sin que necesariamente deba poder operar a plena capacidad. La Unidad Generadora debe haber sido declarada en operación comercial por el respectivo Coordinado.

c) Unidad o Componente No Disponoble: Una Unidad Generadora se encuentra no disponible, cuando no está en condiciones de inyectar energía eléctrica al Sistema a través de su transformador principal de alta tensión debido a un desperfecto en algunas de sus instalaciones propias , o por alguna otra condición. La Unidad Generadora debe haber sido declarada en operación comercial por el respectivo Coordinado.

d) Unidad o Componente en Servicio: Una Unidad Generadora se encuentra en servicio cuando está conectada e inyectando energía eléctrica al Sistema a través de su transformador principal de alta tensión.
Para ciclos combinados cuya configuación sea de un eje y poseen embrague, la componenete turbina a vapor se encuentra en servicio, cuando éstá se ha acoplado mecánicamente al conjunto alternador-turbina a gas y esta última esté en servicio.

e) Unidad o componente Fuera de Servicio: Una Unidad Generadora se encuentra fuera de servicio cuando no está conectada eléctricamente al Sistema.
Para ciclos combinados cuya configuación sea de un eje y poseen embrague, la componenete turbina a vapor se encuentra fuera de servicio, cuando no se encuentra acoplada mecánicamente a la turbina a gas o cuando la componente turbina a gas

esté fuera de servicio.

El procedimiento clasifica el estado de la Unidad Generadora en los siguientes estados operativos:

- Conectada Normal (N)
- Limitación Programada (LP)
- Limitación Forzada (LF)
- Limitación de Combustible (LC)
- Prueba Operacional (PO)
- Prueba DO (PDO)
- Prueba en Mantenimiento Mayor (PMM)
- Restricción Operativa (RO)
- Desconectada Normal (DN)
- Desconectada con Limitación Programada (DLP)
- Desconectada con Limitación Forzada (DLF)
- Desconectada con Limitación de Combustible (DLC)
- Mantenimiento Mayor (MM)
- Desconexión Programada (DP)
- Desconexión Forzada (DF)
- Falla Externa (FE)
- Desconectada con Restricción Operativa (DRO)
- Prueba de Puesta en Servicio (P)
- Conectada a Sistema Externo (CSE)

Los estados operativos indicados tienen las siguientes definiciones:

Conectada Normal.

Una Unidad Generadora se encuentra en el EO Conectada Normal, cuando está en servicio y se encuentra en condiciones de cumplir en todo momento con:

a) Las especificaciones técnicas contenidas en la Información Técnica de las Instalaciones del Sistema.

b) Los requerimientos e instrucciones que imparta la DO y el Centro de Despacho y Control, en adelante CDC, en todo instante.

El EO Conectada Normal se identifica con el código “N”.

Limitación Programada.

Una Unidad Generadora se encuentra en el EO Limitación Programada, cuando está en servicio y se encuentra impedida de inyectar su potencia bruta máxima, por cualquier motivo, a excepción de los siguientes:

a) Debido a restricciones en el suministro de combustible.
b) Debido a restricciones determinadas por la DO.

Además dicha limitación debe cumplir con haber sido programada por la DO según el Procedimiento relacionado con la coordinación de trabajos en el Sistema, es decir, se originó producto de la ejecución de un trabajo solicitado mediante una solicitud de curso normal, y fue considerada en la programación de corto plazo elaborada según el Procedimiento respectivo.

El EO Limitación Programada se identifica con el código “LP”.

Limitación Forzada.

Una Unidad Generadora se encuentra en el EO Limitación Forzada, cuando está en servicio y se encuentra impedida de inyectar su potencia bruta máxima, por cualquier motivo a excepción de los siguientes:

a) Debido a restricciones en el suministro de combustible.
b) Debido a restricciones determinadas por la DO.

Además, dicha limitación no corresponde a una Limitación Programada, es decir, no fue programada por la DO o se origina producto de la ejecución de un trabajo solicitado mediante una solicitud de curso forzoso, según el Procedimiento relacionado con la coordinación de trabajos en el Sistema.

El EO Limitación Forzada se identifica con el código “LF”.

Limitación de Combustible.

Una Unidad Generadora se encuentra en el EO Limitación de Combustible, cuando está en servicio y se encuentra impedida de inyectar su potencia bruta máxima debido a restricciones en el suministro de combustible.

Para unidades o componentes que tienen la capacidad de operar con distintos tipos de combustible, este EO se asigna al registro asociado al combustible que presenta la restricción.

El EO Limitación de Combustible se identifica con el código “LC”.

Prueba Operacional.

Una Unidad Generadora se encuentra en el EO Prueba Operacional, cuando está en servicio y se encuentra consignada a cumplir con un nivel o programa de generación requerido por el Coordinado respectivo, independiente del orden económico vigente. En esta condición, la Unidad Generadora puede estar imposibilitada para cumplir con alguna de las especificaciones técnicas contenidas en la Información Técnica de las Instalaciones del Sistema.

El EO Prueba Operacional se identifica con el código “PO”.

Prueba DO.

Una Unidad Generadora se encuentra en el EO Prueba DO, cuando está en servicio y se encuentra consignada a cumplir con un nivel o programa de generación determinado, en cumplimiento de una instrucción emitida por la DO. En esta condición, la Unidad Generadora puede estar imposibilitada para cumplir con alguna de las especificaciones técnicas contenidas en la Información Técnica de las Instalaciones del Sistema.

El EO Prueba DO se identifica con el código “PDO”.

Prueba en Mantenimiento Mayor.

Una Unidad Generadora se encuentra en el EO Prueba en Mantenimiento Mayor, cuando está en servicio y se encuentra consignada a cumplir con un nivel o programa de generación requerido por su Coordinado, independiente del orden económico vigente, y se encuentra realizando un mantenimiento dentro del período de Mantenimiento Mayor correspondiente.

El período de Mantenimiento Mayor al que se hace referencia se encuentra descrito en el Artículo 24 del presente Procedimiento.

El EO Prueba en Mantenimiento Mayor se identifica con el código “PMM”.

Restricción Operativa.

Una Unidad Generadora se encuentra en el EO Restricción Operativa, cuando está en servicio, no cumple con alguna de las especificaciones técnicas contenidas en la Información Técnica de las Instalaciones del Sistema, y no puede ser clasificada en alguno de los siguientes estados:

a) Limitación Forzada (LF).
b) Limitación Programada (LP).
c) Limitación de Combustible (LC).
d) Prueba Operacional (PO).
e) Prueba DO (PDO).
f) Prueba en Mantenimiento Mayor (PMM).

El EO Restricción Operativa se identifica con el código “RO”.

Desconectada Normal (DN).

Una Unidad Generadora se encuentra en el EO Desconectada Normal cuando está fuera de servicio y en caso de ser requerido su despacho, está en condiciones de cumplir con:

a) Las especificaciones técnicas contenidas en la Información Técnica de las Instalaciones del Sistema.
b) Los requerimientos e instrucciones que imparta el CDC.

El EO Desconectada Normal se identifica con el código “DN”.

Desconectada con Limitación Programada.

Una Unidad Generadora se encuentra en el EO Desconectada con Limitación Programada, cuando está fuera de servicio y se encuentra impedida de inyectar su potencia bruta máxima por cualquier motivo a excepción de los siguientes:

a) Debido a restricciones en el suministro de combustible.

b) Debido a restricciones determinadas por la DO.

Además, la limitación debe haber sido planificada por la DO según el Procedimiento relacionado con la coordinación de trabajos en el Sistema, es decir se origina producto de la ejecución de un trabajo solicitado mediante una Solicitud de Curso Normal, y haber sido considerada en la programación de corto plazo elaborada según el Procedimientos respectivo.

El EO Desconectada con Limitación Programada se identifica con el código “DLP”.

Desconectada con Limitación Forzada.

Una Unidad Generadora se encuentra en el EO Desconectada con Limitación Forzada, cuando está fuera de servicio y se encuentra impedida de inyectar su potencia bruta máxima por cualquier motivo a excepción de los siguientes:

a) Debido a restricciones en el suministro de combustible.

b) Debido a restricciones determinadas por la DO.

Además, la limitación se origina producto de la ejecución de un trabajo solicitado mediante una solicitud de curso forzoso, según el Procedimiento relacionado con la coordinación de trabajos en el Sistema.

El EO Desconectada con Limitación Forzada se identifica con el código “DLF”.

Desconectada con Limitación de Combustible.

Una Unidad Generadora se encuentra en el EO Desconectada con Limitación de Combustible, cuando está fuera de servicio y se encuentra impedida de inyectar su potencia bruta máxima debido a restricciones en el suministro de combustible.

Para unidades o componentes que tienen la capacidad de operar con dos tipos de combustible, principal y alternativo, este EO se asigna al registro asociado al combustible que presenta la restricción.

El EO Desconectada con Limitación de Combustible se identifica con el código “DLC”.

Mantenimiento Mayor.

Una Unidad Generadora se encuentra en el EO Mantenimiento Mayor cuando, se encuentra fuera de servicio realizando un mantenimiento que cumple con lo siguiente:

a) Se encuentra dentro del período de Mantenimiento Mayor correspondiente.

b) Ha sido incluido en el programa de mantenimiento mayor, según lo establecido en el Procedimiento que trata la planificación de mantenimientos mayores de las unidades o componentes.

c) Ha sido programado por la DO, de acuerdo a lo dispuesto en el Procedimiento relacionado con la coordinación de trabajos en el Sistema, y

d) Ha sido considerado en la programación de corto plazo elaborada según el Procedimiento respectivo.

El período de Mantenimiento Mayor, antes mencionado, se inicia cuando una Unidad Generadora sale de servicio producto de que el Coordinado, a través del Centro de Control correspondiente, solicita el inicio del Mantenimiento Mayor de una Unidad Generadora y el CDC lo autoriza, lo cual debe estar acorde con el programa de Mantenimiento Mayor vigente. Asimismo, dicho período finaliza cuando el Coordinado, a través del Centro de Control correspondiente, informa el término del mantenimiento de la Unidad Generadora o, en caso que éste se extienda más allá de lo indicado en el programa anual de Mantenimiento Mayor, a las 23:59 horas del día en que éste debiera haber finalizado según dicho programa.

El EO Mantenimiento Mayor se identifica con el código “MM”.

Desconexión Programada.

Una Unidad Generadora se encuentra en el EO Desconexión Programada, cuando se encuentra fuera de servicio realizando un mantenimiento que fue programado por la DO según el Procedimiento relacionado con la coordinación de trabajos en el Sistema, que fue considerado en la programación de corto plazo elaborada según el Procedimiento respectivo, y que no corresponde a un Mantenimiento Mayor.

El EO Desconexión Programada se identifica con el código “DP”.

Desconexión Forzada.

Se considera que una Unidad Generadora se encuentra en el EO Desconexión Forzada, cuando se encuentra fuera de servicio producto de:

a) La ocurrencia de una falla,

b) La realización de un mantenimiento que no corresponde a un Mantenimiento Mayor ni a una Desconexión Programada, u

c) Otro motivo que implique que está en condición no disponible, a excepción de Falla Externa.

También se considera que una Unidad Generadora se encuentra en el EO Desconexión Forzada cuando no cumple con un requerimiento de conexión instruido por el CDC.

El EO Desconexión Forzada se identifica con el código “DF”.

Falla Externa.

Se considera que una Unidad Generadora se encuentra en el EO Falla Externa, cuando se encuentra fuera de servicio debido a la ocurrencia de una falla de una instalación del Sistema que no pertenece al conjunto de instalaciones propias de la Unidad Generadora, definidas en el Artículo 5 del presente Procedimiento.

Además, la Unidad Generadora debe cumplir con lo siguiente:

a) La falla de la instalación externa no debe provocar desperfectos en las instalaciones propias de la Unidad Generadora.

b) La Unidad Generadora debe estar impedida de operar debido a la falla de la instalación externa.

El EO Falla Externa se identifica con el código “FE”.

Desconectada con Restricción Operativa.

Una Unidad Generadora se encuentra en el EO Desconectada con Restricción Operativa, cuando está fuera de servicio y no cumple con alguna de las especificaciones técnicas contenidas en la Información Técnica de las Instalaciones del Sistema, y que no pueda ser clasificada en alguno de los siguientes estados:

a) Desconectada con Limitación Programada (DLP).

b) Desconectada con Limitación Forzada (DLF).

c) Desconectada con Limitación de Combustible (DLC).

d) Desconexión Forzada (DF).

e) Desconexión Programada (DP).

f) Falla Externa (FE).

g) Mantenimiento Mayor (MM).

El EO Desconectada con Restricción Operativa se identifica con el código “DRO”.

Prueba de Puesta en Servicio.

Se considera que una Unidad Generadora se encuentra en el EO Prueba de Puesta en Servicio, cuando se encuentra en servicio y no ha iniciado su operación comercial.

El EO Prueba de Puesta en Servicio se identifica con el código “P”.

Conectada a Sistema Externo.

Una Unidad Generadora se encuentra en el EO Conectada a Sistema Externo cuando la Unidad Generadora se encuentre desconectada del Sistema y convocada para generar en otro sistema.

El EO Conectada a Sistema Externo se identifica con el código "CSE".

6.6.4. Uso de la información estadística para determinar los índices de disponibilidad del DS-62/06

El DS-62/06 define los siguientes índices de indisponibilidad a ser usados en el cálculo de la potencia de suficiencia de las unidades:

- Disponibilidad del insumo principal
- Mantenimiento mayor
- Tasa de salida forzada

a) Disponibilidad del insumo principal

En relación con la limitación del insumo principal en el artículo 31 se señala:

> ***"Artículo31:*** *A las unidades generadoras que estén afectas a la menor disponibilidad, a que se refieren los artículos precedentes, y que no posean capacidad de respaldo, se les determinará la Potencia Inicial como la Potencia Máxima asociada al Insumo Principal, ponderada por la disponibilidad de dicho insumo.*
>
> *A las unidades generadoras que estén afectas a la menor disponibilidad señalada, pero que posean capacidad de respaldo, se les determinará la Potencia Inicial, igual a la Potencia Máxima asociada al Insumo Principal ponderada por la disponibilidad de dicho insumo, más la Potencia Máxima asociada al Insumo Alternativo ponderada por uno menos la disponibilidad del Insumo Principal antes indicada."*

En opinión del Consultor la aplicación de la limitación del insumo principal reducción a la potencia como un factor que se aplica a la potencia máxima de la central indica que este tratamiento está definido para ser aplicado a las unidades cuyo insumo principal no corresponde a un patrón de la naturaleza. Aquellos insumos principales que presentan aleatoriedad (viento, agua) y/o que además tienen un patrón originado en la naturaleza (sol) deben ser tratados de modo de tomar en cuenta dicho comportamiento en relación

con su aporte a la suficiencia del sistema. Por otra parte, para el caso de las centrales hidroeléctricas, la reducción de la potencia máxima para ser utilizada como potencia inicial en el cálculo de la potencia de suficiencia está tratada en los artículos 39 y siguientes del DS 62, justamente en función del patrón de comportamiento originado por la hidrología.

Por este motivo la disponibilidad del insumo principal se construye, exclusivamente para las centrales térmicas, a partir de los estados operativos Limitación de Combustible (LC) y Desconectada por Limitación de Combustible (DLC) como:

Disponibilidad del Insumo Principal = $\sum_a (1 - (\sum DLC\ (horas) + \sum HELC\ (horas)) / HP$

Donde:

$\sum_a$ = suma sobre los años de cálculo

HP = Horas del período considerado

$$HP = \sum_a HA_a - \sum_a MM_a$$

Donde,

MM_a = Horas de mantenimiento del año a

HA_a = Horas del años a

DLC(horas) = Horas en el EO Desconectado por Limitación de Combustible

HELC (horas) = Horas equivalentes a potencia máxima de las horas en el EO Limitaciones de Combustibles

Donde,

$$HELC = \sum PLC / PMAX \quad \text{, donde}$$

PLC : Potencia limitada por limitación de combustible en cada hora con limitación por combustible

Si ha habido cambios en el combustible principal en los últimos cinco años, se considerará solamente la estadística del combustible principal del año de aplición de este cálculo.

b) Mantenimiento mayor

La consideración de la indisponibilidad por mantenimiento está descrita en el artículo 51 que señala:

*“**Artículo 51**: El valor resultante conforme a la reducción indicada en el artículo precedente, será reducido en un factor proporcional al periodo de mantenimiento mayor esperado o realizado en cada unidad generadora, para efectos del cálculo preliminar o definitivo, según corresponda.*

Los mantenimientos mayores, sean estos parciales o totales, podrán realizarse en cualquier período del año y no afectarán la indisponibilidad forzada de la unidad, siempre y cuando estos se realicen dentro de los plazos establecidos en el programa de mantenimiento mayor vigente al comienzo de cada año. Las diferencias que se produzcan respecto al periodo de duración del mantenimiento mayor de cada unidad serán acumuladas en el índice de indisponibilidad forzada de cada unidad, en el caso que dicho mantenimiento sea mayor al programado. Si la duración del mantenimiento mayor resulta ser menor al periodo programado, el factor proporcional a que se refiere el inciso anterior, sólo contabilizará el periodo efectivamente utilizado.”

En este artículo la disponibilidad la determinación de la disponibilidad por mantenimiento se compara con los plazos establecidos el en el programa de mantenimientos definido a comienzos del año. Considerando el hecho que este programa sufre variaciones a lo largo del año en los cálculos propuestos se considera el plazo del programa de mantenimiento vigente al iniciarse dicho mantenimiento, lo cual requeriría una modificación del DS 62/2006.

Por lo tanto la indisponibilidad anual por mantenimiento programado queda definida como:

Indisponibilidad por mantenimiento= (min (∑ MM (horas), MMP(horas)) / HA

Donde:

MMP(horas)= Mantenimiento Mayor Programado elaborado por la DO vigente previo al inicio efectivo de dicho mantenimiento (horas)

MM(horas)= Horas del EO Mantenimiento Mayor

HA = Horas del años

c) Indisponibilidad forzada

La indisponibilidad forzada se define en el artículo 52 a 54 del DS 62/06:

"Artículo 52: *La indisponibilidad forzada será calculada en base al tiempo en que la unidad generadora estuvo en operación y el tiempo en que la unidad generadora estuvo indisponible, para una ventana móvil de 5 años, consecutivos, durante todas las horas de cada año."*

"Artículo 53: *La indisponibilidad forzada será determinada a partir del siguiente cuociente:*

$$IFOR = \left[\frac{T_{OFF}}{T_{ON} + T_{OFF}} \right]$$

Donde,

IFOR : *Indisponibilidad forzada.*

T_{OFF} : *Tiempo medio acumulado en que la unidad generadora se encuentra indisponible ya sea por desconexión forzada o programada para una ventana móvil de 5 años. Este tiempo considera el tiempo acumulado en los periodos de mantenimiento que excedan al periodo definido en el programa de mantenimiento mayor vigente al comienzo de cada año.*

T_{ON} : *Tiempo medio acumulado en que la unidad generadora se encuentra en operación, independiente del nivel de despacho, para una ventana móvil de 5 años.*

La DO podrá verificar, en los términos establecidos en el presente reglamento y la Norma Técnica, la disponibilidad efectiva de las unidades generadoras, efectuando las pruebas correspondientes a dichas unidades."

"Artículo 54: *La indisponibilidad forzada de una unidad generadora, incorporará todos aquellos eventos en que la unidad generadora no esté disponible debido a la indisponibilidad de las instalaciones que la conectan al Sistema de Transmisión o Distribución, según corresponda.*

Del mismo modo, la indisponibilidad técnica de las instalaciones dedicadas al abastecimiento del Insumo Principal o Alternativo, internas o externas a las instalaciones de cada unidad generadora, así como la indisponibilidad de las instalaciones hidráulicas, se imputarán a la indisponibilidad forzada de la unidad generadora. En virtud de lo anterior, las instalaciones antes mencionadas deberán

entenderse parte integral de la unidad generadora para efectos de computar la indisponibilidad forzada.

Aquellos eventos o contingencias externas que se produzcan en instalaciones de generación o transmisión que no estén asociadas a la unidad generadora, no se computarán con cargo a la indisponibilidad forzada de la unidad."

La indisponibilidad forzada así definida puede ser calculada a partir de la información estadística de los estados operativos de la siguiente forma:

TON = HN + HPDLP + HPDLF + HPDLC + HPO + HPDO + HRO

Donde,

TON : Horas de operación

HN : Horas en EO de conexión normal

HPDLP: Horas en EO con potencia disponible con limitación programada

HPDLF: Horas en EO con potencia disponible con limitación forzada

HPDLC: Horas en EO con potencia disponible con limitación de combustible

HPO : Horas en EO en prueba

HPDO : Horas en EO prueba DO

HRO : Horas en EO con potencia disponible con restricción operativa

Por otra parte:

TOFF = HDF + HDP + HMMEP

Donde,

TOFF : Horas indisponible

HDF : Horas en EO de desconexión forzada

HDP : Horas en EO de desconexión programada

HMMEP: Horas de mantenimiento mayor en exceso sobre lo programado

HMMEP = Max (MME - MMP, 0)

6.7. Condiciones y procedimientos para información estadísticas, en caso de no disponer suficientemente de esta última, de unidades generadoras cuya fuente sea no convencional

6.7.1. Introducción

El Decreto 62/2006, en su artículo 36 establece que en caso de que las centrales de generación cuya fuente sea no convencional, la norma técnica especificará, cuando no se disponga de información estadística suficiente, qué información disponible deberá utilizarse para la zona o región en la cual se encuentra la unidad.

6.7.2. Desarrollo

Se clasifican como centrales con fuente de energía no convencional: hidroeléctricas menores de 20 MW, solares, eólicas, geotérmicas, biomasa y biogás. En caso de no disponer de información disponible para el cálculo de potencia inicial de alguna de este tipo de unidades proponemos recurrir a centrales de la misma tecnología ubicadas en la zona.

Centrales solares fotovoltaicas: utilizar la mediana del factor de planta, usado para los efectos de cálculo de la potencia inicial, de las unidades de las mismas características en cuanto al seguimiento (fija, un-eje, dos ejes) ubicadas en la misma zona.

Centrales hidroeléctricas menores de 20 MW se aplicará la misma metodología que para las hidro convencionales.

Resto de Tecnologías: utilizar la mediana del factor de planta anual, usado para los efectos de cálculo de la potencia firme, de las unidades ubicadas en la misma zona.

6.8. Términos en los cuales se verificará la disponibilidad efectiva de las unidades generadoras de acuerdo a lo establecido en el Decreto Supremo Nº62/2006

6.8.1. Introducción

El estado operativo de las unidades generadoras es informado al CDEC. Con esta información se construyen los índices de disponibilidad utilizados en el cálculo de la potencia de suficiencia. Es necesario, y así lo establece el DS-62/2006, verificar la validez de la información proporcionada por los Coordinados. En el artículo 53 se establece que la DO podrá verificar la disponibilidad efectiva de las unidades generadoras, efectuando las pruebas correspondientes a dichas unidades.

> ***"Artículo 53***
> *……*
> *La DO podrá verificar, en los términos establecidos en el presente reglamento y la Norma Técnica, la disponibilidad efectiva de las unidades generadoras, efectuando las pruebas correspondientes a dichas unidades."*

6.8.2. Desarrollo

El objetivo de las pruebas de disponibilidad es verificar el estado operativo de las unidades generadoras. No se trata de una prueba de potencia máxima, sino una prueba de disponibilidad. Por lo tanto debería ser al azar, sin previo aviso y exigir la operación por un período breve de tiempo. Desde luego una prueba de este tipo sólo tiene más interés para unidades que se despachan ocasionalmente, que son las de mayor costo variable.

Considerando el número elevado de unidades de este tipo presentes, especialmente en el SIC, se proponen las siguientes bases para realizar las pruebas de disponibilidad:

- Unidades candidatas a una prueba de disponibilidad: aquellas que no han sido despachada en las últimas cuatro semanas y están declaradas como disponibles
- Selección de unidad: en principio al azar, de la lista de unidades candidatas, excepto que la DO decida que existen dudas sobre la disponibilidad de alguna unidad en particular
- Periodicidad de las prueba: semanal o mensual según su presencia en el despacho del periodo.
- Anticipación de la instrucción de despacho: en la programación del día siguiente
- Duración de la prueba: el tiempo mínimo que debe estar en operación la unidad

cuando es despachada

- Efecto de la prueba: si la unidad resulta indisponible o con potencia limitada y el Coordinado no la había informado, por desconocer esta situación, se considerará que este estado tiene una duración de dos semanas. Si esto ocurre por una segunda vez, por razones distintas a la anterior situación, se le definirá como indisponible por un mes. Si en una tercera prueba de disponibilidad, por razones diferentes a las presentadas en los últimos días, no cumple con los requisitos de la misma, se considerará una indisponibilidad forzada equivalente al resto del período para el que se ha calculado la potencia de suficiencia de la unidad.
- La indisponibilidad no informada, a pesar de estar en conocimiento del coordinado, debe ser, además de lo indicado en el punto anterior, sancionada administrativamente según lo establezca cada CDEC.

La comprobación de Disponibilidad podrá ser aplicada para todas aquellas unidades generadoras que estén participando en el Sistema Eléctrico. No obstante lo anterior, la comprobación de disponibilidad de unidades que utilizan energías renovables no convencionales no será determinada, salvo que se hayan identificado cambios significativos en las condiciones técnicas operativas de las unidades generadoras que componen una unidad de generación.

Las pruebas cuyo objeto sea comprobar la disponibilidad de las unidades de generación se programarán cada vez que el Centro de Despacho y Control (CDC), haciendo uso del Sistema de Información en Tiempo Real (SITR) observe que hay ausencias de unidades generadoras por causas no informadas, esto es, declaradas como disponibles. Esta misma prueba podrá realizarse cuando se identifiquen cambios significativos en las condiciones técnicas operativas de una unidad.

La Prueba de Disponibilidad tendrá una duración máxima de un periodo continuo máximo de 5 horas. Como se ha señalado, este lapso dependerá de la tecnología de que hace uso el generador o grupo de generadores. Se comprobará que las unidades generadoras sometidas a este proceso inyecten una potencia igual a la máxima declarada durante el lapso fijado para cada uno según su tipo y de acuerdo a sus restricciones técnicas, esto es, las pruebas de Disponibilidad serán realizadas fundamentalmente bajo las condiciones normales de operación de la unidad generadora declarada al CDEC por el Generador según lo establecido en la NTS&CS.

La Prueba de la Disponibilidad será informada al Coordinado con una anticipación máxima de dos días hábiles anteriores a la realización de ésta.

El CDC deberá tomar en cuenta las condiciones de seguridad y estabilidad del sistema para la programación de la prueba, de modo de asegurar la operación normal ante cualquier emergencia que signifique la desconexión total de la unidad bajo control.

- En caso de tener problemas con el funcionamiento de la unidad generadora, el Coordinado dispondrá de una semana para corregir el problema o informar al CDC que no está en condiciones de superar el problema en tal lapso. Una vez corregido el problema que dio origen a la suspensión de la prueba, el CDC reprogramará la comprobación dentro de más breve lapso sin superar las 48 horas de recibida esta información de parte del Coordinado.
- En el o los casos que se establezca que la unidad generadora queda indisponible su estado asociado será Indisponible.

6.9. Potencia inicial a reconocer a unidades generadoras cuya fuente de energía es no convencional y a autoproductores

6.9.1. Introducción.

Como parte del desarrollo que el consultor debe hacer de toda otra disposición necesaria de normar para la aplicación del DS N° 62/2006, se ha estimado conveniente efectuar una propuesta para determinar la potencia inicial de centrales cuya fuente de energía es no convencional y también para establecer la potencia inicial de autoproductores.

6.9.2. Potencia inicial de unidades cuya fuente es no convencional

a) Unidades geotérmicas, de biomasa y biogás

En el caso de las unidades cuya fuente es geotermia, biomasa y biogás, son aplicables completamente los procedimientos que el DS 62/2006 y la presente NT establece para las centrales termoeléctricas convencionales.

b) Pequeñas centrales hidroeléctricas

En el caso de la potencia inicial de centrales hidroeléctricas pequeñas, son enteramente aplicables las disposiciones que el DS 62/2006 y la presente NT establecen para las centrales hidroeléctricas convencionales.

c) Centrales solares fotovoltaicas, eólicas y otras de fuente no convencional, distintas de las señaladas en a) y b)

El análisis realizado por el consultor para proponer una norma técnica para establecer la potencia de inicial de centrales solares fotovoltaicas, eólicas y otras ERNC similares (mareomotrices, undimotrices, etc.) considera, en primer lugar, que según dispone el DS N° 62/2006, para las ERNC deben aplicarse procedimientos iguales a los establecidos para las centrales convencionales, atendiendo al tipo de recurso primario que utilizan. En este sentido, las centrales hidroeléctricas convencionales sin capacidad de regulación tienen como característica de su recurso primario el ser aleatorio, tanto estacionalmente (con meses sin o con muy poca generación) como entre días o al interior de un día; para estas centrales el DS 62/2006 les reconoce una potencia de inicial igual a la potencia media anual calculada para condición hidrológica seca, como la define dicho decreto.

Aplicando el mismo criterio, el consultor estima que la potencia de inicial a reconocer a las centrales solares fotovoltaicas y eólicas debe tener como límite superior a la potencia

media anual generada por ellas, para el promedio de los dos años con menor generación anual. Sin embargo, el consultor considera que la potencia de inicial debe ser diferente en sistemas eléctricos con generación hidroeléctrica de capacidad instalada superior a 20%, de aquella a reconocer en sistemas en que la capacidad instalada hidroeléctrica es inferior o igual a 20%.

En el primer caso en la medida que existe, además, capacidad de regulación hidroeléctrica las centrales solares fotovoltaicas, eólicas y otras ERNC similares, tienen la posibilidad de reportar, a través de la capacidad de regulación hidroeléctrica, energía generada en las horas con disponibilidad de su insumo primario hacia las restantes horas del año. Sin embargo la potencia media anual generada debe ser afectada de un coeficiente entre 0 y 1, dependiendo de la capacidad de regulación hidroeléctrica existente en relación a la potencia instalada total en centrales solares fotovoltaica, eólicas y otras ERNC similares. Un criterio simple es establecer como medida de la capacidad de regulación hidroeléctrica a la potencia inicial que se determine para las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación, en el procedimiento de cálculo de la potencia de suficiencia, y determinar como coeficiente para afectar a la potencia media generada por las centrales solares fotovoltaica, eólica y otras ERNC, el cuociente entre dicha potencia inicial hidroeléctrica regulada y la potencia total de estas últimas, teniendo como límite el valor 1.0.

En el segundo caso, en sistemas en que la capacidad instalada hidroeléctrica es inferior o igual a 20%, el DS 62/2006 dispone que para cada año de cálculo la Potencia Inicial de cada unidad generadora hidroeléctrica será determinada como el promedio de la potencia inyectada al sistema durante las horas de control tarifario de la potencia a clientes sometidos a regulación de precios. Este mismo criterio en opinión del consultor sería aplicable a las centrales solares fotovoltaicas, eólicas y otras ERNC similares, teniendo el valor resultante, como límite superior la potencia media anual generada.

6.9.3. Potencia inicial de autoproductores

Para establecer la potencia inicial de los autoproductores, se ha estimado conveniente establecer en la NT las siguientes disposiciones:

En primer lugar una disposición que señale que a los efectos de participar en los balances de potencia de suficiencia, un autoproductor debe estar en condiciones de ofrecer excedentes de potencia de manera permanente acorde al funcionamiento de su sistema productivo.

En segundo lugar, es conveniente dejar explícito en la NT que la DO deberá verificar la potencia máxima de la unidad generadora del autoproductor a los efectos de determinar el excedente de potencia, el que será utilizado como potencia máxima.

Finalmente, también es conveniente incorporar en la NT el criterio actualmente aplicado para penalizar la potencia excedente en el caso en que el autoproductor efectúe retiros de potencia desde el sistema eléctrico, estableciendo que la potencia inicial será igual al excedente de potencia máxima multiplicado por un factor de penalización entre 0 y 1 que se determina como el valor promedio de la demanda media horaria que el autoproductor toma del sistema eléctrico en horas de punta dividido por la potencia máxima excedente.

7. ACTUALIZACIONES PROPUESTAS AL DS 62

7.1. Introducción

En el presente capítulo se detallan aquellas modificaciones propuestas por el consultor al Decreto Supremo 62. …

7.2. Actualizaciones de forma

Artículo 1

"Las transferencias de potencia entre empresas que poseen 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 de la Ley, se determinarán a partir de la capacidad de generación compatible con la suficiencia (en adelante, "Potencia de Suficiencia") y los compromisos de demanda de punta existentes (en adelante, "Demanda de Punta"), que se asignen a cada generador.

Para estos efectos se establecerán balances por sistemas o por subsistemas conforme a los subsistemas que se identificaren en los correspondientes informes técnicos de precio de nudo según se establece en el Artículo 99 de la Ley, a partir de la Potencia de Suficiencia y Demanda de Punta de cada generador."

Observación: modificar las referencias a los artículos 81 y 99 por los artículos 137 y 142 respectivamente.

Artículo 2

"Las empresas que posean medios de generación operados en sincronismo tendrán derecho a vender los excedentes de potencia, que resulten de los balances señalados en el artículo precedente, al precio de nudo de la potencia.

Los procedimientos para la determinación de los precios que corresponda, cuando los medios de generación se conecten directamente a instalaciones del Sistema de Transmisión o Distribución, deberán sujetarse a las disposiciones de la reglamentación vigente y a lo que se establezca en el decreto tarifario a que se refiere el Artículo 103º de la Ley.

Las inyecciones y retiros de potencia mediante los cuales se determinen las transferencias de potencia, serán valorizados utilizando el precio de nudo de la potencia, de acuerdo a lo establecido en el TITULO V del presente reglamento."

Observación: modificar la referencia al artículo 103 por el artículo 162.

Artículo 8

Observación: Cambiar la referencia al "Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción" por el "Ministerio de Energía"

Adicionalmente, se propone la modificación del inciso primero del artículo Nº 8 del Decreto Supremos Nº62/2006, Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras, establecidas en la Ley Eléctrica quedando como sigue:

"Artículo 8.- Los pequeños medios de generación, PMG, que opten por ser autodespachados y los pequeños medios de generación distribuidos, PMGD, a que se refiere el DS 244 de 2005, serán incluidos en las transferencias de potencia, para lo cual deberán aportar todos los antecedentes e información que les solicite el CDEC a efectos que la DO lleve a cabo los cálculos y balances de inyecciones y retiros pertinentes".

Artículo 35

"La Potencia Inicial de unidades generadoras cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración, será determinada conforme a los mismos procedimientos de las unidades generadoras convencionales, en función del tipo de insumo que utilice.
Para tal efecto, se utilizará la información estadística que aporte cada propietario, la cual será procesada en forma consistente con las metodologías utilizadas por la DO para unidades generadoras convencionales, esto es, considerando el peor escenario de disponibilidad media anual del Insumo Principal que corresponda. Las características y detalle de dicha información estadística deberá ser acorde con el Insumo Principal de que se trate."

Observación: Se debería usar el término "Medios de Generación Renovables no Convencional e Instalación de cogeneración eficiente , MGNC" en vez de "unidades generadoras cuya fuente sea no convencional"

7.3. Modificaciones en criterios establecidos en el reglamento

A fin de permitir una adecuada aplicación del reglamento el Consultor suguiere las siguientes modificaciones:

Artículo 22

"Durante cada año, la DO realizará una verificación de la Potencia Máxima a todas las unidades generadoras del sistema o subsistema. Los costos en que se incurra serán de cargo del propietario o titular de cada unidad generadora."

Observación: El requerimiento de verificación de cada unidad generadora se hace impracticable en sistemas con un gran número de unidades. se sugiere modificar el término “unidad” por “central”.

Por otra parte, se hace necesario distinguir entre centrales generadoras despachadas frecuentemente, a las cuales se les puede medir la potencia máxima durante la operación. Adicionalmente, el periodo de verificación podría modificarse de acuerdo a los tiempos de “degradación” de cada tipo de tecnología.

Artículo 23

“Los criterios y condiciones bajo los cuales se debe realizar tal verificación deberán ser transparentes, no discriminatorios e informados con la debida antelación al propietario de la unidad generadora respectiva.

Observaciòn: Cambiar lo establecido en el párrafo anterior por sorteo y aviso en la programación semanal

Restricciones tales como bajo nivel del embalse o estanque de regulación, restricciones o congestiones en el Sistema de Transmisión, compromisos de riego, caudales afluentes deprimidos, interrupción en el suministro del Insumo Principal o Alternativo, u otras restricciones equivalentes, impedirán la ejecución de la referida verificación.

Artículo 24

“En caso que una unidad generadora no sea programada para operar y por ende no sea posible verificar la Potencia Máxima por parte de la DO durante un año, para dicha unidad generadora se deberá emplear el valor utilizado en el último cálculo definitivo de transferencias de potencia.”

Observación: modificarlo en consistencia con el artículo 22.

8. PROPUESTA DE NORMA TÉCNICA

La propuesta de Norma Técnica se adjunta en Anexo. Sus contenidos están en consistencia con los cambios normativos propuestos por el consultor al Decreto Supremo N° 62/2006.

.