



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERÍA

METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN SIMULTÁNEA DE ENERGÍA Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS PARA EL DESPACHO ECONÓMICO

RODRIGO ALBERTO JIMÉNEZ BESOAIN

Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la
Ingeniería

Profesor Supervisor:
HUGH RUDNICK V.D.W

Santiago de Chile, Diciembre, 2003



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA
Departamento de Ingeniería Eléctrica

METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN SIMULTÁNEA DE ENERGÍA Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS PARA EL DESPACHO ECONÓMICO

RODRIGO ALBERTO JIMÉNEZ BESOAIN

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

JUAN DIXON ROJAS

CELSO GONZÁLEZ GUTIÉRREZ

GERMÁN HENRÍQUEZ VÉLIZ

CLAUDIO ROA SEPÚLVEDA

JOSÉ MANUEL DEL VALLE LLADSER

Para completar las exigencias del grado de Magister en Ciencias de la
Ingeniería

Santiago de Chile, Diciembre, 2003

A mis Padres y hermana, por su cariño
y apoyo constante todos estos años. A
Annegret, por tu amor y comprensión.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a todos los que de alguna manera colaboraron en la realización de este trabajo, en especial a mi familia.

De manera particular, agradezco sinceramente la disposición y colaboración del Sr. Hugh Rudnick, tanto por su aporte profesor supervisor en esta Tesis, como por su ayuda en otras áreas de mi formación como ingeniero. También agradezco el minucioso y constante apoyo brindado por el Sr. Celso González, sin el cual este trabajo no habría podido ser concluido.

Finalmente quisiera agradecer a mis amigos y compañeros de escuela, quienes me acompañaron durante todo este proceso. En especial a Ignacio Contreras y Sebastián Mocárquer.

INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTOS.....	iii
INDICE DE TABLAS	ix
INDICE DE FIGURAS	xii
RESUMEN	xiv
ABSTRACT.....	xv
I. INTRODUCCIÓN	1
II. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	3
2.1 Tipos de Servicios Complementarios	4
2.1.1 Servicios de Coordinación y Operación del Sistema.....	4
2.1.2 Servicio de Control de Frecuencia	5
2.1.3 Servicio de Control de Voltaje	6
2.1.4 Servicio de Reposición del Sistema.....	7
2.2 Gestión de los Servicios Complementarios en los Mercados Eléctricos	7
III. SERVICIOS DE RESERVAS.....	9
3.1 Necesidad de Reservas en un Sistema Eléctrico	9
3.2 Costos de los Generadores Asociados a la Regulación de Frecuencia.....	10
3.3 Las Reservas como Servicio Complementario	11
3.3.1 Servicio de Regulación Primaria.....	12
3.3.2 Servicio de Regulación Secundaria	13
3.3.3 Servicio de Regulación Terciaria	13
3.3.4 Servicio de Reserva No Sincronizada	14
3.4 Características del Mercado de Reservas	14
3.5 Experiencia En Otros Países.....	16

3.5.1	Estados Unidos (California).....	16
3.5.2	Reino Unido.....	19
3.5.3	España	23
3.6	Aspectos Relevantes del Servicio de Reservas	28
IV.	SERVICIO DE SOPORTE DE POTENCIA REACTIVA	29
4.1.	El Problema de la Compensación Reactiva en Sistemas Eléctricos	29
4.2.	Producción de Potencia Reactiva en los Generadores.....	30
4.2.1.	Diagramas de Capacidad	30
4.2.2.	Costos Asociados a la Producción de Potencia Reactiva.....	32
4.3	Suministro de Potencia Reactiva como Servicio Complementario.....	33
4.4	Características de un Mercado de Potencia de Reactiva.....	35
4.5	Experiencia en Otros Países	36
4.5.1	Argentina	36
4.5.2	España	38
4.5.3	Reino Unido.....	41
4.6.	Aspectos Relevantes del Servicio de Soporte de Potencia Reactiva	43
V.	SERVICIO DE MANEJO DE LA CONGESTIÓN.....	45
5.1	Naturaleza de la Congestión en las Redes de Transmisión.....	45
5.1.1	Restricciones de Voltaje.....	45
5.1.2	Restricciones Térmicas.....	46
5.1.3	Restricciones de Operación.....	46
5.2	El Manejo de la Congestión como un Servicio Complementario.....	47
5.3	Características de un Mercado de Manejo de la Congestión	48
5.4	Experiencia En Otros Países.....	50
5.4.1	Estados Unidos (California).....	50
5.4.2	Reino Unido.....	54
5.4.3	Países Nórdicos.....	57
5.5	Aspectos Relevantes en el Manejo de la Congestión	60
VI.	MODELO PROPUESTO	62
6.1	Funcionamiento del Mercado.....	62
6.2	Servicio de Reservas	65

6.2.1	Tipos de Reservas.....	66
6.3	Servicio de Soporte de Potencia Reactiva	68
6.3.1	Factores de Sensibilidad Voltaje - Potencia Reactiva	68
6.3.2	Cálculo del Precio por Barra para Potencia Reactiva	71
6.4	Manejo de la Congestión.....	72
6.4.1	Factores A o GSDF.....	74
6.4.2	Descripción de la Metodología del Manejo de la Congestión	75
6.5	Modelo de los Generadores	76
6.5.1	Optimización de cada Etapa	77
6.5.2	Programación Dinámica.....	79
6.6	Operador del Mercado	81
6.7	Funcionamiento del Mercado Eléctrico	83
VII.	SIMULACIONES Y RESULTADOS	86
7.1	Sistema Utilizado.....	86
7.2	Simulación Individual de los Generadores.....	90
7.2.1	Características Técnicas Generales y de Costos.....	90
7.2.2	Optimización Horaria	91
7.2.3	Programación Dinámica y Oferta para las 24 Horas	93
7.3	Comportamiento del Parque Generador ante Variaciones de Precios.....	94
7.3.1	Generación de Energía Básica	95
7.3.2	Generación Potencia Reactiva	97
7.3.3	Generación de Reservas.....	101
7.4	Resultados de Simulación del Mercado.....	108
7.4.1	Equilibrio Inicial del Mercado Básico y Reservas	109
7.4.2	Equilibrio Final del Mercado Básico y SS.CC.....	117
VIII.	CONCLUSIONES GENERALES.....	123
	BIBLIOGRAFÍA.....	128
	A N E X O S.....	131
	ANEXO A: Costos de Producción de Reactivos del MEM.....	132
A.1	Costos fijos.....	132

A.1.1 Precio Unitario de la Potencia Reactiva:.....	132
A.2 Costos Variables.....	133
A.2.1 Componentes de los Costos Variables.....	134
A.2.2 Cálculo de los Costos Variables (US \$/kVARh).....	134
ANEXO B: Retribución por Potencia Reactiva en España.....	137
B.1 Pago a los Generadores.....	137
B.1.1 Retribución por Capacidad.....	137
B.1.2 Retribución por Uso efectivo de la Capacidad	138
B.2 Pago a los Consumidores y Gestores de las Redes de Distribución.....	141
B.2.1 Retribución por Disponibilidad de Banda Equivalente Adicional de Potencia Reactiva.....	141
B.2.2 Retribución por Uso Efectivo de la Capacidad Equivalente de Potencia Reactiva.....	143
ANEXO C: Manejo de la Congestión en California.....	146
C.1 Modelo Interzonal.....	146
C.2 Modelo Intrazonal.....	146
ANEXO D: Análisis de Factores de Sensibilidad Voltaje-Reactivos	148
D.1 Sistema Base Utilizado	148
D.2 Flujo de Potencia Base.....	149
D.3 Factores Analizados	150
D.4 Resultados	152
ANEXO E: Características de los Generadores	155
ANEXO F: Características de la Red de Transmisión del SING.....	158
F.1 Parámetros de Líneas de Transmisión.....	158
F.2 Factores de Red.....	159
ANEXO G: Distribución Espacial de la Demanda del SING.....	162
ANEXO H: Voltajes Obtenidos en las Simulaciones	165
ANEXO I: Flujos Obtenidos en las Simulaciones	167

ANEXO J: Precios por Generadores en el Despacho Final	169
ANEXO K: Oferta de Generadores en el Despacho Final.....	173

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 5-1: Costos Históricos de	56
Tabla 6-1: Exigencias para los Generadores en el Suministro de Reservas.....	67
Tabla 6-2: Distintos despachos para el Sistema de 3 Barras	73
Tabla 7-1: Demanda horaria del SING	86
Tabla 7-2: Demanda Horaria del SING.....	87
Tabla 7-3: Unidades Generadoras del SING.....	88
Tabla 7-4: Puntos de Operación de NTO2	92
Tabla 7-5: Oferta de Precios para NTO2	93
Tabla 7-6: Oferta de Generación de Energía y SS.CC. de NTO2	94
Tabla 7-7: Precios de Equilibrio para Despacho Ideal Uninodal.....	109
Tabla 7-8: Generación Equilibrio para Despacho Ideal Uninodal.....	110
Tabla 7-9: Generación Equilibrio en Despacho Uninodal con Reservas	111
Tabla 7-10: Precios Equilibrio en Despacho Uninodal con Reservas	112
Tabla 7-11: Desviaciones para Despacho Uninodal con Reservas.....	113
Tabla 7-12: Resolución de Restricciones de Red.....	118
Tabla 7-13: Generación Equilibrio para Despacho Final	119
Tabla 7-14: Precios Equilibrio para Despacho Final	120
Tabla 7-15: Desviaciones para Despacho Final.....	121

Tabla 7-15: Comparación de Costos	122
Tabla D-1: Características de Generación y Demanda de Sistema de 6 Barras	148
Tabla D-2: Características de Líneas de Sistema de 6 Barras.....	148
Tabla D-3: Datos en p.u del Sistema de 6 Barras	149
Tabla D-4: Resultados de Coeficientes Voltaje - Potencia Reactiva	152
Tabla E-1: Características de Operación de los Generadores	155
Tabla E-2: Parámetros de Costos de los Generadores.....	156
Tabla E-3: Horas de Operación Inicial de los Generadores.....	157
Tabla F-1: Características de la Líneas del SING	158
Tabla F-2: Compensación de la Líneas del SING	159
Tabla F-3: Factores GSDF para Barras generadoras	160
Tabla F-4: Factores Voltaje-Reactivos para Barras Generadoras del SING.....	161
Tabla G-1: Distribución de la Demanda en el SING.....	162
Tabla G-2: Distribución de la Potencia Reactiva de la Demanda en el SING.....	163
Tabla G-3: Factor de Potencia por Barra en el SING.....	164
Tabla H-1: Voltajes de Despacho Uninodal con Reservas	165
Tabla H-2: Voltajes de Despacho Final.....	166
Tabla I-1: Flujos de Despacho Uninodal con Reservas.....	167
Tabla I-2: Flujos de Despacho Final	168
Tabla J-1: Precios Finales para Unidades no Congestionadas	169

Tabla J-2: Precios Unidad Generadora N° 8.....	170
Tabla J-3: Precios Unidad Generadoras N° 9 y10.....	171
Tabla J-4: Precios Unidad Generadoras N° 11 y12.....	172
Tabla K-1: Oferta Final de Unidad Generadora N° 1.....	173
Tabla K-2: Oferta Final de Unidad Generadora N° 2.....	174
Tabla K-3: Oferta Final de Unidad Generadora N° 3.....	175
Tabla K-4: Oferta Final de Unidad Generadora N° 4.....	176
Tabla K-5: Oferta Final de Unidad Generadora N° 5.....	177
Tabla K-6: Oferta Final de Unidad Generadora N° 6.....	178
Tabla K-7: Oferta Final de Unidad Generadora N° 7.....	179
Tabla K-8: Oferta Final de Unidad Generadora N° 8.....	180
Tabla K-9: Oferta Final de Unidad Generadora N° 9.....	181
Tabla K-10: Oferta Final de Unidad Generadora N° 10.....	182
Tabla K-11: Oferta Final de Unidad Generadora N° 11.....	183
Tabla K-12: Oferta Final de Unidad Generadora N° 12.....	184
Tabla K-13: Oferta Final de Unidad Generadora N° 13.....	185

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2-1: Gestión de los Servicios Complementarios	8
Figura 3-1: Estatismo o Característica de Regulación de Frecuencia	11
Figura 4-1: Diagrama de Capacidad de un Generador.....	30
Figura 5-1: Proceso de Manejo de Congestión para el Día-Siguiente.....	52
Figura 5-2: Segmentación de los Mercados del Nord Pool.....	57
Figura 5-3: Congestión entre Noruega y Suecia.....	59
Figura 6-1: Interacción entre Generadores y Operador del Mercado	63
Figura 6-2: Proceso para Determinar el Despacho Final.....	65
Figura 6-3: Sistema de Ejemplo de 3 Barras	73
Figura 6-4: Comportamiento de los Generadores	76
Figura 6-5: Proceso de los Generadores para realizar Ofertas	80
Figura 6-6: Ejemplo de Programación Dinámica.....	81
Figura 6-7: Funcionamiento del Mercado Energía y SS.CC.....	85
Figura 7-1: Curva de Demanda Horaria del SING.....	87
Figura 7-2: Diagrama Unilineal del SING.....	89
Figura 7-3: Características Técnicas y de Costos de la Unidad NTO2.....	91
Figura 7-4: Puntos de Operación de NTO2	92
Figura 7-5: Oferta del Parque Generador: P_B v/s ρ_B	95

Figura 7-6: Beneficio del Sistema v/s Precios de Energía Básica.....	97
Figura 7-7: Oferta del Parque Generador: Q v/s ρ_B y ρ_Q	98
Figura 7-8: Oferta del Parque Generador: Q v/s ρ_Q para niveles de ρ_B	99
Figura 7-9: Oferta del Parque Generador: P_B v/s ρ_Q y ρ_B	100
Figura 7-10: Oferta del Parque Generador: P_B v/s ρ_B para niveles de ρ_Q	101
Figura 7-11: Oferta del Parque Generador: R1 v/s ρ_B y ρ_{R1}	102
Figura 7-12: Oferta del Parque Generador: R1 v/s y ρ_{R1} para niveles de ρ_B	103
Figura 7-13: Oferta del Parque Generador: R2 v/s ρ_B y ρ_{R2}	104
Figura 7-14: Oferta del Parque Generador: R2 v/s y ρ_{R2} para niveles de ρ_B	104
Figura 7-15: Oferta del Parque Generador: R3 v/s ρ_B y ρ_{R3}	105
Figura 7-16: Oferta del Parque Generador: R3 v/s y ρ_{R3} para niveles de ρ_B	105
Figura 7-17: Oferta del Parque Generador: P_B v/s ρ_{R1} y ρ_B	107
Figura 7-18: Oferta del Parque Generador: P_B v/s ρ_B para niveles de ρ_{R1}	108
Figura 7-19: Evolución de ρ_B para cada Hora en Iteraciones Iniciales.....	115
Figura 7-20: Evolución del Error para cada Hora en Iteraciones Iniciales.....	116
Figura 7-21: Detalle Evolución de ρ_B para cada Hora en Iteraciones Iniciales	116
Figura 7-22: Detalle Evolución del Error para cada Hora en Iteraciones Iniciales.....	117
Figura D-1: Resultado del Flujo de Potencia	149

RESUMEN

El objetivo principal del presente estudio, es definir una metodología para resolver el problema de despacho económico de carga, considerando la programación de la energía simultáneamente con los servicios complementarios. Los servicios complementarios son actividades o funciones colaterales a la producción de energía eléctrica, pero indispensables para mantener la calidad y seguridad del suministro. En la primera parte de este trabajo se entrega una visión general de los servicios complementarios y su aplicación en distintos países.

Recogiendo la experiencia internacional, y basándose en métodos para resolver el despacho de carga, se propone un modelo que programa el despacho para el día siguiente. Esta metodología funciona sobre la base de subastas horarias en un esquema tipo Pool o Bolsa de Energía. Los servicios complementarios considerados son Reservas para el control de la frecuencia, suministro de Potencia Reactiva para el control de la tensión y el Manejo de la Congestión. De esta forma se formula un método que valora cada servicio en conjunto con la energía, llegando a un despacho factible, que considera las condiciones de calidad y confiabilidad. Se simula la operación de este modelo con una adaptación del Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile.

Entre las contribuciones más importantes, se destaca el desarrollo y la aplicación de un modelo de simulación de mercados que integra las características técnicas de generadores, permitiendo evaluar de forma simultánea los costos de la energía y de cada servicio complementario. Además, entrega señales económicas diferenciadas a los participantes según la naturaleza del servicio y el aporte real que puede entregar cada agente. Si bien, los servicios complementarios no significan un costo directo mayor en relación con la producción de energía eléctrica, un ambiente competitivo puede hacer que su gestión se realice de forma eficiente, e incentiva la inversión en seguridad y calidad del sistema.

ABSTRACT

The main purpose of this study is to define a methodology to solve the economical load dispatch problem, simultaneously considering power scheduling and ancillary services. Ancillary services are collateral activities or functions to electric power production, but essential to maintaining the supply reliability and security. An overview of ancillary services and their application in various countries is given in the first part of this work.

A model is proposed that schedules next-day load dispatch, based on international experience and methods to solve the load dispatch. The methodology works based on hourly bids in a pool- or energy market-type scheme. Ancillary services considered are reserves for frequency control, reactive power supply for voltage control, and congestion management. Thus, a method valuing each service together with energy is achieved, arriving to a feasible dispatch, which considers reliability and security conditions. The method is applied to an adaptation of the Chilean Northern Interconnected System

One of the major contributions is the development and application of a model to simulate markets integrating the technical features of generators, allowing to simultaneously assess the costs of energy and each individual ancillary service. Also, it delivers differentiated economic signals to the participants, according to the nature of the services and the actual contribution made by each agent. Although ancillary services do not mean a higher direct cost in relation to power production, a competitive environment may lead to a more efficient management of their supply, and stimulate investments in the system's security and reliability.

I. INTRODUCCIÓN

Una de las transformaciones más importantes de las últimas décadas, para la evolución de la economía y negocios privados, se ha estado produciendo en el sector eléctrico. A nivel mundial se han observado importantes reestructuraciones en la industria eléctrica, la cual antes era considerada como un monopolio con funciones verticalmente integradas y cuyas actividades debían ser reguladas. Los cambios introducidos buscan crear un mercado más competitivo, lo que ha dado como resultado la separación de las actividades de Generación, Transmisión y Distribución, buscando así la eficiencia técnica y económica del sector. Además de esta separación de funciones, algunos países han ido más allá, creando novedosos modelos para organizar y operar esta industria.

En esencia, en dichos modelos se ha buscado desagregar en el sector diversas funciones y servicios, conformándose el llamado Mercado Eléctrico. En el segmento de Generación aparecen las compañías productoras de electricidad y los vendedores de energía. En el segmento de Transmisión, además de los propietarios de las redes, surge el operador independiente del sistema y los coordinadores de la programación. Y en el segmento de Distribución se introduce la figura de los comercializadores, a los que se les suman las compañías distribuidoras existentes. Además surge el operador del mercado, el cual es el encargado de coordinar y facilitar las transacciones e intercambios y, en conjunto con el operador del sistema, procurar que estos intercambios den como resultado una operación factible y confiable del sistema.

Dependiendo de cada país en particular, los agentes que participan del mercado pueden realizar una o más de estas actividades. Así, se crea competencia entre los agentes, principalmente entre generadores, los cuales buscan realizar contratos de largo plazo y participar del mercado spot con precios y volúmenes de generación con el objetivo de maximizar sus ingresos. También se produce competencia, por ejemplo, entre distribuidores y comercializadores, los cuales buscan captar el mayor número de clientes ofreciendo contratos atractivos y que se adapten a las necesidades particulares de cada consumidor.

La industria eléctrica organiza las transacciones entre estos agentes aplicando distintos diseños de mercado, entre los cuales se pueden distinguir principalmente cuatro:

tipo Pool, Bolsa de Energía, Contratos bilaterales físicos y Contratos bilaterales financieros. De esta forma los mercados eléctricos se forman tomando una combinación de estas modalidades. En estas estructuras existen características o elementos comunes, en particular debe existir un agente que gestione la provisión de los llamados servicios complementarios. En muchos casos esta función es realizada por un operador de mercado en coordinación con un operador del sistema.

Los servicios complementarios son aquellas funciones que sirven de soporte al proceso de Generación, Transmisión y Distribución de la electricidad, de modo de satisfacer las condiciones de seguridad y calidad necesarias. Estas actividades tienen un costo para el sistema, por ello es necesario buscar un esquema que retribuya los servicios complementarios, de modo de asegurar su provisión e incentive las inversiones necesarias. En los esquemas tradicionales, estos servicios se proveían de manera agregada en la energía eléctrica como obligaciones técnicas, cuyos costos no eran reconocidos explícitamente. En un mercado competitivo es necesario identificar cuáles son los servicios complementarios necesarios según las particularidades del sistema, cuantificar el costo de su provisión y establecer quiénes son los consumidores y proveedores de éstos. Así, se puede reconocer quienes pueden proveer servicios complementarios de mejor forma, realizando una asignación más eficiente y segura para el sistema.

Una de las premisas, de esta Tesis, es que "los mercados competitivos de energía requieren mercados de servicios complementarios competitivos" (Sing y Papalexopoulos, 1999). Por ello se hace fundamental crear un esquema necesario para el intercambio, así como establecer un mecanismo de asignaciones y cargos en un ambiente competitivo, procurando asegurar su presentación de manera eficiente, tanto técnica como económicamente.

II. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Los servicios complementarios (SS.CC.) son aquellas funciones necesarias para apoyar la entrega de potencia y energía en un sistema eléctrico de potencia, haciendo posible las transacciones de electricidad y satisfaciendo las condiciones de seguridad y calidad en niveles aceptables. Estos servicios son actividades secundarias o colaterales, pero indispensables en el proceso de suministro eléctrico. Todos los agentes participantes del mercado eléctrico pueden proveer uno o más de estos servicios según la naturaleza de las funciones que realizan.

Las características de seguridad y calidad del suministro eléctrico están íntimamente relacionadas con la operación del sistema en el corto plazo. Es en este período de tiempo en donde la mayoría de los servicios complementarios cumplen su rol, es por esto que generalmente son asociadas la operación y programación para el día u hora siguiente. No obstante lo anterior, existen servicios que es necesaria su programación en el largo plazo, como por ejemplo, el servicio de reposición del sistema o partida automática.

Los servicios complementarios siempre han existido, pero es sólo en los últimos años que se han reconocido como actividades o funciones que pueden ser transadas en el mercado. Inicialmente, en los esquemas tradicionales con empresas verticalmente integradas, estas funciones y la forma de recuperar sus costos se realizaban de forma agregada dentro del servicio eléctrico (Carrido et al, 1999). Sin embargo, hoy las industrias de numerosos países han sufrido una reestructuración radical, ello con el objetivo de introducir competitividad a la industria. Esta competencia ha traído como resultado una renovada utilización de los recursos de generación, transmisión y distribución. En estos esquemas es posible identificar claramente cuáles son los servicios complementarios necesarios, quiénes son los proveedores y consumidores de estos servicios y establecer un mecanismo de cargos y asignaciones a los participantes de este mecanismo competitivo.

Esta característica de competitividad no es condición necesaria para la provisión de servicios complementarios. Pero si el mercado se organiza y se gestiona adecuadamente, desde el punto de vista económico, se podrían obtener estos recursos de

forma más eficiente que como obligaciones remuneradas. No obstante lo anterior, es necesario que exista una reglamentación adecuada que establezca requisitos mínimos de seguridad y calidad obligatorios.

Así, la buena gestión o administración de los servicios complementarios es importante por razones tanto técnicas como económicas (Bolton et al, 2000). Primeramente, más que “complementarios”, son esenciales e indispensables para una operación confiable y segura del sistema eléctrico. Para garantizar esto, deben estar integrados adecuadamente en la estructura del mercado, de manera de asegurar su provisión. Y en segundo lugar, hay que asignar estos recursos de forma de minimizar los costos involucrados en la provisión de estos servicios.

2.1 Tipos de Servicios Complementarios

Existen muchos tipos de servicios complementarios y distintas clasificaciones de ellos. Establecer cuáles son los servicios necesarios depende del funcionamiento del mercado, de los aspectos legales que regulen el negocio de la electricidad y de las necesidades particulares de cada sistema eléctrico. También, los servicios complementarios pueden ser provistos por los distintos agentes del mercado, principalmente los generadores. Sin embargo, el transmisor puede participar en servicios como regulación de voltaje, así como los consumidores en servicios de desconexión por baja frecuencia. El presente estudio se centra principalmente en aquellos servicios que entregan los generadores. A continuación se describirán los servicios más comúnmente definidos (Prada).

2.1.1 Servicios de Coordinación y Operación del Sistema

2.1.1.1 Programación y Despacho

Consiste en la planificación de la operación utilizando los recursos de generación y transmisión, que se encuentren disponibles para satisfacer la demanda. Este servicio integra las actividades necesarias para despachar las transacciones contratadas y también va asociado a las acciones en tiempo real para mantener el sistema ante variaciones de carga o demanda. Para ello, debe existir un operador del sistema que se encargue de coordinar todos los recursos de generación, transporte y consumo de energía

de forma de abastecer la demanda. Lo anterior, procurando mantener la frecuencia, límites térmicos y tensiones que aseguren la estabilidad y seguridad del sistema.

2.1.1.2 Manejo de la Congestión

Aunque la congestión en las redes de transmisión no siempre se trata como un servicio complementario propiamente tal, puede considerarse así, ya que es una actividad necesaria para hacer factibles y seguros los intercambios de potencia del sistema. Por lo tanto, ésta es una actividad colateral a la producción de energía y presenta costos asociados al redespacho. Este manejo de la congestión puede considerarse parte del Servicio de Coordinación y Operación del Sistema. Las acciones que componen este servicio son las destinadas a reprogramar el despacho, de forma que cumplan las restricciones por capacidad de transporte de las líneas de transmisión. Para ello debe existir un coordinador u operador del sistema. Los generadores que están dispuestos a entregar más potencia deben ser remunerados apropiadamente y, se pueden asignar cargos para incentivar a estos agentes a limitar o bajar su producción. También es posible involucrar a los consumidores enviando señales de precios, según los aportes que puedan hacer en la disminución de su carga, para aliviar a las líneas que afecten.

2.1.2 Servicio de Control de Frecuencia

2.1.2.1 Regulación Primaria

Consiste en proveer de una adecuada capacidad de respuesta en recursos de generación de energía, con el fin de mantener la frecuencia dentro de su valor nominal. La regulación primaria funciona como control proporcional a la desviación de frecuencia. Las variaciones de frecuencia se originan por desbalances de potencia debido a rápidas fluctuaciones en la generación o en el consumo. Este servicio permite ajustar continuamente los recursos de generación ante variaciones de carga en tiempo real. Para ello, las unidades generadoras deben disponer de la reserva necesaria y ajustar sus equipos de control automáticos de la velocidad (AVR).

2.1.2.2 Regulación Secundaria

Este servicio cubre las necesidades que no han sido satisfechas por la regulación primaria y se diferencia en el tiempo de actuación. Consiste en el uso de la

generación en línea, con turbinas equipadas con reguladores de velocidad, para seguir minuto a minuto las fluctuaciones de carga. La energía cinética de los rotores es usada, dentro de un rango limitado, para ajustar los desbalances entre generación y carga. Este servicio actúa mediante equipos automáticos de generación (AGC) en coordinación con el operador del sistema y se realiza con el fin de seguir las tendencias horarias y diarias de la carga.

2.1.2.3 Regulación Terciaria

Tiene las características de la reserva secundaria, pero el tiempo de actuación es mayor. Consiste en generación disponible en el corto plazo para gestionar el desequilibrio entre la producción y el consumo. Este servicio es dirigido de forma manual y bajo la orientación del operador del sistema. Opera luego que la regulación primaria y secundaria han sido accionadas, pero es necesario más reservas para volver a las condiciones normales de operación.

2.1.3 Servicio de Control de Voltaje

2.1.3.1 Regulación de Voltaje con Recursos de Unidades Generadoras

Este servicio se compone de la producción de potencia reactiva por parte de los generadores para solucionar los problemas de bajas de tensiones y de la capacidad de absorber potencia reactiva para niveles altos de tensiones. De ambas formas se entrega un servicio de manera continua o dinámica ante los cambios de tensiones.

2.1.3.2 Regulación de Voltaje con Recursos de otras Fuentes

Consiste en usar otros recursos de suministro de potencia reactiva y de red de transmisión para mantener el voltaje en los rangos requeridos. El consumo y la red de transmisión pueden participar de este servicio de modo más estático, corrigiendo el factor de potencia mediante equipos estáticos conmutables de condensadores, equipos de monitorización en los puntos de recepción y ajuste de los taps en los transformadores.

2.1.4 Servicio de Reposición del Sistema

Este servicio tiene como propósito restaurar el funcionamiento del sistema en el caso de ocurrir una gran perturbación o colapso de éste. Un colapso se produce cuando los parámetros del sistema (tensión, corriente, frecuencia) tienen variaciones inaceptables, rompiendo el equilibrio. Para participar de este servicio las plantas generadoras deben tener capacidad de autoarranque (Black-Start), es decir empezar a funcionar sin necesidad de suministro externo de energía eléctrica. Además, los generadores deben tener la disponibilidad para consumir y producir reactivos, a fin de controlar la tensión durante el proceso de restauración. También es importante tener los recursos necesarios de comunicación y coordinación, de manera de mantener la flexibilidad y estabilidad del sistema, minimizar la duración y garantizar seguridad durante el proceso.

2.2 Gestión de los Servicios Complementarios en los Mercados Eléctricos

Para gestión de los servicios complementarios, el sector eléctrico se organiza utilizando las figuras de Operador del Mercado en coordinación con el Operador del Sistema, o un agente que realice ambas actividades.

El Operador del Mercado es el nexo con los generadores en cuanto a retribución y en informar las necesidades de SS.CC. y, por su parte, los generadores ofrecen estos servicios con criterios económicos considerando sus capacidades técnicas de operación. El Operador del Sistema es el encargado de determinar las necesidades de SS.CC., recibir las ofertas de parte de Operador del Mercado y analizar la factibilidad técnica de la oferta para así programar el despacho real. También el Operador del Sistema informa al Operador del Mercado que generadores, debido a su ubicación en el sistema u otras restricciones, pueden o no participar de ciertos servicios. En algunos casos, cierta parte de la provisión o la totalidad de un determinado servicio es obligatoria, en estos casos es directamente el Operador del Sistema quien determina la operación de los generadores.

A continuación, la Figura 2-1 muestra un esquema de cómo se coordinan los distintos agentes mencionados a fin de gestionar y programar la provisión de los SS.CC.

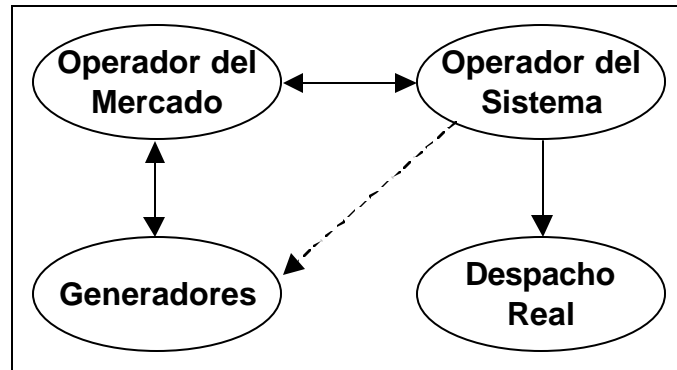


Figura 2-1: Gestión de los Servicios Complementarios

El presente estudio se concentra en los servicios complementarios de control de frecuencia (reservas), de control de voltaje (suministro de potencia reactiva) y de manejo de la congestión. Como veremos más adelante, estos servicios se gestionan dependiendo de cada país, en un mercado obligatorio y/o voluntario y con contratos de largo plazo. Sin embargo, por la naturaleza de estos servicios que responden a necesidades del corto plazo o de tiempo real, es una tendencia mundial concentrar su gestión en el mercado spot.

El objetivo final es, dentro de un esquema de bolsa de energía, lograr un despeje en forma conjunta del precio básico de la energía con los precios de los servicios complementarios. Así, se minimiza de forma más óptima los costos totales de manera integrada, llegando a mejores resultados que los que se obtendrían al plantear el problema de despacho de la energía básica y de servicios complementarios por separado. En los siguientes capítulos se encuentra con mayor detalle la descripción de cada uno de los servicios mencionados.

III. SERVICIOS DE RESERVAS

3.1 Necesidad de Reservas en un Sistema Eléctrico

La carga total de un sistema eléctrico de potencia varía constantemente. Gran parte de las fluctuaciones de esta carga pueden ser pronosticadas según la información que se tenga de la demanda y de los datos estadísticos del comportamiento histórico de los consumos. Así, existen las llamadas curvas de demanda, cuya duración puede ser diaria, mensual, estacional o anual y, según la duración de ellas, estas curvas son herramientas vitales para la programación de la operación, en el corto plazo y planificación del sistema en el largo plazo.

A pesar de todos los métodos que se utilicen para prever la demanda diaria u horaria, siempre se presentan variaciones respecto a lo pronosticado. Como sabemos, una característica de los sistemas eléctricos de potencia es que la generación debe estar balanceada con el consumo en cada instante. Por ello es indispensable corregir las diferencias que se produzcan. Los generadores conectados al sistema deben estar sincronizados con la red, es decir, la frecuencia y la fase deben coincidir con la del sistema. Cuando ocurren estas diferencias entre generación y consumo, la frecuencia se ve afectada. Si la generación es menor que la carga, las máquinas de los generadores tienden a frenarse y disminuir su velocidad y a su vez, sucede lo contrario si el consumo es menor que la generación.

La frecuencia se debe mantener en todo momento dentro de los límites de seguridad de servicio, con el fin de evitar el colapso del sistema. Para ello, el sistema debe contar con unidades generadoras que posean equipos aptos y reservas suficientes que permitan una regulación de su producción, para equilibrar los requerimientos variables del consumo.

El operador del sistema necesita disponer reservas para cumplir con los criterios de seguridad y calidad, minimizando así las variaciones de frecuencia. En una industria competitiva, los generadores participan de este criterio de operación, no sólo como una obligación de conexión, sino como proveedores de un servicio remunerado del cual deciden participar según sus capacidades técnicas y beneficios económicos. Incluso hay mercados en que los generadores participan también como consumidores cuando, por

razones técnicas, no pueden cumplir un nivel de reservas mínimo impuesto por la autoridad, por lo que deben contratar este servicio a terceros (Allen y Mrija, 2000). También los productores que venden su energía a través de contratos bilaterales, con el fin de cumplirlos y protegerse ante fallas de sus unidades generadoras, adquieren reservas de potencia de otros productores de energía. En el caso del consumo, la desconexión o desprendimiento de la carga se está considerando como parte o de este servicio. Así, los consumidores pueden negociar el ajuste de los relés de baja frecuencia, con el fin de ser remunerados por su aporte en aliviar la carga cuando se produce una perturbación.

3.2 Costos de los Generadores Asociados a la Regulación de Frecuencia

Para un generador síncrono, la frecuencia del voltaje en sus terminales es proporcional a la velocidad del generador. En un sistema interconectado existe una frecuencia de operación común para toda la red, la cual define la velocidad de cada generador. Cuando la demanda de los consumidores aumenta, se necesita más potencia de salida en cada generador para mantener la velocidad. Para un generador, la potencia de salida se equilibra con la de entrada de la siguiente manera:

$$\begin{array}{rcccl} \text{Potencia} & & \text{Potencia} & & \text{Cambios de} & \\ \text{Mecánica} & = & \text{Eléctrica de} & + & \text{Energía} & (3.1) \\ \text{de Entrada} & & \text{Salida} & & \text{Cinética} & \end{array}$$

Por lo tanto, un aumento en la potencia de salida eléctrica, sin el aumento correspondiente en la potencia mecánica de entrada (turbinas), implica: reducción en la energía cinética rotatoria, reducción en la velocidad del generador y caída de la frecuencia.

Para mantener la frecuencia del sistema dentro de los límites aceptables, debe aumentarse la potencia mecánica de entrada al generador, para que así, el equilibrio de potencia sea recuperado. La potencia mecánica es controlada por el regulador de velocidad (governor); por ejemplo: en un generador térmico, el gobernador controla de manera directa la válvula principal de vapor. A la característica de regulación, en régimen permanente, que relaciona la velocidad o frecuencia con la potencia mecánica del generador, se la llama estatismo (droop). Es necesario ajustar el estatismo según la capacidad que se quiera para regular la frecuencia, es decir, la capacidad de absorber

cambios positivos y negativos en la carga. La Figura 3-1 muestra la característica de regulación de frecuencia o estatismo de una máquina síncrona cualquiera.

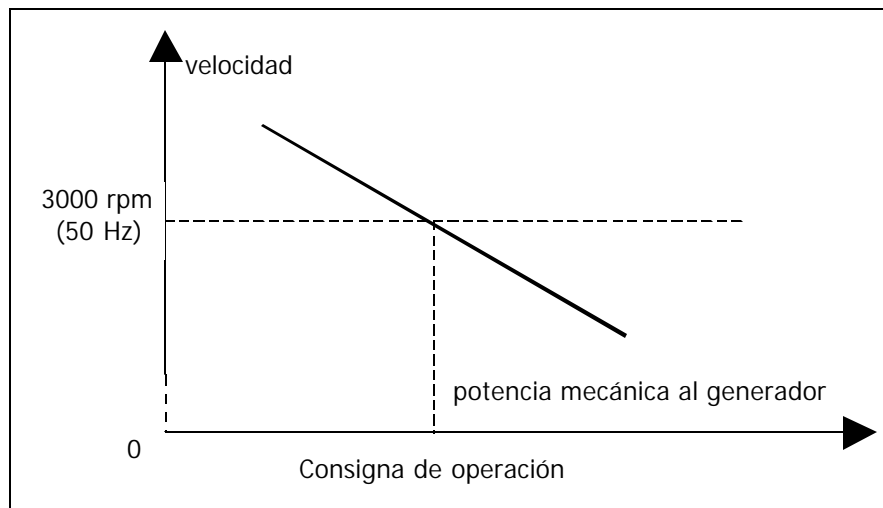


Figura 3-1: Estatismo o Característica de Regulación de Frecuencia

De lo anterior podemos concluir que regular frecuencia y entregar reservas al sistema tiene tres costos asociados. Costo por una mayor mantención, ya que implica mayor desgaste mecánico por los constantes ajustes automáticos y manuales de la unidad generadora. También hay asociado un costo de oportunidad, debido a que en la regulación de frecuencia se debe mantener un margen de reservas de potencia, la que podría estar siendo despachada y la unidad siendo remunerada por ella. Es decir, no genera en su punto económicamente óptimo. En caso de que la reserva sea realmente requerida, está el costo directo de producir energía.

3.3 Las Reservas como Servicio Complementario

El Servicio de Regulación de Frecuencia tiene por objeto corregir en forma inmediata los desequilibrios instantáneos entre generación y consumo. Éste es un servicio suministrado principalmente por los generadores. El ajuste debe realizarse en segundos, y

se realiza mediante la variación de potencia de los generadores como respuesta a las variaciones de frecuencia.

Este servicio está conformado por diversas reservas caracterizadas y gestionadas jerárquicamente, dependiendo de la realidad física y regulatoria de cada sistema de potencia en particular. Una clasificación de la regulación de frecuencia se obtiene al diferenciarla en servicios de regulación primaria, secundaria y terciaria. Esta diferenciación se debe principalmente al tiempo de actuación y sostenimiento de la reserva ante cambios en la carga (Carrido et al, 1999). Estos servicios son proporcionados principalmente por los generadores, pero existen algunos mercados donde se incentiva la participación de grandes consumidores, ya sea mediante la disminución de su consumo o su desconexión.

3.3.1 Servicio de Regulación Primaria

Este servicio tiene por objeto corregir en forma inmediata y automática los desequilibrios instantáneos entre generación y consumo. Éste es un servicio local y es suministrado principalmente por los generadores. El ajuste debe realizarse en segundos y se realiza mediante la variación de potencia de los generadores en forma automática, como respuesta a las variaciones de frecuencia.

Algunos requerimientos básicos para los proveedores de este servicio son:

- Estar sincronizado con el sistema y ser despachado.
- Disponer de la reserva primaria.
- Poseer sensores de frecuencia para detectar cualquier variación.
- El gobernador de la máquina debe responder de manera autónoma ante las variaciones de carga.
- Tener la capacidad de responder en segundos. Y después de ser requerido, mantenerse durante el período de tiempo que sea necesario.

La función primordial de este servicio es mantener la frecuencia en los niveles de calidad necesarios y equilibrar pequeños desbalances de carga. Es decir, se trata de un control proporcional a la desviación de frecuencia. Pero también, dependiendo del diseño del mercado, tiene un papel secundario ante emergencias o grandes incidentes, al realizar una primera contención que puede evitar que el evento alcance proporciones mayores.

3.3.2 Servicio de Regulación Secundaria

Este servicio se realiza con el objetivo de ajustar la generación debido a desvíos en la previsión de la demanda y modificaciones en los programas de generación. Este ajuste es de respuesta más lento que en el caso de regulación primaria, con una actuación del orden de pocos minutos. Este servicio es proporcionado por los generadores mediante un control automático de generación (AGC) o de forma manual como respuesta a una orden de despacho.

Los requisitos de este servicio para los proveedores son:

- Estar sincronizado con el sistema, pudiendo no estar generando o despachado.
- Disponer de reserva secundaria.
- Poseer un equipo de control automático de la generación (AGC).

El objetivo de este servicio es llevar la frecuencia a su valor nominal o valores muy cercanos a éste. Así se realiza un control proporcional e integral a fin de reducir a cero la variación de la frecuencia. Además tiene el rol de permitir a la regulación primaria volver a su condición inicial, es decir recuperar estas reservas.

3.3.3 Servicio de Regulación Terciaria

El objetivo principal es permitir que la reserva secundaria se recupere o vuelva a su condición inicial. Tiene las características de la reserva secundaria, con diferencia en el tiempo de actuación, que en este caso es mayor: del orden de 15 a 30 minutos. También el tiempo que debe mantenerse el servicio es mayor, ya que recuperar los niveles normales de operación, debido a una contingencia mayor, puede durar horas.

3.3.4 Servicio de Reserva No Sincronizada

Podemos distinguir dos tipos de reservas no sincronizadas o no conectadas a la red: la reserva caliente y la reserva fría. A la disponibilidad de unidades térmicas con calderas a temperatura de operación se le denomina reserva caliente. La reserva fría corresponde a las unidades apagadas, pero disponibles en el plazo de tiempo necesario.

El tiempo de respuesta en este caso es de alrededor de 30 minutos. Con este servicio se pretenden suministrar los incrementos necesarios cuando haya desviaciones entre la generación y la demanda, permitiendo recuperar las bandas de funcionamiento de la regulación de frecuencia y los niveles de reservas sincronizadas necesarios. Con esta acción se asegura la estabilidad e integridad del sistema interconectado.

Algunos de los requisitos generales para prestar este servicio son:

- Tener la capacidad para satisfacer las exigencias del operador del sistema.
- Tener disponibilidad de generación.
- Las unidades deben tener los controles manuales necesarios de generación.

3.4 Características del Mercado de Reservas

En las antiguas estructuras de mercados eléctricos tareas como la regulación de frecuencia, el seguimiento de carga y la mantención de las reservas necesarias eran asignadas a los generadores, producto de acuerdos históricos. De esta forma, se aseguraba la estabilidad e integridad del sistema y se cumplía con la calidad y seguridad en suministro de la energía. Sin embargo, producto de las nuevas estructuras que presentan los mercados eléctricos, estas funciones pueden ser tratadas como otro bien a transar, escogiendo de manera óptima las unidades que estén dispuestas a ofrecer estos servicios.

Para que exista un mercado de reservas es primordial contar con una estructura adecuada de mercado, en que exista un marco de seguridad y de calidad en los aspectos tanto económicos como técnicos.

En relación con los aspectos económicos, los costos relacionados con el servicio de reserva deben ser reconocidos por el mercado y estar de manera explícita o implícita incluidos en el pago por estos servicios (Sing y Papalexopoulos, 1999). En algunos mercados existen cobros separados por la disponibilidad del servicio y por la utilización real de éste, en otros casos, ambos están considerados dentro de la valorización total. También es importante que se cuente con una legislación que precise los mecanismos de intercambios adecuados, ya sea en los contratos de largo plazo, como en el mercado spot.

En los aspectos técnicos, es fundamental contar con un encargado de realizar la previsión de las reservas precisas. Por la naturaleza de este servicio, su función de equilibrar la aleatoriedad de la demanda como los desbalances imprevistos, no se puede saber con certeza exactamente cuanta reserva de cada tipo se utilizará. Por ello, el operador del sistema debe realizar una estimación del volumen necesario de cada tipo de reserva según un marco de seguridad y calidad previamente establecido. Por ejemplo, la cantidad de cada reserva puede corresponder a un porcentaje de la demanda prevista o una cantidad fija de acuerdo al despacho. Una vez determinada la cantidad necesaria de reservas, el operador del mercado enfrenta esta demanda de reserva con la oferta en un mercado spot o del día siguiente. Otra forma de resolver el problema es, que el operador del sistema, determine en forma rígida alguna de las reservas y asigne las unidades que considere más óptimas para realizar este servicio, las que serán remuneradas según precios fijados o contratos de largo plazo acordados anteriormente. Usando alguna de estas alternativas o una mezcla de ambas, el operador del sistema programa de manera eficiente los recursos de generación disponibles.

Otro aspecto técnico importante a considerar son las restricciones derivadas de las exigencias de tiempo de actuación de las reservas. El suministro de reservas rápidas, por parte de un generador, depende de si está o no despachado. Si no se encuentra sincronizado a la red, no podrá cumplir con los requisitos mínimos de tiempo de entrega de la reserva. Además, la cantidad de energía que puede ofertar y producir en el despacho final, está limitada por su potencia técnica máxima y por la cantidad de potencia del servicio de reservas comprometidas. Por esto, las reservas más rápidas son propias del mercado spot y de acuerdos de corto plazo. Las reservas de mayor tiempo de respuesta pueden transarse tanto en el mercado spot, como en contratos de largo plazo.

3.5 Experiencia En Otros Países

3.5.1 Estados Unidos (California)

En California, tradicionalmente las empresas eléctricas integradas verticalmente (PG&E, SCE, SDG&E) eran las responsables de asegurar la confiabilidad de sus áreas de servicios (CAISO, 2000). Luego surgió una organización totalmente voluntaria llamada NERC (North American Electric Reliability Council), que ha estado a la vanguardia de establecer pautas, políticas y normas de confiabilidad. Forman parte de NERC organizaciones regionales llamadas Regional Reliability Councils (RRCs) formadas por las empresas que operan dentro de las regiones. Una de estas regiones es California, y es parte de un vasto sistema que coordina estas organizaciones, el llamado Western System Coordinating Council (WSCC).

En 1998 comienza el proceso de reestructuración del mercado eléctrico en California y el funcionamiento de dos organismos fundamentales: el CAISO (California Independent System Operator) como operador del sistema y el PX (Power Exchange). El PX es una bolsa de energía en donde se pueden transar productos de generación o demanda libremente, separándolo del mercado spot. Por otra parte, el CAISO es el encargado de administrar y operar el sistema, pero además maneja un mercado de energía de tiempo real, servicios complementarios y transmisión. También surge la figura de los coordinadores de programación (SC, Scheduling Coordinators), ellos son administradores de contratos bilaterales de los generadores. Y son los responsables de programar la energía de manera económica a los generadores y presentar sus ofertas al CAISO en competencia con las ofertas del PX. Con todas estas nuevas estructuras y organización del mercado, se hizo necesaria la separación y clasificación de los diferentes servicios complementarios y sus costos asociados.

El CAISO debe procurar mantener la seguridad y confiabilidad del sistema, todo bajo esta estructura de mercado competitivo. Entonces, debe determinar la cantidad y ubicación de cada servicio complementario, como reservas, control de voltaje, suministro de reactivos etc. Se deben seguir los criterios de confiabilidad de la NERC y del WSCC, los cuales se encuentran en NERC Operating Policy 1, donde se entregan políticas sobre definiciones y criterios de confiabilidad para la procuración de reservas operativas y servicios de control de generación (NERC 1998). Esto se hace en el despacho

programado por el CAISO en una base horaria cada día. Las cantidades requeridas se determinan según la siguiente clasificación:

3.5.1.1 Servicio de Regulación (Regulation/AGC)

Consiste en generación sincronizada con la red, la que puede aumentar y disminuir instantáneamente según los requerimientos del CAISO, manteniendo así el balance de energía. Es similar a la regulación primaria de frecuencia.

El CAISO debe asegurar suficientes unidades generadoras que sean sensibles de manera inmediata al control automático de generación (AGC), con el fin de proveer suficiente servicio de regulación y cumplir con los criterios del WSCC y de la NERC.

3.5.1.2 Reservas Sincronizadas y No Sincronizadas (Spinning And Non-Spinning Reserves)

El CAISO debe proveer un mínima reserva operativa, compuesta de reservas sincronizadas y no sincronizadas. La reserva sincronizada es la capacidad no despachada, pero sincronizada con la red, que puede ser utilizada totalmente en 10 minutos. La reserva no sincronizada, a diferencia de la anterior, no se encuentra sincronizada con la red, pero también puede estar disponible en 10 minutos. Acorde con lo criterios de la NERC y del MORC (Minimum Operating Reliability Criteria), la restauración de reservas operativas debe realizarse dentro de 60 minutos después del comienzo del evento por el que fue despachada.

El CAISO calcula la cantidad total de reserva operativa mínima (sincronizadas más no sincronizadas) según:

- 5 % de la demanda debe ser satisfecha con la generación proveniente de recursos hidroeléctricos, más un 7% de la demanda satisfecha con generación proveniente de otros recursos (la demanda cubierta por compras a empresas fuera del área de control del CAISO no está incluida),o
- La contingencia simple mayor, si esto es más grande,

- El criterio más exigente requerido por CAISO.

Adicionalmente, el CAISO debe mantener esta reserva operativa igual a la cantidad de importaciones interrumpibles programadas por los coordinadores de planificación (SC) para cualquier hora. Esta reserva operativa adicional debe ser auto-producida o adquirida por los SC al CAISO.

3.5.1.3 Reservas de Reemplazo (Replacement Reserve)

La reserva de reemplazo es aquella que puede estar disponible en 60 minutos. El CAISO determina la cantidad de reserva de reemplazo basado en:

- Análisis históricos de las desviaciones producidas entre la previsión del día siguiente y la demanda actual.
- Datos históricos de salidas no planificadas de unidades generadoras.
- Déficit históricos entre la programación final del día siguiente y la generación y demanda actual.
- Comportamientos históricos de salidas inesperadas de la transmisión.
- Otros factores que afectan la capacidad del CAISO para mantener la confiabilidad del sistema.

La reserva de reemplazo puede provenir de las otras reservas, como las sincronizadas y no sincronizadas, siempre que no signifique un déficit en la provisión de dichas reservas. De esta forma el CAISO puede determinar la cantidad de reserva de reemplazo que requiere en cada zona.

3.5.1.4 Funcionamiento del Mercado de Reservas en California

El CAISO es el encargado de operar un mercado competitivo de “día previo” y “hora previa” de servicios complementarios. En el mercado del día previo se transan la energía no cubierta por los contratos bilaterales de largo plazo y los servicios complementarios para las 24 horas del día siguiente. En el mercado de la hora previa se tratan las necesidades de energía y servicios complementarios para la hora siguiente, las

que no han sido cubiertas ni por los contratos de largo plazo, ni por el mercado del día previo o, necesidades derivadas de cambios en la demanda, de salidas no programadas de unidades u otros eventos inesperados. El CAISO debe adquirir al menor costo los servicios complementarios necesarios para los consumidores finales, siendo consistente con la calidad y seguridad requeridas para el sistema. Cualquier coordinador de planificación (SC) que representa las unidades generadoras, unidades del sistema, cargas o importaciones externas de recursos del sistema, puede realizar ofertas en el mercado de servicios complementarios del ISO, siempre que cuente con los certificados y permisos necesarios. El ISO entrega toda la información necesaria a los coordinadores de planificación a las 18:00 horas, dos días antes del día de la subasta.

Las ofertas de regulación, reserva sincronizada, no sincronizada y ofertas de reemplazo para el mercado de “día previo”, deben ser recibidas por ISO a las 10:00 horas. Las ofertas deben incluir información para cada una de las 24 horas del día de la subasta. Si la información no es entregada en el período de tiempo definido por el ISO, deberá declarar el proceso como inválido. Las ofertas para las reservas mencionadas anteriormente, pero para el mercado de “hora previa”, deben ser recibidas al menos dos horas antes del período de pago. Estas ofertas sólo incluyen información para el período correspondiente.

3.5.2 Reino Unido

En Marzo del año 2001 el mercado eléctrico del Reino Unido pasó de un esquema en donde funcionaba en torno al National Power Pool, a una estructuración llamada New Trading Arrangements (NETA). Ésta consiste en un sistema en donde la demanda y la oferta pueden negociar libremente sus contratos de electricidad. El operador y dueño de la red de transmisión sigue siendo la National Grid Company (NGC).

En el antiguo sistema, organizado en torno a la National Power Pool, ya existían cuatro servicios complementarios principales: Potencia Reactiva; Reserva; Respuesta de Frecuencia y Capacidad de Black Start. Específicamente, el servicio de Reserva consistía en la capacidad de incrementar o reducir la potencia de salida de una unidad en un tiempo entre los 2 y 20 minutos después de la instrucción de despacho.

Bajo este nuevo sistema, se mantienen la definición de estos cuatro servicios complementarios principales, pero se perfeccionan la gestión y el tratamiento de ellos. De esta forma se definen los siguientes servicios obligatorios y remunerados (mandatory services) para generadores superiores a 50 MW o consumidores que adquieran más de 50 MW:

- Potencia Reactiva
- Respuesta de frecuencia.

Otros servicios, no obligatorios y remunerados (comercial services) que pueden ser suministrado por cualquier proveedor ya sea generación o demanda, son:

- Reservas.
- Black Start.
- Contratos de restricciones en la transmisión (Transmission constraint contracts).
- Desconexión ante un evento en el sistema (Commercial intertrips).

Al igual que el sistema Pool, es la NGC quien tiene la obligación de adquirir los suficientes servicios complementarios de modo de cumplir con sus obligaciones establecidas en la Electricity Act y en Transmission Licence (Office of Gas and Electricity Markets, 2000). A los agentes que participan del servicio de respuesta de frecuencia y en el mercado del servicio de reservas se les conoce como “Participantes del Mecanismo de Balance”

La respuesta de frecuencia puede verse como reserva a corto plazo que se proporciona automáticamente. Es decir, sin la instrucción explícita y se usa para mantener, reducir o recuperar la frecuencia ante cambios de ella; antes de la actuación de las reservas.

En la aplicación del NETA, se subdivide el servicio de reserva en dos tipos diferentes de reservas: de regulación o rápida y firme. Éstas se diferencian en la escala de tiempo en qué operan y sus mecanismos de pagos. Sin embargo, junto con la respuesta de

frecuencia, los distintos tipos de reserva son usados por el operador del sistema para ocuparse de los desbalances entre generación y demanda.

3.5.2.1 Respuesta de Frecuencia

La NGC tiene el deber de controlar la frecuencia dentro de los límites especificados en el Electricity Supply Regulations (The National Grid Company, 2000). Es decir, $\pm 1\%$ de la frecuencia nominal (50.00Hz) salvo en circunstancias anormales o excepcionales. La NGC debe asegurar la suficiente generación (o demanda) para mantener la frecuencia en forma automática y manejar todas las contingencias que produzcan cambios de frecuencia.

El sistema de control de frecuencia minuto por minuto es controlado por acciones de autobalance de generadores y proveedores y las ofertas aceptadas por la NGC. El balance inmediato segundo por segundo (ajuste fino) debe ser proporcionado por unidades generadoras, a través de sistemas del control automático, que continuamente modulan sus salidas para corregir las variaciones de frecuencia de sistema.

Cuando las variaciones de frecuencia son pequeñas, todos los generadores grandes deben ser capaces de contribuir al control de frecuencia. Esta obligación es requerida por el Grid Code y es condición para la conexión a la red de la transmisión. Se pide que cada unidad generadora tenga una característica de 4% de estatismo de su gobernador y debe ser capaz de proporcionar una respuesta de potencia continua para mantener los valores nominales ante los cambios de frecuencia.

3.5.2.2 Reserva Rápida

La reserva rápida es la entrega pronta y confiable de potencia activa proporcionada como un aumento de generación o una reducción en consumo de las fuentes de la demanda, después de una instrucción electrónica de despacho dada por la NGC (The National Grid Company, 2001). Se diferencia del servicio anterior en que su tiempo de respuesta es levemente mayor, del orden de 1 a 2 minutos. La entrega de potencia activa debe empezar a actuar en menos de 2 minutos una vez dada la instrucción, y ser entregada a una tasa mínima de 25 MW/minuto. Esta reserva debe ser mantenida por un período mínimo de 15 minutos. La reserva rápida se usa, además de otros servicios

para mantener el balance de energía, para controlar cambios de frecuencia que podrían darse de forma súbita e imprevisible por cambios en generación o demanda. La NGC tiene un requisito de 24 horas de reserva rápida, y la evaluación de los costos de las ofertas y su aceptación se realiza sobre una base mensual.

El proceso de contrato de reserva rápida consta de tres etapas. La primera etapa es de pre-calificación, en donde todos los potenciales proveedores son invitados a llenar un cuestionario sobre sus capacidades. Luego viene la etapa de servicio opcional, en la cual no existe ninguna obligación de las partes, pero permite despachar reserva en caso de ser necesario y se remunera el servicio sólo en el caso de haber sido usado realmente. La última etapa es la de servicio firme, en ella los proveedores tienen la oportunidad de ofrecer (en una base mensual) la disponibilidad de su planta para estar en un estado de responder con prontitud los requerimientos de reserva rápida. En esta etapa, este servicio complementario se remunera según las ofertas que son aceptadas por la NGC.

3.5.2.3 Reserva Firme (Standing Reserve)

En ciertos momentos del día la NGC necesita potencia extra en forma de generación o reducción de la demanda, debido a que la demanda real es mayor que en las estimaciones de ella o por salidas forzadas de plantas generadoras (The National Grid Company, 2001). Esta potencia es la reserva principal del sistema y se programa sobre una base anual. La reserva firme se activa una vez que han actuado las reservas anteriores, y se necesita más potencia para mantener el balance entre generación y consumo y recuperar los niveles de las reservas anteriores. Esta reserva reúne los recursos sincronizados y no-sincronizados del sistema. La NGC es la encargada de contratar la reserva firme, la cual es proporcionada por plantas productoras incluyendo pequeñas unidades generadoras y por la reducción de la demanda.

La necesidad de reserva firme varía cada año, cada semana y cada día, siendo una función del perfil de demanda del sistema en ese momento en particular. Para reflejar esto, la NGC separa el año en cinco estaciones, días laborales (incluye los sábados) y días no-laborales (domingos y la mayoría de los feriados bancarios), y especifica qué período corresponde para cada día y la cantidad de reserva firme requerida. A estos períodos se les llama “ventanas de disponibilidad”. Esta reserva es

contratada anualmente mediante un proceso competitivo de ofertas y su notificación es publicada en el website de la NGC y en el Financial Times.

Para participar de este servicio, el mínimo de potencia para entregar (o reducir) es de 3 MW. El tiempo de respuesta debe ser de al menos 20 minutos una vez notificado su despacho, pudiendo mantenerse por lo menos 2 horas. El tiempo de recuperación, para entregar nuevamente reserva firme no debe ser mayor que 20 horas.

Existen dos tipos de contratos de reserva firme según el tipo de proveedor. A los agentes participantes del mecanismo de balance (BM) se les remunera la utilización de la reserva por medio del mecanismo de balance. Es decir, según los contratos de reserva firme, la NGC le pagará a este proveedor de reserva directamente de acuerdo a la disponibilidad de la reserva firme (£/MWh). Los agentes participantes del mecanismo sin-balance (Non-BM) son remunerados directamente según la utilización y la disponibilidad de la reserva firme a través del contrato de reserva firme (£/MWh). El mencionado contrato de reserva firme puede proporcionarse sobre una base “comprometida” o “flexible” y los participantes del BM sólo pueden proporcionarlo de manera comprometida, mientras los participantes del Non-BM pueden proveer el servicio con ambas modalidades. Un proveedor de servicio comprometido puede ofrecer reserva firme para todas las ventanas de disponibilidad requeridas en cada estación y, la NGC se compromete a aceptar y comprar todos los servicios ofrecidos. Un proveedor de servicio flexible necesita ofrecer servicios en todas las ventanas de disponibilidad. La NGC no tiene la obligación de aceptar y comprar todos los servicios que el proveedor presenta.

3.5.3 España

El primero de septiembre de 1998 entra en vigor una Resolución, aprobada por la Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales de España, en la cual se describen un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico (REE, 1998). En ella se establecen los servicios complementarios de regulación y de control de tensión, los cuales deben ser gestionados por el operador del sistema. En general, la prestación de estos servicios es una mezcla de obligatoriedad y de sistemas de ofertas voluntarias para cubrir las necesidades faltantes.

El procedimiento 1.5, “Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia/potencia”, establece los niveles de reserva de regulación necesarios que permitan al operador del sistema (OS) enfrentar los desequilibrios entre generación y consumo. En él se definen las reservas primaria, secundaria y terciaria. Luego en el procedimiento 7 “Gestión de los servicios complementarios”, en sus puntos 7.1, 7.2 y 7.3 se detallan cada uno de estos servicios.

3.5.3.1 Regulación Primaria

La regulación primaria es un servicio complementario obligatorio, y es aportado por los generadores sincronizados con el sistema eléctrico. El objetivo es corregir automáticamente los desequilibrios instantáneos entre generación y consumo. Este servicio debe ser proporcionado en forma autónoma, variando la velocidad de las turbinas de los generadores, como respuesta a variaciones en la frecuencia.

La banda de regulación primaria del sistema es el margen de potencia de actuación automática del conjunto de los reguladores de velocidad y en ambos sentidos, como consecuencia de un desvío de frecuencia. La regulación primaria en los generadores debe permitir un estatismo en sus reguladores de modo que puedan variar su carga en 1,5% de su potencia nominal.

Según las recomendaciones de la UCPTE (Unión para la Coordinación de la Producción y el Transporte de la Electricidad), los desvíos de frecuencia inferiores a 100 mHz deben corregirse en un tiempo inferior a los 15 segundos. Y para desvíos de frecuencia de hasta 200 mHz, el tiempo de respuesta debe variar entre 15 y 30 segundos de manera lineal.

Como se mencionó anteriormente éste es un servicio obligatorio y además no remunerado. En caso de no poder otorgar este servicio por restricciones técnicas, éste debe ser contratado por los titulares de las instalaciones a otro agente que pueda proporcionarlo y este contrato es fiscalizado por el OS. Las empresas deben entregar las especificaciones técnicas de sus reguladores primarios anualmente, y son fiscalizadas aleatoriamente de forma tal que todo el sistema es revisado cada cinco años.

3.5.3.2 Regulación Secundaria

El servicio de regulación secundaria es de carácter voluntario, en donde existe un sistema de ofertas, de asignación y de remuneración por el servicio prestado. Tiene como objetivo hacer frente a las variaciones continuas y aleatorias de la demanda, a las rampas de subida y bajada programadas por los grupos, a desequilibrios bruscos producto de la pérdida de grupos generadores y a las desviaciones esporádicas importantes en la demanda.

Para la prestación de este servicio el sistema eléctrico es dividido en Zonas de Regulación. Una zona de regulación consiste en una agrupación de unidades de producción que tienen la capacidad de actuar bajo un mismo sistema de control automático de la generación. Para ello existe un "Regulador Maestro", el cual transmite a los diversos reguladores de la zona una señal con los valores de potencia que deben aportar, de acuerdo a los factores de participación (calculados según las ofertas aceptadas) vigentes en el momento.

La banda de regulación secundaria del sistema es el margen de la variación de la potencia en que el regulador secundario puede actuar automáticamente y en ambos sentidos. Ésta viene dada por la suma, en valor absoluto, de las contribuciones individuales de los grupos sometidos a este tipo de regulación y se conoce como reserva o banda a subir o a bajar.

La cantidad de reserva secundaria requerida por el sistema es determinada por el OS para cada período de programación. Esto se hace en función de la indeterminación estadística en la evolución temporal previsible de la demanda y del fallo probable esperado, según la potencia y los equipos generadores acoplados. Además, se tiene en cuenta la magnitud de los escalones horarios de potencia de la programación de las unidades de producción. También se considera la recomendación de la UCPTE para los períodos de variación rápida, en donde la reserva a subir debe ser del orden de: $6 \cdot \sqrt{P_{\max}}$, en donde P_{\max} es la carga máxima del sistema, en MW para el período considerado. La reserva secundaria a bajar se calcula entre el 50% y el 100% de la reserva a subir, según las condiciones de operación del sistema. La reserva de regulación

secundaria necesaria se calcula para cada zona de regulación en relación con los valores máximos y mínimos de la banda de regulación admisible en cada oferta.

Los agentes que pueden participar necesitan una acreditación del OS. Ésta comprueba la capacidad técnica y operativa de las instalaciones y luego publica una lista de los generadores habilitados y la zona de regulación a la cual pertenecen. La velocidad de respuesta para el conjunto de reguladores que participan de este servicio se fija de manera uniforme para todas las zonas que participan de la regulación. Los reguladores de zona deben ser del tipo proporcional o proporcional-integral, fijando la constante de tiempo de seguimiento de la respuesta en 100 segundos.

La prestación del servicio de regulación secundaria, como se mencionó, es voluntaria y remunerada. Los generadores que participan de este mercado deben presentar sus ofertas por reserva a subir y a bajar en MW, precio de la banda de regulación (ptas/kW), variación de energía necesaria respecto al programa existente en \pm MW y un código de indivisibilidad de la oferta. Las empresas pueden realizar múltiples ofertas de regulación para la misma unidad, pudiendo ser sólo una de ellas indivisible. Éstas pueden ser aceptadas en forma independiente y el resultado de asignación para cada unidad es el conjunto de las ofertas aceptadas para ella.

La asignación de las reservas es realizada por el OS. El criterio utilizado es aceptar el conjunto de ofertas que representen el menor sobrecosto total. El mecanismo de presentación de las ofertas y el algoritmo de asignación se encuentra detallado en el Anexo 1 del Procedimiento de Operación 7.2, "Servicio complementario de regulación secundaria" de la ley eléctrica española. Cada zona debe cumplir con la relación establecida entre la reserva a subir y a bajar para el conjunto del sistema, y la valoración de una oferta debe tener en cuenta el costo de la banda. La suma de las bandas asignadas debe estar en un intervalo de \pm 10% en torno a la banda de regulación requerida. Una vez realizada la asignación por el operador del mercado, ésta se considera firme, es decir, existe la obligación de prestar el servicio. En caso de emergencia o insuficientes ofertas, el OS debe obligar la prestación de este servicio, el cual se valora a un 115% del precio marginal de la banda de potencia, al 115% o al 85% del precio marginal del mercado diario para redespachos a subir o a bajar respectivamente.

La valorización de este servicio se realiza tomando en cuenta la reserva asignada y la energía utilizada. La banda de regulación asignada se valora al precio marginal de cada hora, es decir, al precio de la última oferta aceptada. La energía de regulación secundaria se valora al precio marginal de la energía de regulación terciaria que hubiese sido necesaria despachar para sustituir la energía de regulación secundaria utilizada.

3.5.3.3 Regulación Terciaria

La reserva de regulación terciaria está compuesta por la variación máxima de potencia a subir o a bajar de los grupos del sistema. Puede ser proporcionada en un tiempo inferior a los 15 minutos y ser mantenida al menos dos horas. El objetivo de este servicio es restablecer los límites de la reserva secundaria.

La reserva de regulación terciaria mínima necesaria para el sistema, corresponde para cada período de programación, a la potencia del mayor grupo de generación acoplado; mayor en un 2% de la demanda prevista en cada hora.

Este servicio tiene carácter de voluntario y es retribuido por mecanismos de mercado. Para participar de este mercado, los agentes interesados deben obtener una acreditación del OS, que certifique la capacidad técnica y operativa para la prestación de este servicio.

Las ofertas de reserva, tanto para subir como para bajar, son realizadas por los generadores para cada período horario del día siguiente. Esta oferta incluye la información de la potencia en MW del precio de la energía (ptas./kWh). Esta oferta que puede tener limitación de energía, que como mínimo debe ser de 1 hora de duración. En caso de no existir las suficientes ofertas, el OS puede utilizar mecanismos excepcionales de asignación, sin perjuicio de la retribución a los generadores por la prestación obligatoria del servicio y de las modificaciones de los programas de producción.

Una vez presentada las ofertas, el OS asigna la prestación del servicio según los criterios de mínimo costo. En caso de que esta asignación produzca una restricción técnica del sistema, ésta no será asignada. La retribución del servicio sólo corresponde por la energía efectivamente utilizada, y se valora según el mayor de los precios de las

unidades utilizadas en el horario considerado. Es decir, es el costo marginal horario distinguiendo si es reserva a subir o a bajar.

3.6 Aspectos Relevantes del Servicio de Reservas

- El objetivo principal del servicio de reservas es mantener la frecuencia dentro de sus valores nominales y corregir las diferencias entre generación y consumo.
- Para los generadores disponer de reservas tiene tres costos asociados: costo de oportunidad, costo por mayor mantención y el costo directo de producir la energía.
- El servicio de reservas se divide en varias reservas, según el tiempo de actuación de cada una de ellas.
- El operador del sistema debe determinar la cantidad de reserva de cada tipo, acorde con el marco de seguridad y calidad propuesto por la autoridad o acordado entre los agentes del mercado eléctrico. También debe decidir si las ofertas cumplen las condiciones para ser programadas en el despacho final.
- El operador del mercado es el encargado de adquirir y gestionar de forma económica las reservas necesarias, todo esto en coordinación con el operador del sistema.

IV. SERVICIO DE SOPORTE DE POTENCIA REACTIVA

4.1. El Problema de la Compensación Reactiva en Sistemas Eléctricos

La potencia reactiva es un concepto usado para describir movimientos de energía en un sistema de corriente alterna. Estos movimientos son causados por las capacitancias e inductancias propias del sistema de transmisión y de las cargas en una red eléctrica. Si un elemento es capacitivo se dirá que entrega potencia reactiva y si es inductivo que absorbe potencia reactiva.

El flujo de potencia reactiva provoca mayores pérdidas en las líneas de transmisión, limita la capacidad de transporte de potencia activa por líneas y puede crear cambios de tensión en distintos puntos de la red eléctrica. Es por ello que un manejo adecuado de la compensación reactiva trae como beneficio (Paján, 1997):

- Mejora del perfil de tensiones.
- Reducción de pérdidas de transmisión.
- Mejora de la utilización de la capacidad de transmisión.
- Minimización de los costos de operación del sistema.
- Mantenimiento de márgenes de seguridad y refuerzo de la estabilidad estacionaria y transitoria del sistema.

Son muchas las formas de controlar el balance de potencia reactiva, como la variación de la tensión de las unidades generadoras, la variación de taps en los transformadores, conexión y desconexión de bancos de capacitores, configuración de los compensadores estáticos (SVC), etc. Sin embargo los generadores son la fuente principal de control de potencia reactiva dinámica.

En este capítulo se analizará el suministro de potencia reactiva por parte de los generadores, como servicio complementario, destinado a mejorar el perfil de tensiones de cada uno de los distintos puntos del sistema eléctrico.

4.2. Producción de Potencia Reactiva en los Generadores

4.2.1. Diagramas de Capacidad

En teoría, cuando un generador síncrono se conecta a una barra infinita, su velocidad y voltaje permanecen fijos e inalterables (Grainger y Stevenson, 1998). Sin embargo la potencia de salida, tanto activa como reactiva, son variables controlables. Mediante el torque se regula la potencia mecánica real y por lo tanto la potencia activa de salida o P . Con la corriente de campo se regula la potencia reactiva Q . La variación de la corriente de campo es conocida como control del sistema de excitación, y se aplica para suministrar (sobreexcitada) o absorber (subexcitada) potencia reactiva. Esta operación, o control sobre las variables P y Q , en un generador síncrono está limitada por factores físicos y de estabilidad. En el llamado diagrama de capacidad o carta de operación se pueden mostrar las condiciones normales de operación.

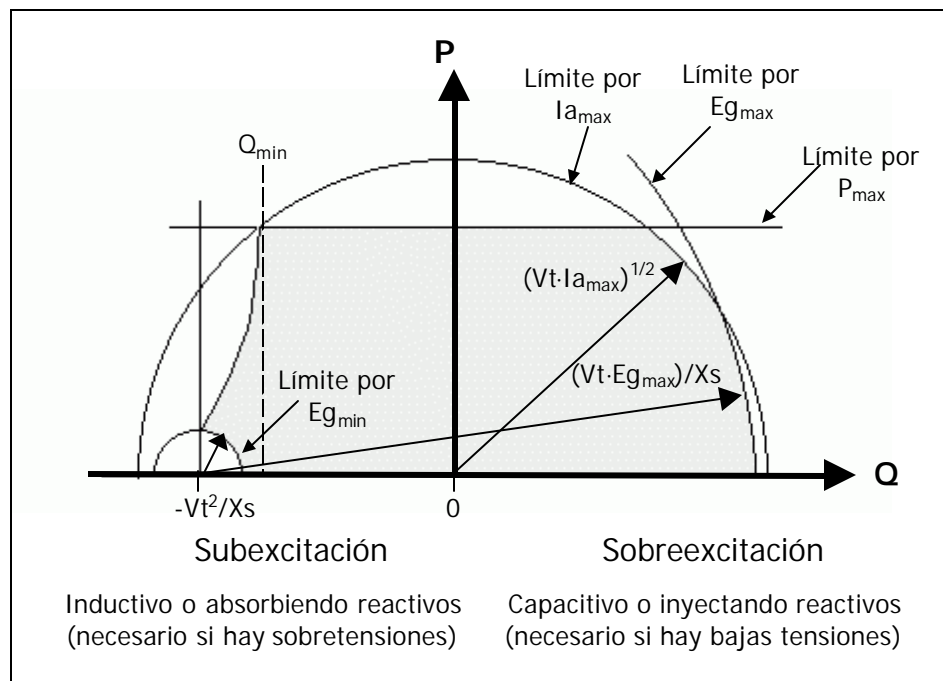


Figura 4-1: Diagrama de Capacidad de un Generador

Por lo tanto la generación de potencia activa y reactiva (Q positivo) queda limitada de la siguiente manera (Bhattacharya y Zhong, 2001):

$$P^2 + Q^2 \leq \left(\sqrt{V_t \cdot I_{a_{\max}}} \right)^2 \quad (4.1)$$

$$P^2 + \left(Q + \frac{V_t^2}{X_s} \right)^2 \leq \left(\frac{V_t \cdot E_{g_{\max}}}{X_s} \right)^2 \quad (4.2)$$

En donde:

P = Potencia activa de salida de la unidad generadora.

Q = Potencia reactiva de la unidad generadora.

V_t = Voltaje en los terminales.

$I_{a_{\max}}$ = Corriente máxima de armadura.

$E_{g_{\max}}$ = Voltaje de excitación.

X_s = reactancia síncrona.

Y para límite el máximo de generación, dado generalmente por la potencia mecánica máxima de la turbina, y para el consumo máximo de reactivos en operación subexcitada (Q negativo), los límites de operación se pueden aproximar a:

$$P \leq P_{\max} \quad (4.3)$$

$$Q \geq Q_{\min} \quad (4.4)$$

en donde:

P_{\max} = Potencia máxima de operación.

Q_{\min} = aproximación de la capacidad máxima de absorción de reactivos (potencia reactiva negativa)

4.2.2. Costos Asociados a la Producción de Potencia Reactiva

La generación de potencia reactiva puede limitar la cantidad de potencia activa que una planta generadora puede producir, según el diagrama de capacidad propio de cada máquina. Para un generador que funciona en sus límites de operación bajo su potencia máxima, si el operador del sistema pide un aumento en la generación de potencia reactiva Q , éste deberá bajar la producción de P para cumplir con esta exigencia. Así, la generación de reactivos implica un costo directo y otro indirecto.

El costo directo es la suma de los costos de energía consumida de insumos (lubricantes, químicos, agua y otros), del combustible consumido y del mantenimiento adicional relacionado directamente con la producción de energía reactiva; como por ejemplo: el desgaste prematuro de la máquina por recalentamiento de la excitatriz. Esto es difícil de cuantificar debido a que no se puede saber con exactitud la pérdida de vida útil que se tiene en estas condiciones de operación, al menos que el fabricante lo especifique. Sin embargo, evaluando separadamente la producción de potencia activa y de potencia reactiva en sus costos variables, producir potencia reactiva es a menudo de costo despreciable (Hao, y Papalexopoulos, 2000).

El otro costo es indirecto. Éste corresponde al costo de oportunidad por dejar de producir potencia activa, es decir, estar forzado en cierto punto de operación para dar soporte de tensión. Este costo se puede evaluar explícitamente como:

$$C_{op} = p \cdot (P_1 - P_2) - (C(P_1) - C(P_2)) \quad (4.4)$$

En donde C_{op} es el costo de oportunidad, p es el precio de la potencia real, P_1 y P_2 corresponden a la potencia real con y sin mayor generación de reactivos respectivamente, y se cumple que $P_1 > P_2$. El término $C(P_i)$ corresponde al costo de generación en función de la producción de potencia activa.

Ambos costos implican que en un esquema desregulado, donde existe una bolsa de energía que equilibra la demanda con la generación, se debe reconocer la potencia reactiva como un producto con costos asociados y que no es independiente de la producción de la potencia activa. Así, el servicio de soporte de potencia reactiva debe ser

reconocido junto a otros SS.CC. y con una retribución definida en caso que la inyección de reactivos implique un costo por disminución de generación de potencia activa.

4.3 Suministro de Potencia Reactiva como Servicio Complementario

Un adecuado soporte de potencia reactiva y de servicio de control de voltaje es requerido por todo sistema eléctrico de potencia, con el fin de asegurar las transacciones de potencia activa. Tradicionalmente la provisión de este servicio era considerada como una parte íntegra del despacho de potencia activa. Hoy en día, para una industria de generación eléctrica basada en un mercado competitivo, en lo referente a potencia activa, es razonable organizar el soporte de potencia reactiva, generación o absorción, como un producto más a transar dentro de un mercado de servicios complementarios.

El servicio de despacho de potencia reactiva puede ser suministrado por generadores, bancos de condensadores o grupos de compensadores estáticos de reactivos (SVC). Según el tipo de fuente de reactivos, pueden participar de manera estática o dinámica. Algunos requisitos básicos para los proveedores de este servicio son:

- Tener elementos de medición y transmisión de datos para la coordinación con el operador del sistema.
- En el caso de los generadores síncronos, deben tener una banda adecuada de trabajo dada por el fabricante, dentro de la cual pueda generar subexcitado y sobreexcitado o con factor de potencia unitario. De esta forma puede entregar reactivos para solucionar las bajas tensiones o absorber potencia reactiva cuando se presenten sobretensiones.
- En caso de participar en el mercado spot o de tiempo real de la compensación reactiva, los equipos y generadores deben tener la capacidad de responder en tiempo real, es decir, de forma dinámica según las necesidades del operador de la red.

En un sistema eléctrico, por razones de seguridad y calidad, comúnmente se establece tanto para los generadores como para las cargas, un rango de factor de potencia (cos ϕ) de operación inductivo y capacitivo. El factor de potencia relaciona la potencia activa con la reactiva de la siguiente manera:

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \cos \phi \quad (4.5)$$

En donde P y Q son la potencia activa y reactiva respectivamente. Si Q es negativo, se dice que el factor de potencia está en atraso y la máquina está absorbiendo reactivo. Si Q es positivo, el factor de potencia está en adelanto y la máquina está entregando reactivos. Por lo tanto, un aumento de la potencia reactiva en relación a la activa implica factores de potencia más bajos y viceversa.

En general para las unidades generadoras, dependiendo de cada país, existen dos opciones: este rango de operación es amplio y se considera como una obligación que puede o no ser remunerada o, hay un rango mínimo de operación y el funcionamiento por sobre este rango es remunerado. En otros países, en vez de usar un rango en el factor de potencia de operación, los generadores declaran su curva PQ y deben generar de forma obligatoria entre valor mínimo y máximo de potencia reactiva, cuidando que no afecte su capacidad de generación de potencia activa. Existen múltiples combinaciones de lo anterior, lo que varía dependiendo de la topología de la red y la organización particular del mercado eléctrico. Por ejemplo, en California, a los generadores se les requiere un factor de potencia entre 0.9 en atraso (absorbiendo reactivos) y 0.95 en adelanto (generando reactivos). Cuando el operador del sistema necesita más recursos de reactivos, los generadores pueden proveer su capacidad, por sobre la obligatoria, en el mercado de potencia reactiva. El pago por esta cantidad adicional es típicamente el costo de oportunidad de la reducción de potencia activa.

En el caso de las empresas distribuidoras y de grandes consumos se especifica un rango obligatorio de operación de factor de potencia y el cumplimiento de este rango es un requisito para su conexión con el resto del sistema. De esta forma, también participan de la regulación de potencia reactiva, aunque en algunos casos, pueden hacerlo por sobre sus obligaciones como un servicio voluntario y remunerado. Para ello deben tener la capacidad de modificar el factor de potencia con los elementos

mencionados anteriormente como bancos de condensadores, equipos SVC o con los recursos necesarios de control sobre las cargas. Si se tiene la capacidad de modificar el consumo y el factor de potencia de operación, la demanda puede participar como proveedor de este servicio, siempre que entregue potencia reactiva por sobre la banda mínima exigida. Un ejemplo es el caso Español, el que será analizado más adelante.

4.4 Características de un Mercado de Potencia de Reactiva

Un mercado de potencia reactiva difiere radicalmente de un mercado de potencia activa (energía básica) en ciertas características derivadas de la diferencia en las propiedades, tanto económicas como físicas, de los flujos de potencia activa y reactiva (Barquín et al, 2000). Debido a que la reactancia es mucho mayor que la resistencia la potencia reactiva se disipa rápidamente con la distancia, por ello es preferible que las fuentes de potencia reactiva estén cerca de las cargas. Por otra parte, el flujo de potencia reactiva limita la capacidad de transporte de potencia activa. Lo anterior le da a este mercado una característica altamente geográfica, por lo que se debe considerar y evaluar el eventual poder de mercado que pueden ejercer algunos agentes de éste.

Es por la razón antes presentada, que se producen situaciones en que un generador puede convertirse en una unidad que indispensablemente debe funcionar para mantener el flujo de reactivos necesario, o incluso algún otro servicio complementario, convirtiéndose en una unidad llamada "Must Run Unit". Este problema se vuelve aún más complicado si se consideran las reservas de reactivos necesarias que serán requeridas en una zona por razones de seguridad.

Para medir la concentración en este mercado existen diferentes formas, entre ellas el índice HHI (Herfindahl-Hirschman Index), el cual es un índice general aplicable a distintos tipos de mercado y puede ser una forma de evaluar, en el caso de la potencia reactiva (Zambroni De Souza et al, 2001). Esto es útil para determinar zonas geográficas en donde se transará un mercado de reactivos y para determinar de forma preliminar cuál será el comportamiento de éste según el poder de mercado existente. Cuando existan en barras o zonas donde con una alta concentración del mercado, es posible regular los precios y la producción de potencia reactiva.

Por razones de operación y de seguridad es preferible que existan requisitos mínimos obligatorios de funcionamiento. Sin embargo, para que exista un mercado de potencia reactiva, es preciso que estos requisitos de operación posibiliten la aparición de situaciones en donde sea necesario la utilización de capacidad reactiva extra y, además, permitan a los participantes del servicio disponer de esta capacidad.

Es por lo anterior que una mezcla de obligación y voluntariedad del servicio, como ha ocurrido en países que han desarrollado mercado de servicios complementarios, es una forma razonable de gestionar la potencia reactiva. Así, la voluntariedad del servicio se ha organizado en torno a un mercado de potencia reactiva y contratos de largo plazo. Generalmente, en los contratos de largo plazo se remunera la utilización efectiva del servicio y de manera opcional, la capacidad de potencia reactiva. En caso de no remunerarse la capacidad, es necesario que la retribución por el uso de este servicio, refleje el costo de oportunidad que significa en el caso de los generadores, la reducción en potencia activa y, en el caso de otros agentes, la mantención y el costo de los equipos utilizados.

Las necesidades de potencia reactiva no cubiertas, por contratos de largo plazo o por el rango de operación de los distintos participantes del mercado, al igual que la potencia activa, pueden transarse en el mercado spot o del día anterior. El operador del sistema debe definir la cantidad necesaria de reactivos según el consumo y las pérdidas. Por la característica geográfica, mencionada anteriormente, se debe determinar la necesidad de reactivos por zonas o buscar alternativas como precios nodales, que relacionen la producción de potencia reactiva con los voltajes en las barras. El operador debe reconocer cuáles son las barras de generación que influyen más en el voltaje de un determinado nodo, con el fin de incentivar una mayor producción en esos puntos.

4.5 Experiencia en Otros Países

4.5.1 Argentina

El organismo Encargado del Despacho (OED), subdivisión de la Compañía del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), es el responsable de identificar los requerimientos de potencia reactiva y programar los recursos para asegurar una operación segura (CAMMESA, 2002). Todos los participantes del Mercado Eléctrico Mayorista

(MEM), es decir, generadores, transmisor, distribuidores y grandes clientes, son responsables del control de flujo de potencia reactiva.

Entre las responsabilidades de los generadores están:

- Entregar una curva P-Q de capacidad actualizada.
- Proporcionar reactivos hasta un 95% del límite de potencia reactiva en cualquier punto de operación dentro de la curva. Y en forma temporal, cuando se les solicite, entregar el 100% de sus reactivos en períodos de hasta 30 minutos.
- Ubicar el tap del transformador de elevación en la posición que se les solicite, de modo de aprovechar al máximo la producción de reactivos.
- Informar si sus generadores pueden operar como compensadores síncronos. En caso contrario, informar la potencia activa mínima con la que pueden funcionar en forma continua, incluyendo los costos asociados a operar en este modo.

Para los niveles obligatorios mencionados no existe pago. Sí existen multas por el incumplimiento de los requisitos mencionados, pero ante la eventualidad de no poder cumplir con ellos está la posibilidad de realizar acuerdos con otro agente para sustituir la obligación de suministro de potencia reactiva.

Si un generador suministra potencia adicional, luego de cumplir con los parámetros de calidad obligatorios, será remunerado por esta producción, siempre y cuando, haya sido puesta a disposición del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) para su operación y control. El cálculo aplicado para determinar los costos de producción de reactivos se aplica según:

$$PUPRR_m = A \cdot FRC_m \cdot \left(1 - \frac{PR_a}{PE_a} \right) \cdot PPI \quad (4.6)$$

donde :

PUPRRm.= Precio Unitario de Potencia Reactiva Remunerable mensual (US \$/kVAR-mes).

A.= Porcentaje de la inversión total del equipamiento. Considerando aquellos destinados exclusivamente para el control de voltaje.

FRCm= Factor de recuperación mensual del capital.

PRa.= Potencia Remunerable activa puesta a disposición. Es calculada por el CENACE sobre la base del Art. 16 del Reglamento para el funcionamiento del MEM y su Regulación conexas (MW).

PEa= Potencia Efectiva activa (MW).

PPI= Precio por kW instalado utilizado en el cálculo del precio unitario de potencia activa definido por el CONELEC de acuerdo con el Art. 18 del Reglamento para el Funcionamiento del MEM.

4.5.2 España

En la ley del sector eléctrico español (en el Procedimiento 7.4 llamado “Servicio Complementario de Control de Tensión de La Red de Transporte”), se establece el modo en que los sujetos del sistema eléctrico español prestarán este servicio (REE, 2000). Al igual que los servicios complementarios de reservas, este servicio es una mezcla de obligatoriedad que asegura niveles mínimos de seguridad y un sistema de ofertas voluntarias para cubrir las necesidades faltantes en la regulación de la tensión. El encargado de gestionar este servicio es el operador del sistema, el cual debe cumplir funciones de asignar las ofertas y fiscalizar el cumplimiento de la prestación efectiva del servicio.

El servicio de control de tensión se define como “el conjunto de actuaciones sobre los recursos de generación y absorción de potencia reactiva (generadores, reactancias, condensadores, etc.) y otros elementos de control de tensión, como los transformadores con cambiador de tomas, orientadas a mantener las tensiones en los nudos de la red de transporte dentro de los márgenes especificados para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad y calidad del suministro eléctrico”.

4.5.2.1 Participantes del Mercado y Coordinador del Servicio

Los agentes proveedores de este servicio son:

- Grupos generadores de potencia neta de 30 MW o más. O un conjunto de varios generadores pequeños conectados a un mismo nudo. Su potencia global es 30 MW o mayor.
- Empresas Transportistas. Son los propietarios de las redes, las cuales proveen de recursos para el control de tensión.
- Consumidores Proveedores del Servicio. Son clientes libres (consumidores no acogidos a tarifa), con potencia contratada igual o mayor a 15 MW, que pueden entregar recursos al sistema.
- Gestores de las redes de distribución.

El Operador del Sistema (OS) es el encargado de coordinar y medir la prestación de este servicio. Para ello se determina y se publica las consignas de tensión a mantener en los puntos necesarios. Luego asigna el servicio a los diferentes proveedores conforme a sus ofertas de capacidad adicional. Dentro de sus obligaciones está el facilitar, al Operador del Mercado, la información necesaria para la liquidación del servicio a aquéllos proveedores que sean agentes del mercado, o que participen en el mismo a través de agentes comercializadores. También entrega la información necesaria a la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (CNSE) para el seguimiento del servicio prestado por todos los proveedores, para la liquidación del servicio prestado por los gestores de las redes de distribución y para la liquidación de la actividad de transporte.

4.5.2.2 Prestación del Servicio

Como condición técnica de conexión a la red, existen requisitos obligatorios mínimos para cada agente participante, garantizando así el correcto funcionamiento y la seguridad del sistema. Por sobre esta condición, los participantes podrán ofertar sus posibles recursos adicionales disponibles. Inicialmente las ofertas de recursos adicionales no tienen asociado precio de oferta, retribuyéndose su asignación y utilización posterior

mediante un sistema de precios regulados. Para cada agente existen distintas obligaciones y formas de ofertar sus recursos adicionales de la siguiente manera:

- **Generadores:** Es el margen mínimo obligatorio de potencia reactiva, tanto en generación como en absorción, es de $\cos\phi$ capacitivo igual a 0,989 y de $\cos\phi$ inductivo igual a 0,989 respectivamente (generación o absorción de potencia reactiva equivalente al 15% de la potencia activa neta máxima). Se puede ofertar la disponibilidad de una banda adicional de generación y/o absorción de potencia reactiva que exceda la correspondiente a los recursos obligatorios. Así mismo, los productores podrán presentar ofertas como compensadores síncronos, que contemplen el funcionamiento de los grupos. La oferta debe indicar mes y año en que se aplica.
- **Transportistas:** Están obligados a prestar el servicio con todos los medios disponibles en la red de su propiedad: reactancias, condensadores, transformadores con regulación, apertura de líneas para el control de tensión y otros elementos de gestión de reactiva y control de tensión. Deben seguir las instrucciones que imparta el operador del sistema y no existe remuneración adicional.
- **Consumidores Proveedores del Servicio:** Deben cumplir con distintos rangos de factor de potencia según el período horario. En horario de punta el consumo de potencia reactiva no podrá exceder el 33 % del consumo de potencia activa ($\cos\phi = 0,95$ inductivo). En horario de valle no puede existir entrega de potencia reactiva ($\cos\phi = 1$ inductivo). Y en horario llano se deben cumplir ambas restricciones. Por sobre estos requerimientos obligatorios, los consumidores pueden ofertar sus recursos adicionales, indicando mes, año y período horario en que se aplica.
- **Gestores de las redes de distribución:** Deben cumplir los mismos requerimientos que los consumidores proveedores del servicio. Para ello deben utilizar los elementos de control de tensión de las instalaciones en el ámbito de su gestión. Al igual que los transportistas,

ellos no participan de ofertas o remuneraciones por capacidad adicional.

4.5.2.3. Asignación del Servicio, Remuneración e Incumplimiento

La asignación de recursos adicionales se realiza con un año de anticipación. Es el operador del sistema el encargado de aceptar las distintas ofertas de los generadores, una vez comprobado que reúnen los requisitos técnicos necesarios. Para ello se elabora el llamado Plan de Control de Tensión Anual, donde se incluye toda la información referente a la asignación de ofertas adicionales para los generadores y consumidores y los criterios de actuación de los elementos de control de la tensión para los transportistas y distribuidores.

La retribución del servicio se realiza en forma diferenciada para consumidores proveedores del servicio y generadores. Para cada uno de ellos existen fórmulas de pago mensuales por capacidad (potencia reactiva disponible) y por uso efectivo del control de tensión (energía reactiva generada o absorbida). En cada uno de los casos se diferencia entre la energía reactiva generada y absorbida. El detalle de estas fórmulas se encuentra en el Anexo B.

Cuando un participante no puede cumplir con los requisitos técnicos mínimos, éste debe presentar un informe sobre su capacidad de generación/absorción de reactivos, y la autoridad puede permitir, si así lo estima, una banda reducida en estas situaciones. En caso de incumplimiento de los requisitos obligatorios, se aplican fórmulas de pago por la energía reactiva equivalente no aportada/consumida. Por el incumplimiento en la entrega de los recursos adicionales de oferta asignados existen penalizaciones, éstas corresponden a un término negativo en la fórmula de retribución del servicio y un coeficiente que desincentive estos incumplimientos.

4.5.3 Reino Unido

Desde antes de la reestructuración del mercado eléctrico del Reino Unido, NETA, la industria ha estado desarrollando nuevos acuerdos para el suministro de potencia reactiva (The National Grid Company, 2001). Desde el primero de abril de 1998 se ha establecido un Mercado de Potencia Reactiva en que se transa el pago de estos

servicios proporcionados por los generadores. La NGC es quien tiene la responsabilidad de adquirir servicios complementarios de la forma más económica, para ello posee un mecanismo doble, mediante una obligación de servicio y mediante un incentivo comercial para adquirir reactivos por sobre los obligatorios. De esta forma la NGC ha facilitado e incentivado una industria con procesos de mercado de ofertas abiertas para la reserva y los servicios de potencia reactiva.

En este contexto, existe una obligación de servicio, la cual es especificada en el Grid Code que deben cumplir los grandes generadores y es remunerada mediante un contrato por "defecto". A este servicio se le llama ORPS (Obligatory Reactive Power Service). Junto con lo anterior, también existe un contrato de "mercado" para reforzar el suministro de reactivos con el exceso de capacidad de los generadores, a este servicio se le llama ERPS (Enhanced Reactive Power Service)

El Grid Code especifica que el control de voltaje es de responsabilidad de cada unidad generadora mayor de 30 MW o unidad BM (Balancing Mechanism unit). En él se exige que todas las unidades BM deben ser capaces de proporcionar su potencia nominal (MW) en cualquier punto de su factor de potencia entre 0.85 capacitivo y 0.95 inductivo, lo que es medido en los terminales de la unidad generadora. El rendimiento de la potencia reactiva, bajo condiciones estacionarias estables, debe estar totalmente disponible si la tensión está dentro de un rango de $\pm 5\%$, ya sea en 400kV, 275kV, 132kV o voltajes más bajos. Además la unidad generadora debe tener un sistema de control de la excitación automático que actúe de forma continua. Así se proporciona un control constante del voltaje en los terminales de la unidad BM, sin provocar inestabilidad sobre el rango de operación de la unidad.

Los contratos por defecto proporcionan un mecanismo de pago que consta de dos partes, una basada en la capacidad del generador y otra basada en la utilización real del servicio. Los pagos por capacidad varían a lo largo del sistema de transmisión y reflejan el sobrante relativo o déficit de potencia reactiva en cada una de las 18 zonas eléctricas del país. Estas zonas, y los pagos potenciales, se describen en la declaración National Grid's Seven Year Statement. Los pagos por utilización, a diferencia de los por capacidad, son uniformes para todos los generadores. Para cumplir este requisito se da la posibilidad de que este servicio sea provisto por otro generador (por ejemplo un

generador pequeño), previo acuerdo entre generadores y National Grid, siempre cuando se cumplan los requisitos técnicos mínimos de conexión. En la práctica, desde abril del año 2000, para contratos por "defecto" sólo se ha pagado la utilización del servicio, es decir, los pagos por capacidad han cesado.

Los contratos de mercado crean una oportunidad para los generadores y otros proveedores potenciales de reforzar los servicios obligatorios de reactivos, dando la oportunidad de ofrecer su exceso de capacidad. Con el fin de flexibilizar la gestión de la potencia reactiva de los generadores y la necesidad de estos recursos del sistema, estos contratos pueden cubrir tanto el aporte obligatorio como el adicional. Los servicios ofrecidos tienen que ser lo suficientemente grandes para que tengan algún impacto notable en el sistema de transmisión. Unidades generadores o centros de consumo de más de 30 MW probablemente son capaces de proporcionar un nivel útil de servicio reactivo. Generadores más pequeños o los grandes usuarios (demanda) también pueden ofrecer estos contratos. Sin embargo, éstos sólo son aceptados por la NGC cuando el valor del servicio es relevante. Este servicio se remunera según la capacidad ofrecida, pago por potencia, y según la utilización efectiva del servicio, pago por energía. Estos contratos de mercado son fundamentales para que la NGC asegure la provisión de potencia reactiva. A modo de ejemplo, desde abril hasta septiembre del año 2000, el 76% de los reactivos fue suministrado por este tipo de contratos.

Ambos servicios, ORPS y ERPS, no incluyen los casos en donde se provee el servicio de reactivos cuando los generadores funcionan como generadores síncronos y los equipos de compensación estáticos (SVC's).

4.6. Aspectos Relevantes del Servicio de Soporte de Potencia Reactiva

- El objetivo principal del soporte de potencia reactiva es mejorar el perfil de tensiones. También mejora la utilización de la capacidad de las redes de transmisión, reduce las pérdidas y refuerza la estabilidad del sistema.
- En las unidades generadoras, el costo más relevante por entrega de potencia reactiva, es el costo de oportunidad que implica su

producción. Esto se debe a que las unidades síncronas tienen restricciones de generación, y en el límite producir energía reactiva implica reducir la generación de potencia activa. Estas limitaciones vienen dadas por la llamada curva de capacidad, la cual es especificada por el fabricante del equipo.

- Por razones de seguridad es necesario un rango mínimo obligatorio del factor de potencia de funcionamiento, como requisito de conexión con el sistema, tanto para la generación como para el consumo.
- La operación fuera de este rango puede ser remunerada como un servicio complementario. Mientras más reducido sea el rango obligatorio del factor de potencia, más amplia es la posibilidad de participar de este mercado.
- La potencia reactiva se disipa rápidamente con la distancia, por lo que es preferible que la producción esté cerca de las cargas. Esto hace que un mercado de potencia reactiva tenga una característica altamente geográfica, con la potencialidad de crear poder de mercado en algunas zonas.

V. SERVICIO DE MANEJO DE LA CONGESTIÓN

5.1 Naturaleza de la Congestión en las Redes de Transmisión

En un sistema interconectado la potencia fluye a través de las líneas de transmisión, centros de transformación y finalmente por las redes de distribución. Cada punto de generación y carga, según sus características, determina la dirección y magnitud del flujo que recorre las redes. Sin embargo, esta potencia no siempre puede fluir libremente, debido a que las líneas presentan restricciones por sus características físicas y operativas, lo que limita la potencia que puede circular en cada línea.

Por esta causa, la programación en un despacho sin restricciones (despacho ideal) debe ser ajustada, cambiando la generación a modo de reducir el flujo por los circuitos de transmisión, los cuales, de otra forma, estarían sobrecargados. Esto trae consigo efectos económicos, ya que implica reducción en la generación de unidades más económicas y programar unidades más caras.

Las causas de esta restricción de potencia se pueden agrupar básicamente en tres (Fuldner, 1999): restricciones de voltaje, restricciones térmicas y restricciones de operación del sistema.

5.1.1 Restricciones de Voltaje

Las fluctuaciones de voltaje ocurren por variaciones en la generación o en el consumo y por fallas en las líneas de transmisión o distribución. Las restricciones máximas de voltaje son parte del diseño de la línea. Si éste es sobrepasado pueden ocurrir cortocircuitos, interferencias de radio y ruido. También es posible dañar los transformadores y equipos en las subestaciones, incluso pudiéndose extender estos perjuicios a las instalaciones de los consumidores finales.

Las restricciones mínimas no dañan las líneas, pero son necesarias ya que permiten un buen funcionamiento de la red y evitar pérdidas. El voltaje en una línea de transmisión tiende a "caer" desde el extremo productor al extremo consumidor. Esto depende en gran parte de la potencia reactiva que fluye y de la reactancia de la línea. Las líneas están diseñadas para un cierto nivel de potencia aparente total, esto es, la suma de

los efectos de la potencia activa y reactiva. Por lo tanto, una mayor circulación de potencia reactiva por las líneas, para mantener nivel de tensiones, hace que la capacidad de transporte para la potencia activa sea menor, provocado congestión. Para ello se instalan condensadores en los extremos de las líneas, controlando en parte estas caídas de voltaje.

5.1.2 Restricciones Térmicas

Las limitaciones térmicas o de corriente son las restricciones más comunes que limitan la capacidad de una línea de transmisión, cable, o transformador de potencia. Éstas se producen porque la resistencia de la línea de transmisión se opone al flujo de electrones y libera esta energía en forma de calor. La temperatura real de un equipo o cable se determina por la corriente que circula por él y por las condiciones ambientales que permiten la disipación de calor, tales como el viento y la temperatura ambiente.

Se imponen limitaciones térmicas debido a dos problemas derivados del sobrecalentamiento. El primer problema es que las elevadas temperaturas en una línea de transmisión producen la pérdida de resistencia mecánica, lo que reduce la vida útil de la línea. El otro problema es que un constante sobrecalentamiento hace que la línea se curve en el centro y la distancia con el suelo sea menor de la requerida por razones de seguridad.

Un nivel térmico adecuado o normal se asocia con la corriente que puede soportar el conductor de manera indefinida. También existen valores de emergencia, en donde se especifica el tiempo que puede soportar la línea para un determinado nivel de corriente.

5.1.3 Restricciones de Operación

La naturaleza de estas restricciones va asociada con la estabilidad estática y dinámica del sistema eléctrico. El sistema se diseña y se opera de forma de entregar continuidad de servicio en caso de posibles contingencias, como la pérdida de una unidad generadora, pérdida de una línea de transmisión o cambios bruscos en la demanda. Cuando alguno de estos eventos ocurre, los flujos se redistribuyen por las líneas. En este caso es importante haber realizado una acción preventiva de modo de no producir una contingencia mayor. En esta situación el límite viene dado, generalmente, por la línea más restrictiva, la cual determina la potencia máxima que puede circular por cierto tramo.

5.2 El Manejo de la Congestión como un Servicio Complementario

Parte de la eficiencia que se quiere lograr con la desregulación de los mercados eléctricos, consiste en un manejo óptimo del sistema de transmisión. Las redes de transmisión presentan una serie de restricciones relacionadas con la sobrecarga de potencia de las líneas, llevando a ellas a sus límites térmicos, de operación o de voltaje. De esta manera se produce la llamada congestión o “cuellos de botella”.

En un mercado desregulado, el manejo de la congestión implica crear mecanismos adecuados que promuevan una operación eficiente y segura del sistema. Además, debe entregar incentivos adecuados a los participantes del mercado y dar señales de inversión necesarias al operador de la red. En este ambiente, es necesario asignar cargos a los participantes del mercado responsables de la congestión. Debido a la naturaleza física de una red de transmisión, siempre existen restricciones, por lo tanto, hay un costo asociado a ellas. Este costo corresponde a la diferencia entre realizar un despacho sin restricciones, en el cual se asignan las unidades generadoras que producen el menor costo, y realizar un despacho que considera dichas restricciones. Debido a esto, se debe limitar la producción de las unidades que contribuyen a la congestión, con la consecuencia de asignar unidades más caras para satisfacer toda la demanda.

Existen muchos temas relacionados con la congestión del sistema de transmisión, tales como:

- Asignar responsabilidades a los agentes del mercado,
- Valorización económica de la congestión, y
- Crear mecanismos para aliviarla, ya sea mediante limitación de generación, o usando precios nodales o zonales.

Estos temas son resueltos de distinta manera en cada país. No todos los países han desarrollado el tema del manejo de la congestión como un servicio o producto que debe ser remunerado explícitamente. A nivel mundial, existen muchas metodologías acordes con la realidad física de cada sistema en particular, en la mayoría de los casos, es en base al conocimiento de la topología específica de la red.

La mayoría de los países lo considera como una restricción a los generadores, cuyo costo va asociado implícitamente con la remuneración al sistema de transmisión de todos los agentes del mercado que hacen uso de la red. Hay otros países que realizan la distinción entre la congestión y el uso de la red. En estos países se desarrollan metodologías, que de alguna manera, junto con realizar un manejo de la congestión con el fin de programar un despacho factible, asocian implícita o explícitamente costos a ella, entregando señales de precios a los agentes del mercado que contribuyen a la congestión. Entre estos sistemas se encuentran el Reino Unido, los países Nórdicos y Estados Unidos (California).

5.3 Características de un Mercado de Manejo de la Congestión

Para que exista un mercado de manejo de la congestión, lo primero, es reconocer que los cambios de flujos de potencia para aliviar la congestión pueden ser tratados como un servicio que es provisto por un grupo de generadores, e incluso la demanda, según sus cambios de potencia generada o consumida. Los consumidores pueden participar sólo si la demanda es lo suficientemente elástica, es decir, tienen la capacidad de modificarla según los cambios de precios, y en conjunto representan una carga relativamente importante como para modificar el flujo de las líneas congestionadas. Entonces es el operador del mercado quien debe poseer mecanismos de libre participación para los distintos agentes.

La primera característica importante del proceso de descongestión, es que sólo se puede realizar una vez conocida la oferta por parte de los generadores. A diferencia del mercado básico de la energía, en que se conocen anticipadamente las necesidades de potencia según los métodos de previsión de la demanda, la posible congestión y la potencia necesaria que hay que reprogramar debido a esta congestión, se conocerá una vez que se determinen los aportes de cada generador. Es por ello que una vez programado un despacho sin restricciones de transmisión, se deben realizar los ajustes necesarios en el despacho para cumplir con los requisitos técnicos de las líneas. Este proceso se realiza generalmente para el despacho del día siguiente y se va ajustando según las diferencias entre la demanda real y la prevista. Por lo tanto, un proceso de descongestión corresponde al mercado spot o del día siguiente.

Otro aspecto fundamental es reconocer qué tipo de participación pueden tener los distintos agentes del mercado en este proceso. Existen tres tipos de participación que pueden tener los generadores sobre la congestión de una línea: los que influyen positivamente en la congestión, los que aportan a la descongestión y los que no influyen. Cuando nos referimos a un aporte positivo en la congestión, significa que un aumento de generación aumenta el flujo de potencia sobre la línea en la dirección en la cual está congestionada. Si un aumento de generación implica una disminución en el flujo en el sentido de la congestión, diremos que el generador aporta a la descongestión. Este concepto de aporte o influencia en la congestión es claramente distinto que el concepto de uso de la red. Esto se explicará en mayor detalle en el capítulo 6.4, correspondiente al modelo propuesto para manejo de la congestión. Estos conceptos de aporte a la congestión también son aplicables al consumo.

Según el criterio anterior, se puede establecer cuál es la participación de los distintos agentes del mercado. A los generadores que, disminuyendo su producción ayuden a aliviar las líneas congestionadas, se les debe limitar o incentivar a una baja de su producción. Por otro lado, a los generadores en que un aumento de su producción implique un aporte de flujo en el sentido contrario a la congestión, se les debe incentivar a generar más. Debido a que en el proceso de descongestión se está disminuyendo la producción de los generadores que aportan a la congestión, es importante que también participen de este proceso aquellos generadores que no tengan influencia en la congestión. Estos son generadores en los cuales una variación de su producción no implica una variación significativa en el flujo de las líneas a descongestionar, pero se deben incluir en el proceso de manejo de la congestión con el fin de cumplir los requisitos necesarios del balance entre producción y consumo total del sistema.

Cuando la demanda es lo suficientemente elástica, es decir, sensible a los cambios de precios, se la puede incluir de la misma manera que a los generadores. Si la disminución de un consumo ayuda a descongestionar una línea, se debe incentivar a la baja en la demanda de ese consumo particular con mayores precios de compra de la energía. Sin embargo existe muy poca experiencia respecto a la participación o empleo de la demanda con el objeto de disminuir la congestión.

Independiente del método que se utilice para descongestionar, por óptimo que sea, siempre existirá un costo asociado. Este costo es simplemente la diferencia entre el costo total del despacho sin restricciones y el despacho real. Dicho costo puede ser reconocido explícitamente y, según distintos criterios, ser asignado a los agentes del mercado que correspondan.

5.4 Experiencia En Otros Países

5.4.1 Estados Unidos (California)

Antes de 1996 la congestión de la transmisión era manejada internamente por cada empresa eléctrica en coordinación con sus pares. Los cargos explícitos por congestión no eran recaudados. Asimismo, la planificación y las inversiones de la red de transmisión fueron manejadas por cada empresa y los grupos de transmisión regionales, vigilados por el estado y las autoridades reguladoras federales.

Siguiendo las pautas de la Orden 888 (FERC 1996), la reestructuración en California necesitó de nuevas estructuras adecuadas para administrar el libre acceso a la tarificación y la inversión de la red de transmisión. El Operador Independiente del Sistema (CAISO) es a quien se le asigna la responsabilidad de operar la red de transmisión y, si es necesario, limitar el acceso a las líneas congestionadas. Se determina que el acceso a la red de transmisión debe proporcionarse sobre una base no discriminatoria a todas las partes. Como se describió en el Tariff del CAISO (1998), los cargos de la transmisión están divididos en tres categorías(Gómez y Marnay, 1999):

- Cargos de acceso, orientados a recuperar los costos hundidos de inversión de la transmisión.
- Cargos por uso, para reflejar los costos operacionales de congestión de la transmisión interzonal.
- Cargos por operación de la red, con el objetivo de recuperar los costos extras operacionales relacionados, para redespachar en caso de congestión intrazonal.

El costo por pérdidas eléctricas no se recupera a través de cargos de la transmisión. No hay ningún cargo relacionado con las pérdidas de transmisión. Cada coordinador de planificación (SC) debe asegurarse de planificar suficiente generación para abastecer a la demanda y las pérdidas asociadas.

El ISO para realizar un manejo de la congestión, divide su sistema en subsistemas y realiza una aproximación zonal (CAISO, 2000). Una zona de congestión se define como una porción dentro de la red de transmisión en la que se espera que la congestión sea pequeña y poco frecuente. Por otra parte, entre las zonas de congestión se espera que el impacto de la congestión tenga costos relativamente altos. En este caso tiene sentido asignar estos costos a clientes que utilizan caminos congestionados y enviar señales significativas de precios a aquellos usuarios. Las zonas de congestión son continuamente monitorizadas y, según criterios técnicos definidos, se evalúa la necesidad de crear nuevas zonas o modificar las existentes. De esta forma, el ISO tiene protocolos distintos, uno para la congestión al interior de cada zona y otro para la congestión entre ellas.

Con este manejo de la congestión, basado en resolverla por separado al interior de una zona y entre ellas, el ISO tiene distintos procedimientos para determinar el despacho final, tres para la congestión intrazonal y tres para la congestión interzonal. Estos procedimientos corresponden al los mercados del día siguiente, la hora siguiente y el tiempo real (Day-Ahead forward market, Hour-Ahead forward market y real-time Imbalance Energy market). Consisten básicamente en enfrentar la demanda con la oferta y, en caso de congestión intra o interzonal, calcular según los protocolos para cada caso, los precios zonales y realizar nuevamente una oferta. Esto se realiza hasta que la demanda sea satisfecha y se cumplan las restricciones de la transmisión, es decir, que el despacho sea factible. A continuación se presenta el esquema utilizado para el manejo de la congestión en el mercado del día siguiente.

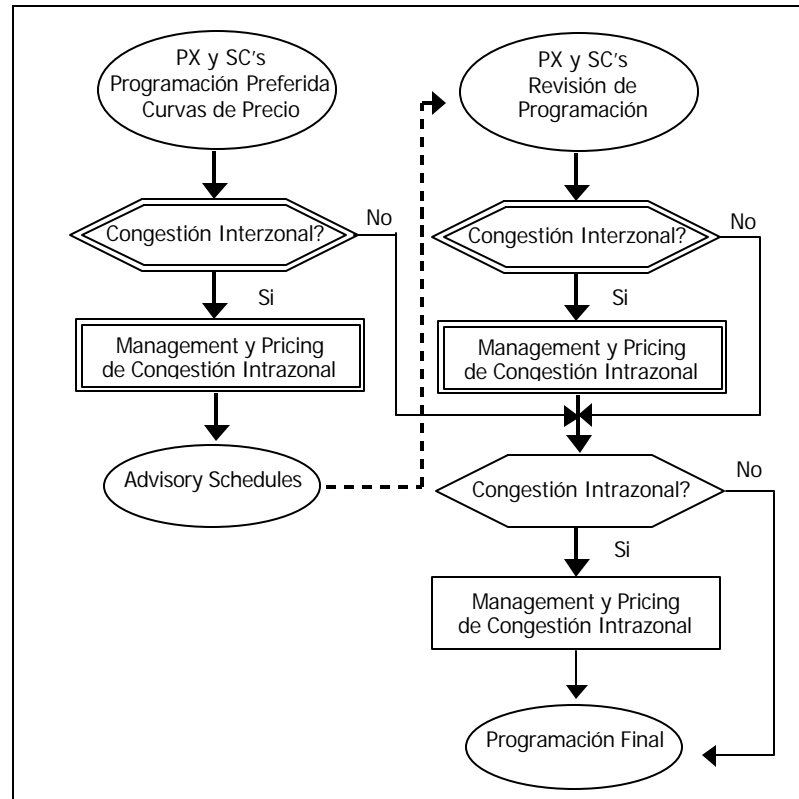


Figura 5-1: Proceso de Manejo de Congestión para el Día-Siguiente (CAISO, 2000)

5.4.1.1 Manejo de la Congestión Interzonal

El objetivo del manejo de la congestión interzonal es minimizar el costo neto del redespacho, determinado por los cambios incrementales que realizan los SC realizando las llamadas ofertas de ajuste. Esta función objetivo es equivalente a la función objetivo del costo neto de generación usado en modelos de flujo óptimo de potencia (OPF) convencionales.

De esta forma se utiliza un modelo lineal DC-OPF en donde las variables de control son las ofertas de ajuste de los generadores, las cargas, las importaciones y exportaciones de energía. Cada incremento (o decremento) de las ofertas de ajuste realizadas por los SC constituye una oferta implícita que valoriza la capacidad de transmisión. Las restricciones de este modelo son los límites de las variables de control, las

ecuaciones de balance del flujo de potencia activa y las ecuaciones interzonales de potencia activa. Se ignoran las restricciones intrazonales. También se agregan restricciones adicionales para asegurar que cada SC abastece su carga “gruesa”, para ello se deja un SC de referencia. Este el planteamiento matemático de este modelo se detalla en el Anexo C.

La solución del OPF proporciona toda la información del costo marginal que el ISO necesita para establecer precios de uso de las interfaces interzonales congestionadas. El ISO cobrará a cada SC por el uso de interfaces congestionadas. Cada SC verá un precio uniforme por transportar potencia de una zona a otra, independiente de la situación particular de sus recursos dentro de las zonas de congestión.

5.4.1.2 Manejo de la Congestión Intrazonal

En la actualidad el ISO realiza un manejo de la congestión intrazonal sólo para el mercado de tiempo real. El algoritmo que se presenta a continuación es el presentado durante el WEPEX (Western Power Exchange) que se usaría para aliviar la congestión intrazonal. LE, algoritmo propuesto por el ISO nunca se usó en la práctica por diversas razones, lo que causó serios problemas que serán analizados más adelante.

El objetivo del problema de congestión intrazonal es minimizar la potencia absoluta de redespacho, en MW, teniendo en cuenta que el costo neto de esta acción está determinado por los cambios en las ofertas de ajuste. Esta función objetivo de “cambio del mínimo económico”, es similar al ajuste de la potencia mínima (llamada redespacho de seguridad), tal como la función objetivo usada en aplicaciones de OPF convencionales.

El modelo que se ha propuesto es AC-OPF completo para cada zona de congestión. Las variables de control son todas las disponibles en un OPF, esto incluye todos los recursos de ofertas de ajustes voluntarias y los ajustes de la potencia reactiva. Las restricciones de este problema, además de los límites de las variables de control, son las ecuaciones de balance nodales para potencia activa y reactiva, las ecuaciones de desigualdades de potencia activa interzonales y todas las restricciones intrazonales. Este modelo se detalla en el Anexo C.

En la solución óptima, los programas de despacho finales están mínima y económicamente ajustados a las restricciones intrazonales. Todos los recursos que se despachan para aliviar la congestión intrazonal son pagados por el ISO por ajuste incremental o decremental, según las ofertas individuales aceptadas de ajuste. Después, la cantidad restante de estos cargos y pagos por manejo de la congestión intrazonal se incluyen en el cargo de funcionamientos de la red, en cada zona como un “uplift” zonal.

5.4.1.3 Problemas de este Mecanismo de Manejo de la Congestión

Este modelo presentó serias deficiencias, convirtiéndose en una de las razones de la crisis que se presentó en el año 2000. Haciendo un esfuerzo por simplificar los procesos del mercado, la estructura establecida esencialmente dividió al estado en dos zonas, con el fin de operar la transmisión y manejar la congestión. La suposición básica (y errada según la experiencia) es que dentro de cada zona existe una congestión despreciable, por lo que no hay diferencias de precio en los productos; sin embargo, supone que sí hay una congestión importante intrazonal, por lo que en ese caso el precio de los distintos productos varía de zona en zona.

Este diseño resultó ser muy simple, por lo que se generaron importantes congestiones dentro de cada zona, sin haber incentivos para aliviarlos, debido a que los cargos por congestión se "socializaban", o sea, los pagaban entre todos y no entre quienes lo provocaban. Además, el diseño del manejo de congestión de tiempo real, no considera la efectividad de cada unidad generadora para aliviar las restricciones de transmisión. Esto provocó un ineficiente y más caro manejo de la congestión intrazonal. El manejo de la congestión intrazonal no distingue entre situaciones competitivas o no competitivas. El ISO despacha unidades para aliviar la congestión, sin embargo los costos que implican no se incluyen en las señales de precios locales, creando falsos incentivos a la generación y a la ubicación de las demandas.

5.4.2 Reino Unido

El mercado eléctrico de Reino Unido, actualmente en reformación, está centralizado en un mercado mayorista llamado England and Wales Pool. En este esquema, la mayoría de los generadores tienen que vender su producción en el Pool y los proveedores de los usuarios finales compran en él. El Pool combina las ofertas para

construir una orden de mérito “sin restricciones” de plantas generadoras que minimizan el costo de servir la demanda fijada para cada periodo (International Energy Agency, 2000). Los generadores reciben un precio de compra (Pool Purchasing Price, PPP) definido como el precio marginal del sistema, más un pago por capacidad.

La lista de mérito “sin restricciones” puede hacer que el despacho no sea factible debido a las restricciones de capacidad de la red, las cuales son ignoradas por el Pool. En caso de ser necesario, el Operador de la Red calcula una orden de mérito tomando en cuenta las restricciones. A las unidades “con restricciones” se les paga su precio de oferta, más el pago de capacidad. Las unidades “sin restricciones”, reciben el precio de compra del Pool menos su oferta.

Los compradores de electricidad pagan el precio de venta de Pool (Pool Selling Price, PSP), definido como el precio de compra del Pool (PPP) más un “Uplift” (sobrecosto). El “Uplift” es el costo de los varios servicios proporcionados por el Operador de la Red, como servicios auxiliares, reservas, y costos de congestión, más las pérdidas por transmisión. Un mercado financiero corre en paralelo al Pool. Los contratos por diferencias son usados por generadores y compradores de electricidad para cubrir el riesgo de fluctuaciones del precio.

5.4.2.1 El costo de “Uplift”

El costo por las restricciones de la transmisión es agregado en el “Uplift”. Este costo está compuesto por (Lo et al, 2000):

- Transmission Services Uplift (TSU)
- Energy Uplift
- Reactive Uplift
- Unscheduled Availability Payments

El costo de TSU incluye los costos de restricciones de la transmisión, además de costos de regulación de frecuencia, de reserva y de Black Start (International Energy Agency, 2000). Cuando el despacho no es posible por limitaciones en el sistema de

transmisión (HV) o en el de distribución (LV), el operador de la red debe ajustar el despacho “sin restricciones” limitando la producción de generadores ya asignados y aumentando la generación de unidades más costosas. El costo de esta operación es llamado rendimiento operacional (Operational Outturn), y corresponde a la diferencia de precios de las ofertas de los generadores afectados. A continuación la Tabla 5-1 presenta datos históricos de los costos de “Uplift”.

Tabla 5-1: Costos Históricos de “Uplift” precios en £m a Abril 1999 (Office of Gas and Electricity Markets, 2000)

	1993/94	1994/95	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99
Transmission Services Uplift	504.4	395.8	263.6	257.6	224.8	210.5
Energy Uplift	97.5	64.3	51.9	47.9	60.6	12.4
Reactive Power	58.6	54.4	54.4	54.4	54.3	44.6
Unscheduled Availability Payments (B)	24.8	273.1	329.4	270.9	77.4	92.9
Total Uplift Costs (A)	689.3	788	699.3	630.7	417	360.3
Transmission Losses (C)	-	-	-	143.3	132	132.4
Total incentivised costs (A + B - C)	-	-	-	503.1	417.6	399.8
NGC Incentive Payment (D)	0	28.4	25.4	9.8	10.6	10.4
Total Costs (A + C + D)	-	-	-	783.8	559.6	503.2

5.4.2.2. Problemas Derivados del Esquema de Incentivos “Uplift”

La National Grid Company (NGC) es quien mantiene el monopolio sobre el sistema de transmisión. Cumple el papel de operador del sistema (SO) y de operador de la red de transmisión (TO) y, al mismo tiempo, es responsable por mantener la seguridad del sistema durante todo el tiempo. Como los costos de “Uplift” son directamente influenciados por las acciones de la NGC, existen diferentes esquemas de incentivos que alientan a la NGC a mantener estos costos lo más bajo posible. Ha existido un decremento significativo del total de costos de “Uplift” desde su implementación. A pesar que los

costos asociados a las pérdidas y a la congestión no son significativos en el Reino Unido, el sistema usado ha demostrado no ser eficiente. Durante la implementación del NETA es posible que estos esquemas sean modificados o reemplazados.

5.4.3 Países Nórdicos

El mercado Nórdico de la electricidad, llamado Nord Pool, agrupa a los países de Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca. En el sistema eléctrico existen cinco operadores del sistema de transmisión (TSOs), los cuales interactúan y cooperan en las materias de operación del sistema y de mercado. Está compuesto principalmente de dos mercados: Elspot, que es el mercado spot para las transacciones físicas del día previo y; Eltermin, que es el mercado financiero donde se transan contratos de tipo “forward”, “futures”, contratos por diferencia y opciones. También existe un mercado de ajuste o de balance llamado Elbas. El objetivo de este mercado es dar acceso a los participantes a horas intermedias antes del despacho real, mejorando así el balance en los contratos físicos. El Elbas actualmente se limita a Suecia y Finlandia. Todos estos mercados son organizados en torno al Nordic Power Exchange (Nord Pool). Una de sus responsabilidades principales del Power Exchange es usar mecanismos de precios para aliviar la congestión de la red a través del uso óptimo de la capacidad disponible. A continuación se presenta una figura que muestra la interacción de estos tres mercados y su tiempo de actuación.

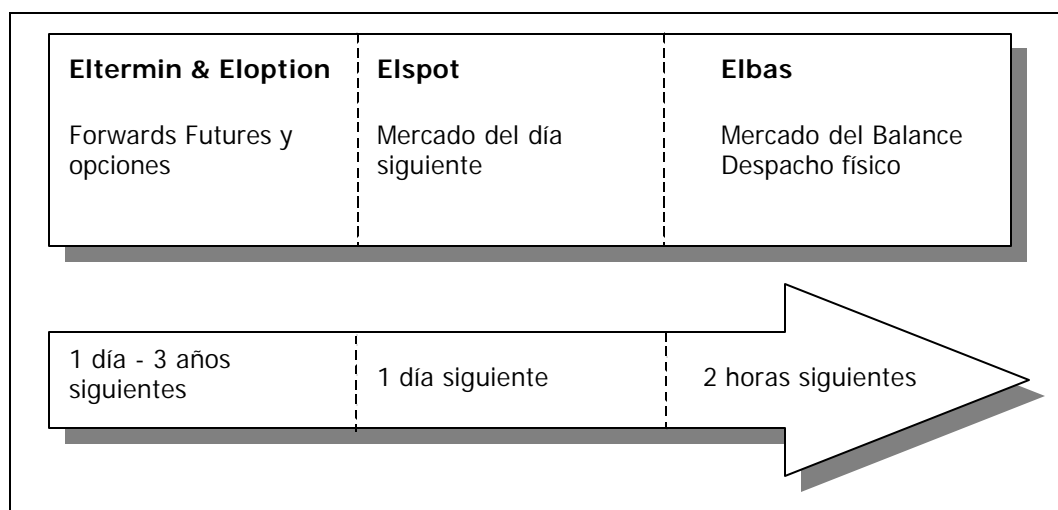


Figura 5-2: Segmentación de los Mercados del Nord Pool

El Elspot ha jugado un rol importante desde su creación en 1993, es en este mercado donde se realiza un manejo de la congestión mediante la diferenciación de precios por áreas. Este mercado se basa en ofertas para la compra y venta de contratos horarios y contratos por bloques, con el fin de cubrir todas las necesidades de las 24 horas del día siguiente. Todos los agentes que cumplan ciertos requerimientos técnicos pueden participar de este mercado, cada uno en igualdad de condiciones. Los participantes del mercado (productores de energía, minoristas, dueños de la red, comercializadores y compañías industriales.) se clasifican en tres categorías: Participantes Directos, Representantes Comerciales y de Despeje (Trading and Clearing Representatives), y Consumidores de Despeje (Clearing Customers). Todos los participantes del Elspot Market deben tener conexión física con la red para el retiro o el suministro de potencia. Los participantes de otros países que quieran importar o exportar energía al mercado nórdico se tratan de la misma manera por medio de las llamadas “ventanas de capacidad” individuales. Estas ventanas consisten en contratos de volúmenes de capacidad limitados, los cuales son asignados por su operador de sistema de transmisión local.

Dentro de Noruega, y en las interconexiones entre los países Nórdicos, se usan mecanismos de precios para manejar la congestión de la red (cuellos de botella, donde las líneas exceden su capacidad), introduciendo distintos precios del área de comercialización. Dentro de Suecia, Finlandia y Dinamarca, la congestión de la red es manejada por compras del “counter-trade” basadas en ofertas de los generadores.

Mediante el sistema de precios del Elspot Market se calcula un valor para determinar un precio cuando no se presenta congestión de la red. El sistema de precio Elspot prevalece a lo largo del Nordic Power Exchange cuando no hay congestión de la red entre "áreas de ofertas" (bidding areas). El mercado geográfico total está dividido en tres áreas de ofertas. Éstas pueden volverse áreas de precio separadas si el flujo contractual de potencia entre las áreas de ofertas, excede la capacidad asignada en los contratos del Elspot por operadores de sistema de transmisión (TSO's). Cuando se presenta una congestión de la red de este tipo, se crean dos o más áreas de precios. Los precios del Elspot son determinados a través de una subasta durante cada hora de la entrega. El precio del sistema (Elspot System Price) se calcula después de que todas las ofertas de los participantes han sido recibidas.

5.4.3.1. Cálculo de los Precios de Áreas

El flujo de potencia contractual entre dos áreas interconectadas, simplemente, es la diferencia entre las compras y ventas en cada área (Nord Pool ASA, 2001). Este flujo depende de los niveles de precio respectivos. Para aliviar las condiciones de congestión o cuellos de botella, se introduce un diferencial de precio, con el fin de modificar el flujo de potencia. Reduciendo o aumentando los precios por área, los flujos por la red son alterados hasta que coinciden las capacidades asignadas. Este procedimiento de precios por área es bastante complejo por tratarse de un sistema que incluye varias áreas de ofertas.

A continuación se presenta un ejemplo que ilustra como se realiza el manejo de la congestión utilizando sólo dos precios de áreas.

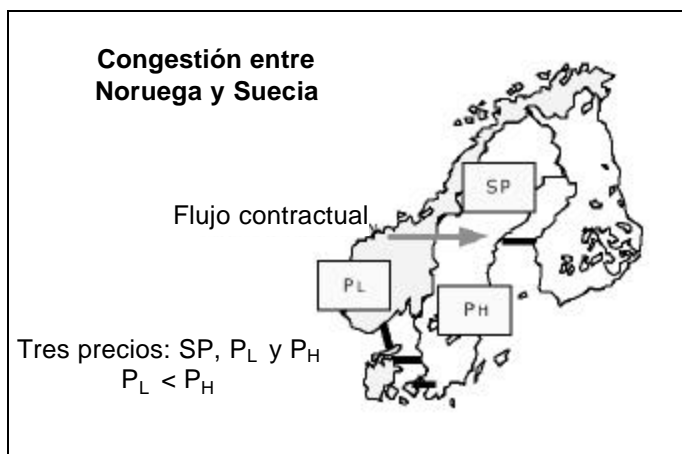


Figura 5-3: Congestión entre Noruega y Suecia (Nord Pool ASA, 2001)

Como se aprecia en la Figura 5-3, si el flujo contractual por una frontera excede la capacidad de la red, el precio en el área deficitaria, P_H, se aumenta para estimular una mayor generación (suministro) y un consumo más bajo (demanda). En el área excedentaria, P_L, el precio se reduce para estimular una menor generación y el consumo más alto. Los precios locales son ajustados hasta que el flujo contractual es reducido hasta llegar al máximo de la capacidad. Además del sistema de precios, el Elspot Market dispondrá de dos precios de área diferentes. Este método de aliviar la congestión de la red se llama fraccionamiento del mercado (market splitting).

El pago financiero que realizan los participantes del Elspot Market se basa en la aplicación de los precios de área, P_H y P_L . El Precio del Sistema es también un precio de referencia para los próximos períodos de los mercados de “forward” y “futures” transados en el mercado financiero o Eltermin.

5.5 Aspectos Relevantes en el Manejo de la Congestión

- El objetivo del manejo de la congestión es, una vez analizado un despacho económico sin restricciones de la red transmisión, ajustarlo considerando estas restricciones con el fin de garantizar la seguridad del sistema. Para ello, se modifica la generación de tal forma que se redistribuyan los flujos por la red y se disminuya la potencia en las líneas sobrecargadas, hasta alcanzar sus niveles permitidos de operación.
- Considerando que el despacho ideal es el más económicamente óptimo, es conveniente modificar mínimamente la generación. Esto se refleja en dos aspectos: al momento de redespachar, las líneas que estaban congestionadas finalmente operarán en sus límites técnicos. Y los generadores que deben modificar su producción son aquellos que afectan de forma significativa el flujo por las líneas congestionadas.
- Con relación al despacho sin restricciones o ideal, la congestión siempre implica un mayor costo total. Éste es la diferencia entre el costo de un despacho sin restricciones y uno real (que considera las restricciones del sistema de transmisión).
- Si se remuneran las unidades generadoras por su mayor producción, el manejo de la congestión puede ser visto como un servicio complementario. Esto se debe a que hay unidades generadoras, que por su ubicación en la red de transmisión ayudan a descongestionar, aportando con flujos contrarios a la dirección en la línea congestionada. También estas unidades, junto con otras que no modifican significativamente el flujo en las líneas congestionadas, deben asumir los costos de mayor generación para abastecer la

potencia que es necesaria reducir a aquellas unidades que su producción provoca congestión.

- El costo de redespacho, producto de las restricciones en el sistema de transmisión, es distinto que el costo por uso de la líneas. No necesariamente el generador que está “utilizando” más la línea, es a quien resulta más económico restringirle su producción para aliviar la congestión.
- Los precios diferenciados por barra entregan señales de localización a los generadores, complementarias al pago por uso de la red. Además, con esto se puede identificar las inversiones que son necesarias para mejorar la red de transmisión.

VI. MODELO PROPUESTO

En el contexto de los objetivos de esta tesis, se pretende desarrollar un modelo que se aplique en un esquema abierto de mercado para los servicios complementarios, considerando estándares o criterios de seguridad y calidad de servicio y niveles obligatorios de operación. Con esto se pretende lograr una explotación económica, pero a la vez confiable del sistema, entregando un enfoque integrado de mercados eléctricos. La idea es lograr que la energía y los SS.CC. se transen simultáneamente. A diferencia de los modelos actuales, los cuales resuelven el problema del despacho de la energía y los SS.CC. por separado, lo propuesto permite optimizar el costo total del despacho de manera global, llegando a mejores resultados. Por simplicidad, el Operador del Mercado también realizará las funciones del Operador del Sistema, es decir será el encargado de gestionar los intercambios de energía y de servicios complementarios, además analizará las necesidades del sistema y la factibilidad técnica de operación, determinando así el despacho final. Los generadores, según sus capacidades técnicas, analizarán económicamente su operación a fin de realizar ofertas.

El siguiente modelo se basa en un esquema de tipo Bolsa de Energía para determinar el despacho de las próximas 24 horas, programando de forma conjunta la Energía Básica y los Servicios Complementarios. Así, el Operador del Mercado entrega señales de precios para cada producto y, por su parte, los Generadores realizan ofertas en cantidad para la Energía Básica y para cada SS.CC. Este esquema para determinar el despacho real es similar a la metodología llamada “Despacho por Competencia Simulada” (Stale et al, 1999), pero agrega la gestión de SS.CC. De esta forma, se gestiona un Mercado Básico de la Energía con un Mercado de Servicios Complementarios simultáneamente, los cuales son despejados cuando se logra el balance entre oferta y demanda, procurando que el despacho final sea factible. Los SS.CC. a transar serán Reservas de Energía, Potencia Reactiva y servicios de Manejo de la Congestión.

6.1 Funcionamiento del Mercado

El mercado se desarrolla con subastas horarias simultáneas de Energía Básica y de Servicios Complementarios, con el fin de programar el despacho del día siguiente. En esta interacción se distinguen dos agentes principales: los generadores o productores y el

Operador del Mercado. La demanda, si bien en teoría puede ofrecer ciertos SS.CC., como desprendimiento por baja frecuencia, se considerará para efectos de esta tesis como inelástica. Entonces, el consumo se tratará como un dato fijo, y el rol que tendrá en este mercado será el de necesidad que debe ser satisfecha. En la Figura 6-1 se aprecia de manera general la interacción entre los agentes del mercado y sus responsabilidades. El funcionamiento de cada agente, sus responsabilidades y su participación en el mercado se explicará en más detalle en el capítulo 6.5.

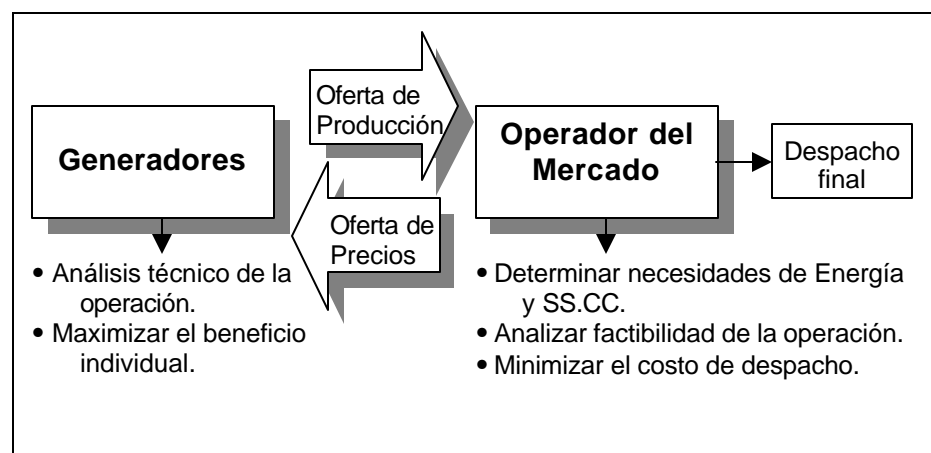


Figura 6-1: Interacción entre Generadores y Operador del Mercado

Los productos a transar en el mercado, para cada hora, que se han definido para el modelo propuesto son:

- Energía Básica: suministro de potencia activa. [MW]
- Reserva Primaria: capacidad de proveer potencia de reserva rápida, la cual debe estar sincronizada con la red, esencialmente para el control de frecuencia. [MW]
- Reserva Secundaria: capacidad de proveer potencia de reserva mediana, la cual debe estar sincronizada con la red, para posibles diferencias entre la demanda y la generación en el corto plazo. [MW]

- Reserva Terciaria: capacidad de proveer potencia de reserva lenta, la cual puede estar o no sincronizada con la red, para posibles contingencias. [MW]
- Energía Reactiva: suministro o absorción de Potencia Reactiva para mantener los voltajes dentro de los límites de calidad. [MVar]
- Servicios de Manejo de la Congestión: Este se incluirá como un componente adicional al precio por energía básica. Este valor puede ser positivo o negativo, dependiendo de la ubicación de la barra y el sentido de los flujos a modificar.

Respecto a las reservas, el producto que se transa es sólo la capacidad de suministro. Para las unidades generadoras esto sólo representará el costo de oportunidad frente a la producción de Energía Básica. La utilización real de reservas tiene un costo de producción para los generadores y por consiguiente debe existir un pago posterior a uso, el cual debe ser acordado con anterioridad al mercado spot. En el caso de la potencia reactiva, se supondrá que el costo de producción es despreciable y sólo representa un costo de oportunidad frente a la producción de Energía Básica, por lo que retribuir su capacidad tiene el mismo valor que retribuir su uso real.

De esta forma, la operación del mercado y el balance de la Energía Básica y los Servicios Complementarios se realizará en un proceso iterativo, en el cual el Operador del Mercado entregará precios para cada producto en cada hora. Por su parte, los generadores ofertan una cantidad de cada producto según estos precios, de forma de maximizar su beneficio. Esto se realizará en tres etapas secuenciales, despacho inicial ideal, despacho uninodal con reservas y despacho final. Esto permite reducir el número de iteraciones, ya que se logran aproximaciones antes de llegar a la solución final. Es decir, la programación de Energía Básica del despacho ideal es punto de partida para el despacho uninodal con reservas y, así mismo, la siguiente solución es punto de partida para el despacho final. Este proceso durará hasta que se cumpla el equilibrio entre la oferta y la demanda y el cumplimiento de las restricciones de seguridad para la operación del sistema. Este procedimiento reduce el costo de despacho total, aunque no se puede asegurar el logro del óptimo absoluto. La Figura 6-2 muestra un esquema general de estos procesos.

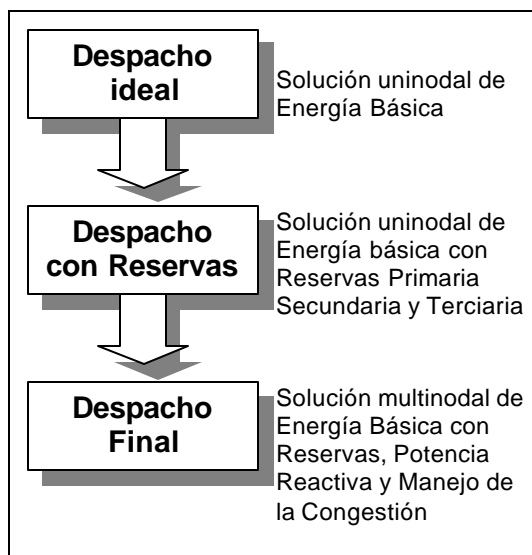


Figura 6-2: Proceso para Determinar el Despacho Final

6.2 Servicio de Reservas

Este servicio tiene como objetivo disponer de reservas potencia para enfrentar desvíos entre la oferta y la demanda, manteniendo así un balance adecuado y la frecuencia dentro de sus valores nominales. Se consideran tres tipos de reserva, Primaria, Secundaria y Terciaria, clasificadas principalmente por el tiempo de actuación.

El Operador del Mercado calculará la necesidad de cada tipo de reserva según un porcentaje de la demanda prevista para cada período. Si bien existen otros modelos en donde la de cantidad cada reserva es función del mercado básico, p. ej. de la unidad con mayor generación, en este modelo esta aplicación puede ser directa. Esto se debe al realizarse de forma simultánea el despacho de Energía Básica y Reservas, no se tiene información de la configuración del despacho final. Así, es necesario usar la demanda como un dato para evaluar la cantidad de cada reserva, antes de efectuar empezar a programar el despacho.

El precio para cada reserva es uniforme para todas los generadores, excepto para los que se encuentran en barras restringida por congestión, los cuales no podrán participar del servicio de Reserva Terciaria. Esto, como se menciona más adelante, se

debe a que la magnitud de la Reserva Terciaria en comparación con las otras es mayor, y si un generador que está en una situación de congestión generara dicha reserva sobrecargaría aún más las líneas de transmisión afectadas. Los generadores, conforme a su capacidad de respuesta y a las exigencias técnicas, ofrecerán una cantidad en MW por cada reserva.

A continuación se describe cada tipo de reserva, las exigencias técnicas y la cantidad total requerida de cada una de ellas.

6.2.1 Tipos de Reservas

Se consideran tres tipos de reservas para ser transadas en el mercado. Ellas se diferencian esencialmente en el tiempo de respuesta, es decir, en el tiempo mínimo exigido en estar disponibles. El total de reservas requerida es de un 8.5% de la demanda total, este valor junto con las otras especificaciones de cada reserva son referenciales y deben adaptarse al sistema que se aplicarán.

6.2.1.1 Reserva Primaria

Corresponde a la entrega de potencia inmediata para corregir en forma autónoma los desequilibrios entre oferta y demanda. El servicio debe ser provisto en un período no mayor a los 15 segundos, y debe ser mantenido al menos por 1 minuto.

Los generadores que participen de este servicio, además de cumplir los requisitos anteriores, deben haber sido despachados y estar sincronizados con el sistema. Los generadores deben tener los equipos y sensores necesarios para responder en forma autónoma ante las variaciones de frecuencia. El nivel de Reserva Primaria requerida para el sistema corresponderá al 1% de la demanda de la Energía Básica pronosticada para cada hora.

6.2.1.2 Reserva Secundaria

Esta reserva debe ser provista por los generadores que se encuentren en operación, es decir, sincronizados con la red. La respuesta en este caso es un poco más lenta que en el caso de la Reserva Primaria, con un tiempo mínimo de actuación de 1 minuto, pudiendo mantener esta generación al menos 15 minutos. De esta forma se ajusta

la generación debido a los desvíos en la previsión de la demanda o modificaciones en los programas de generación. El nivel de Reserva Secundaria requerida por el Operador del Mercado corresponderá al 2.5% de la demanda prevista de Energía Básica del programa horario de operación.

6.2.1.3 Reserva Terciaria

Al igual que en las reservas anteriores, sólo pueden participar del servicio de Reserva Terciaria los generadores sincronizados con la red, siempre que cumplan los requisitos técnicos de operación. No pueden participar de este servicio generadores que, por su ubicación en la red, un aumento de su generación signifique un aumento en la congestión de una línea. El objetivo de esta reserva es incrementar significativamente la generación como respuesta a una contingencia mayor como salidas forzadas de unidades, fallas en el sistema de transmisión, etc. El tiempo de respuesta mínimo debe ser de 15 minutos, pudiendo mantenerse al menos por 1 hora. Al igual que en los casos anteriores, la cantidad requerida para cada hora es un porcentaje de la demanda de Energía Básica prevista, siendo en este caso de un 5%.

Si bien existen otras reservas con tiempo de actuación mayores, en donde pueden participar generadores no despachados o no sincronizados con la red, estas no se consideran por tratarse de reservas que se ajustan mejor a un mercado previo al spot. A continuación se presenta un cuadro resumen con los requerimientos mínimos de cada reserva que será utilizados en este desarrollo.

Tabla 6-1: Exigencias para los Generadores en el Suministro de Reservas

Reserva	Tiempo Mínimo de Actuación	Tiempo Mínimo de Servicio	Porcentaje de la Demanda
Primaria	15 segundos	1 minuto	1.0%
Secundaria	1 minuto	15 minutos	2.5%
Terciaria	15 minutos	1 hora	5.0%

6.3 Servicio de Soporte de Potencia Reactiva

Recogiendo la experiencia internacional, es necesario la provisión de cierto nivel obligatorio de potencia reactiva por parte de los generadores que están participando del despacho. Por esta razón, el rango obligatorio de factor de potencia operativo es de 0.90 en adelanto (generando MVar) a 0.95 en atraso (absorbiendo MVar). Una vez determinado el despacho, se examinan los niveles de tensiones en todas las barras, los cuales deben estar dentro de un rango en torno un valor nominal de tensión. Si alguna barra presenta algún nivel de tensión fuera de este rango, y existe la imposibilidad de mejorarlo usando los recursos obligatorios de los generadores, el Operador del Mercado procederá a ofertar precios a los generadores por el suministro de potencia reactiva por sobre sus niveles obligatorios. Generalmente, en la operación real de los sistemas eléctricos, sólo se dan casos en que se necesitan más recursos sólo para mejorar las bajas tensiones, por lo que el desarrollo del modelo se concentra en este aspecto

El Operador del Mercado, mediante la resolución de flujos de potencia AC, determina en que barras los voltajes deben ser mejorados y en cuánto deben modificarse. Con esta información se procederá a ofertar un precio por la generación adicional de reactivos. Este precio será diferenciado para cada barra según el aporte real en el mejoramiento del perfil de tensiones que signifique la generación de reactivos en cada barra. Para el cálculo de estos precios nodales se utilizarán factores de sensibilidad, que relacionen los cambios de voltaje con los cambios de inyección de reactivos. El Operador del Mercado también utilizará estos factores para determinar cuando termina el proceso, es decir, estimará las variaciones de voltaje en cada barra. A continuación se presenta el cálculo de los factores de sensibilidad y su uso para calcular los precios por barra.

6.3.1 Factores de Sensibilidad Voltaje - Potencia Reactiva

La potencia reactiva se disipa rápidamente con la distancia. Entonces, si se quiere mejorar el perfil de voltaje en una determinada barra, es ventajoso que las fuentes de potencia reactiva estén eléctricamente cercanas a las cargas. Debido a este carácter altamente geográfico de un mercado de Potencia Reactiva, es necesario disponer de alguna herramienta que nos ayude a discernir cuáles son las barras más importantes para la producción de reactivos para mejorar la tensión en determinados puntos de la red.

Por lo anterior, es necesario utilizar un criterio técnico para determinar, según su ubicación en la red, las unidades generadoras que queremos despachar su potencia reactiva preferentemente, con el fin de mejorar de manera óptima los niveles de tensión en las barras necesarias. Para ello se puede usar coeficientes de sensibilidad que relacionen el cambio de voltaje en una barra i con el cambio de generación (o absorción) de potencia reactiva otra barra j . A continuación se presenta el desarrollo teórico de este coeficiente de sensibilidad.

De las simplificaciones de un flujo de potencia desacoplado se desprende la siguiente ecuación (Wood y Wollenberg, 1996):

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta Q_1}{|V_1|} \\ \frac{\Delta Q_1}{|V_2|} \\ \vdots \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -B_{11} & -B_{12} & \cdots \\ -B_{21} & -B_{22} & \cdots \\ \vdots & \vdots & \ddots \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta|V_1| \\ \Delta|V_2| \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (6.1)$$

En donde $[B]$ es la matriz de susceptancia. Cada elemento de ella se calcula según la resistencia e inductancia de cada línea de transmisión. El efecto de la resistencia para la potencia reactiva es despreciable. Entonces una simplificación posible es considerar que la resistencia mucho menor que la inductancia serie de la línea de transmisión ($x_{i-j} \gg r_{i-j}$), por lo que la matriz se puede calcular de la siguiente manera:

$$B_{ij} = -\frac{x_{i-j}}{r_{i-j}^2 + x_{i-j}^2} \approx -\frac{1}{x_{i-j}}; \text{ para } i \neq j \quad (6.2)$$

$$B_{ii} = \sum_j \frac{x_{i-j}}{r_{i-j}^2 + x_{i-j}^2} \approx \sum_j \frac{1}{x_{i-j}}$$

Invirtiendo la matriz B podemos despejar el vector de variaciones de voltaje $[\Delta V]$ de la siguiente manera:

$$[\Delta|V|] = [X] \cdot \left[\frac{\Delta Q}{|V|} \right] \quad (6.3)$$

Por lo tanto un coeficiente que nos relaciona los cambios de voltaje con los cambios de generación de potencia reactiva viene dado por la siguiente relación:

$$\lambda = \frac{\Delta V_i}{\Delta Q_j} = \frac{x_{ij}}{|V_i|} \quad (6.4)$$

En donde

x_{ij} = elemento ij de la inversa de la matriz B o de susceptancia

V_j = voltaje de la barra j .

Otra simplificación posible es considerar $|V_i| \approx 1$ en p.u. Esta es una aproximación importante en el ámbito del control de reactivos, materia que se discute en el Anexo D. Entonces, el coeficiente λ queda de la siguiente manera:

$$\lambda_{ij} = x_{ij} \quad (6.5)$$

Por lo tanto, un factor de influencia o sensibilidad adecuado, que permita comparar las variaciones de voltajes producida por variaciones de la producción de potencia reactiva, es el siguiente:

$$\lambda_{ij} = x_{ij} = \frac{\Delta V_i}{\Delta Q_j} \quad (6.6)$$

Las barras de generación son típicamente PV o de voltaje controlado, cuyo resultado es la potencia generada dado un voltaje especificado. En la utilización de estos factores se considera la potencia reactiva un dato de entrada y, por su parte, el voltaje debe ser la variable de salida. Entonces, es importante para comparar los resultados con los entregados con la resolución de un flujo de potencia AC, que todas las barras, a excepción de la referencia, deben ser modeladas como tipo PQ, es decir son de potencia controlada. En la mayoría de los programas para resolver flujos AC, las barras de generación pueden ser representadas como PQ especificando la generación de reactivos, o simplemente se pueden representar como consumos negativos.

Este factor fue evaluado simulando un sistema de prueba de 6 barras. El error en la predicción de los cambios de voltaje casi siempre fue menor al 1%. Para mayor detalle ver Anexo D.

6.3.2 Cálculo del Precio por Barra para Potencia Reactiva

Para el caso del mercado de la potencia reactiva utilizarán diferentes precios nodales o por barra. Esto debido al alto carácter geográfico de este tipo de mercado. Para determinar estos precios, se usará los factores de sensibilidad antes desarrollados, con el fin de dar precios diferenciados a los generadores pertenecientes a una barra determinada según su contribución real para mejorar el nivel de tensiones.

Después de obtener una solución para el despacho uninodal con reservas, se realiza un flujo AC y, para cada barra i que necesite de potencia reactiva para mejorar su nivel de tensión, se calculará un precio de referencia ρ_Q^i . Este precio se iniciará lo más bajo posible y se irá modificando en cada oferta hasta que se logre la cantidad de reactivos necesarios para modificar la tensión a valores aceptables. Usando los factores calculados anteriormente, se procederá a calcular un precio para cada barra j , el cuál reflejará el precio de potencia reactiva en la barra j para mejorar el nivel de tensiones en i . Ello se hará proporcionalmente al aporte real de cada barra según los factores de sensibilidad. Por lo tanto este precio se calcula de la siguiente manera:

$$\rho_{Q_j}^i = \rho_Q^i \cdot \frac{\lambda_{ij}}{\text{Max}_k \{\lambda_{ik}\}} \quad (6.7)$$

En donde:

$\rho_{Q_j}^i$ = precio de reactivos de la barra j por mejorar el nivel de tensiones de barra i .

ρ_Q^i = precio de referencia de la barra i determinado por el Operador del Mercado.

λ_{ij} = factor de sensibilidad que relaciona ΔV_i con ΔQ_j .

La ecuación anterior es válida sólo cuando una barra en el sistema que requiera reactivos. En el caso que existan N barras que necesiten mejorar sus niveles de

tensiones, el precio por suministro de reactivos de una barra j se determinará de la siguiente manera:

$$\rho_{Q_j} = \sum_{i=1}^N \rho_{Q_j}^i \quad (6.8)$$

Los precios de referencias serán calculados y modificados por el Operador del Mercado según las variaciones de voltaje de la barra i .

El operador del Mercado modificará estos precios hasta que los voltajes en todas las barras se encuentren dentro de sus límites de operación. Las variaciones de voltaje en una barra i , producto de la modificación de inyección de la potencia reactiva en las barras j , se puede calcular usando los mismos factores de la sensibilidad, de la siguiente manera:

$$\Delta V_i = \sum_j \lambda_{ij} \cdot \Delta Q_j \quad (6.9)$$

6.4 Manejo de la Congestión

El método de manejo de la congestión consiste en aliviar las líneas que exceden su capacidad mediante una diferenciación de precios nodales. La idea es enviar señales de precios a cada barra, que permitan aumentar y disminuir la generación de forma de modificar el flujo por la líneas congestionadas. Esta diferencia se realiza sobre el precio de la Energía Básica.

Es importante diferenciar que el aporte que puede hacer un generador para aliviar la congestión en una línea determinada, ya sea disminuyendo o aumentando su inyección de potencia, es distinto del concepto del uso de la línea. No necesariamente quien “usa” más la red es quien descongestiona de mejor forma una línea. Consideremos el ejemplo del sistema de tres barras presentado en la Figura 6-3.

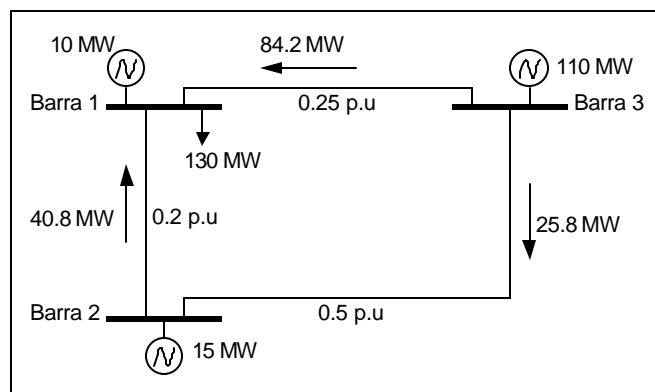


Figura 6-3: Sistema de Ejemplo de 3 Barras

Nos interesa bajar la potencia del flujo por la línea 1-2. Entonces, una de las unidades en las barras 2 ó 3, G2 ó G3, se les reducirá su generación en 5 MW, mientras G1 aumentará su producción para mantener el equilibrio. Es posible comprobar mediante alguno de los métodos conocidos (Bialek, Kirschen, factores de distribución, etc.) que es G3 en quién más “usa” la línea 1-2. También esto es claro al examinar el flujo, ya que G2 no puede ser aportar con más de 15 MW y G1 es un generador hundido. Entonces podríamos pensar que G3 es el más indicado para descongestionar dicha línea. Sin embargo, esto no es así, tal como se muestra a continuación en los resultados de la Tabla 6-2.

Tabla 6-2: Distintos despachos para el Sistema de 3 Barras

	Original	A	B
Flujo 1-2	-40.8	-36.8	-39.5
Flujo 1-3	-84.2	-83.2	-80.5
Flujo 2-3	-25.8	-26.8	-24.5
G1	10	15	15
G2	15	10	15
G3	110	110	105

Así se comprueba que la situación en donde más se reduce el flujo por la línea 1-2 es la situación A, en donde se reduce la potencia de G2. Por lo tanto, que sea G3 quién usa más la línea no significa que sea quien ayuda de mejor manera a aliviar la congestión.

Es por esta razón que el componente por congestión en el precio de la Energía Básica debe reflejar los cambios de inyección de potencia con los cambios de flujos por la líneas. Esto debe ser independiente, pero complementario, al pago por los servicios de transmisión. Para ello se pueden utilizar los llamados factores A o GSDF (General Shift Distribution Factors), ya que tienen la ventaja de determinar los cambios en los flujos debido a los cambios en la generación, independiente de las condiciones de operación.

Cuando el Operador del Mercado detecta líneas congestionadas, calcula la potencia que necesaria a aliviar en cada unas de dichas líneas. Basándose en esta información y a los factores GSDF, el Operador del Mercado entregará precios diferenciados a cada barra, hasta que se cumplan las restricciones de operación y el balance de oferta y demanda.

A continuación se presenta el cálculo de los factores GSDF y la metodología para el manejo de la descongestión en detalle.

6.4.1 Factores A o GSDF

El factor $A_{i-j,k}$ relaciona el cambio de flujo por la línea i-j con un cambio de potencia inyectada en la barra k. Es decir, si sólo se varía la inyección de la potencia de la barra k:

$$A_{i-j,k} = \frac{\Delta F_{i-j}}{\Delta P_k} \quad (6.10)$$

Y el efecto total de todos los cambios de potencia, se relaciona con el flujo por la línea i-j de la siguiente forma:

$$\Delta F_{i-j} = \sum_{k=1}^N A_{i-j,k} \cdot \Delta P_k \quad (6.11)$$

Estos factores se obtienen de un análisis de un flujo de potencia DC, y sólo dependen de la configuración de la red sin importar las condiciones de operación del sistema. Estos factores se calculan de la siguiente manera:

$$A_{i-j,k} = \frac{X_{i-k} - X_{j-k}}{X_{i,j}} \quad (6.12)$$

Donde X_{i-k} y X_{j-k} corresponden a los elementos de la matriz de reactancia (inversa de la matriz de admitancia nodal, eliminada la fila y columna de la barra de referencia) y $X_{i,j}$ corresponde a la reactancia de la línea i-j.

Los valores de los factores A van de -1 a 1. El signo corresponde a la dirección del flujo en el sentido i-j que aporta una inyección de potencia en la barra k.

6.4.2 Descripción de la Metodología del Manejo de la Congestión

Luego de obtener una solución uninodal con reservas se realiza un flujo de potencia y, en caso de existir congestión en una línea i-j, a cada generador, según su barra de inyección, se modificará el precio básico de la energía de acuerdo a su aporte en el flujo de las líneas afectadas. De esta forma los precios del mercado básico se transformarán en precios nodales en caso de existir congestión.

Para los generadores que una disminución su producción de energía significa una disminución de la congestión (aporte en el sentido del flujo), el diferencial de precios será negativo. En caso contrario, es decir, para los generadores que aportan contraflujos, el diferencial en el precio será positivo. Esto se determina multiplicando el signo del sentido del flujo de la línea congestionada con el GSDF correspondiente. Ello se hará proporcionalmente al aporte real de cada barra según los GSDF correspondiente a la línea. Por lo tanto este precio se calcula de la siguiente manera.

$$\Delta\rho_{i-j}^k = \rho_{i-j}^k \cdot \frac{A_{i-j,k}}{\text{Max}_k\{A_{i-j,k}\}} \cdot u_{i-j} \quad (6.13)$$

En donde:

$\Delta\rho_{i-j}^k$ = diferencial de precios en barra k por aliviar la congestión en la línea i-j.

ρ_{i-j}^k = precio de referencia de la barra k, determinado por el Operador del Mercado.

$A_{i,j,k}$ = GSDF que relaciona el flujo por la línea i-j ($\Delta F_{i,j}$) con el cambio de inyección de potencia en la barra k (ΔP_k).

$u_{i,j}$ = signo del flujo por la línea i-j.

La ecuación anterior es válida sólo cuando hay una línea congestionada. En el caso que existan N líneas que necesiten disminuir su flujo, el diferencial de precio por congestión de una barra k se determinará de la siguiente manera:

$$\Delta \rho^k = \sum_{i-j}^N \Delta \rho_{i-j}^k \quad (6.14)$$

6.5 Modelo de los Generadores

Si bien el planteamiento general del Mercado Eléctrico propuesto permite usar cualquier modelo de generador (hidráulico, térmico, eólico, etc.), por simplicidad se consideraran que todos los generadores son del tipo térmico. Básicamente cada generador recibirá información sobre los precios para cada producto, etapa y barra. Con esto cada unidad entregará ofertas por la Energía básica y SS.CC. según estos precios. A continuación la Figura 6-1 ejemplifica la respuesta de los generadores.

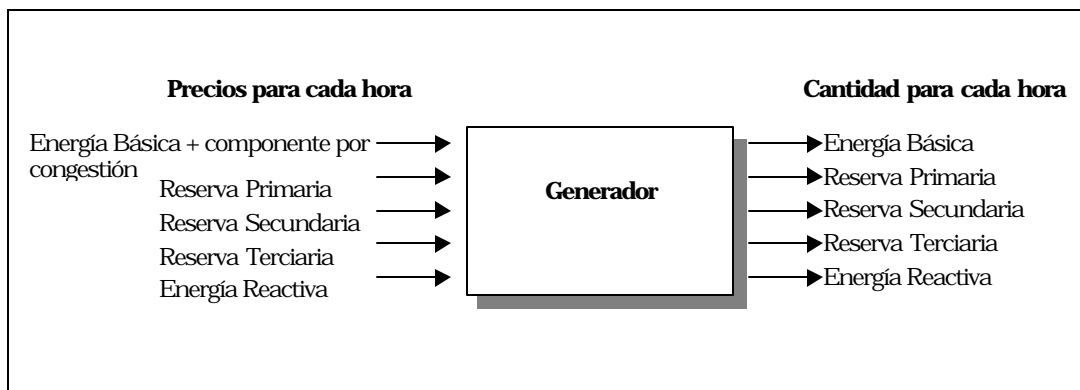


Figura 6-4: Comportamiento de los Generadores

Para cada hora cada generador optimizará su producción de Energía Básica y SS.CC. maximizando su beneficio, considerando sus restricciones técnicas de capacidad. En la operación también se debe tomar en cuenta los valores obligatorios de factor de potencia de operación y tiempos mínimos de actuación de cada reserva. También, cada

generador debe considerar la opción de detenerse y no participar del mercado, respetado sus características técnicas de tiempo mínimo detención y de operación. Para ello, se realizará una programación dinámica, siendo los estados posibles los resultados de la optimización horaria y la opción de detenerse en cada hora.

6.5.1 Optimización de cada Etapa

Para representar los costos de generación se utiliza una función cuadrática. Los costos de los SS.CC. sólo se consideran a través de las restricciones de operación, es decir son el costo de oportunidad frente a producir Energía Básica. Por lo tanto, según las capacidades técnicas (curva de capacidad, rampa de toma de carga, potencia mínima, etc.) cada unidad puede maximizar su beneficio para cada etapa de la siguiente forma:

$$\text{Max } (\rho_B \cdot P_B + \rho_{R1} \cdot P_{R1} + \rho_{R2} \cdot P_{R2} + \rho_Q \cdot \Delta Q) - (a \cdot P_B^2 + b \cdot P_B + c) \quad (6.15)$$

$$\text{sa } (P_B + P_{R1} + P_{R2} + P_{R3})^2 + (Q)^2 \leq (\sqrt{Vt \cdot I_{a_{\max}}})^2 \quad (6.16)$$

$$(P_B + P_{R1} + P_{R2} + P_{R3})^2 + \left(Q + \frac{Vt^2}{Xs}\right)^2 \leq \left(\frac{Vt \cdot E_{g_{\max}}}{Xs}\right)^2 \quad (6.17)$$

$$P_B + P_{R1} + P_{R2} + P_{R3} \leq P_{\max} \quad (6.18)$$

$$P_B \geq P_{\min} \quad (6.19)$$

$$Q \geq \sqrt{\left(\frac{P}{f.p.}\right)^2 - P_B^2} \quad (6.20)$$

$$\Delta Q = Q - \sqrt{\left(\frac{P}{f.p.}\right)^2 - P_B^2} \quad (6.21)$$

$$\text{Tiempo}_i \leq \frac{P_i}{\text{rampa}} \quad i = R1, R2, R3 \quad (6.22)$$

En donde:

B, R1, R2, R3, Q = subíndices de productos de energía básica, reserva primaria, reserva secundaria, reserva terciaria y potencia reactiva respectivamente.

Las variables entregadas por el operador del mercado son:

ρ_i = precio del producto i.

f.p. = factor de potencia obligatorio en atraso (entregando reactivos).

Tiempo_i = tiempo mínimo de respuesta exigido para entrega de potencia de reserva de tipo i.

Los componentes de costos son:

a = componente cuadrática de la función de costos de producción.

b = componente lineal de la función de costos de producción.

c = componente fija de la función de costos de producción.

Las constantes técnicas del generador son:

V_t = Voltaje máximo en los terminales.

$I_{a_{max}}$ = Corriente máxima de armadura.

$E_{g_{max}}$ = Voltaje de excitación.

X_s = reactancia síncrona.

P_{max} = potencia máxima de operación del generador.

P_{min} = potencia mínima de operación del generador.

Q_{min} = potencia reactiva mínima operación del generador.

rampa = rampa de toma de carga.

Las variables a optimizar son:

P_B = potencia de Energía Básica ofertada.

P_i = potencia de reserva tipo i ofertada, con $i = R1, R2, R3$.

Q = potencia reactiva total producida.

ΔQ = potencia reactiva ofertada por sobre el nivel obligatorio, para en período t . (variable dependiente de las variables P y Q y de factor de potencia obligatorio)

La ecuación 6.15 es la función objetivo y evalúa el beneficio del generador, en donde a los ingresos por producción de Energía Básica y SS.CC. se le restan los costos de producción. Las ecuaciones 6.16 y 6.17 se refieren a los por la curva de capacidad o PQ, explicada en el Capítulo 4.2.1. Las ecuaciones 6.18 y 6.19 representan la potencia máxima de salida de la unidad y el mínimo técnico de operación respectivamente. Las ecuaciones 6.20 y 6.21 relacionan la producción de reactivos, de modo que se cumpla los valores mínimos obligatorios de producción y se evalúe el ingreso por sobre el nivel obligatorio. Finalmente la ecuación 6.22 corresponde a las restricciones de producción de reserva primaria, secundaria y terciaria debido a la rampa de toma de carga. Aunque no se menciona explícitamente en alguna ecuación, todos los valores de precios, producción de energía y otras características son mayores o iguales a cero.

6.5.2 Programación Dinámica

Según la resolución del problema de optimización presentado, se obtiene el nivel de generación óptimo para cada una de las 24 horas según los precios entregados por el Operador del Mercado. Sin embargo el modelo debe tomar en cuenta la opción detenerse y partir, ya que el beneficio de operar en algunas horas puede resultar negativo. Además debe considerarse en el beneficio, los costos de partida, en caso de que la unidad empiece a operar. Los costos de partida se modelarán en función del tiempo que la máquina ha estado detenida según la siguiente función (Stale et al, 1999):

$$CP = \sigma + \delta \cdot \left(1 - e^{-\frac{Toff}{\tau}} \right) \quad (6.23)$$

En donde:

CP = costo de partida.

σ = costo de partida en caliente (hot start-up cost).

δ = costo de partida en frío (cold start-up cost).

τ = constante de tiempo de enfriamiento (cooling time constant).

T_{off} = tiempo que la unidad ha estado detenida.

Además del costo de partida, es necesario considerar las restricciones de tiempos técnicos mínimos de detención y de operación, ya que puede no existir la posibilidad de operar o detenerse en alguna hora. El tiempo mínimo de detención (T_d) corresponde al menor tiempo posible que no debe funcionar. El tiempo mínimo de operación (T_{op}) es el menor tiempo posible que la máquina debe funcionar.

Considerando sólo los estados de encendido y apagado, hay 2^{24} combinaciones de operación, con algunas de ellas no factibles, ya que, debido a los tiempos mínimos técnicos, el estado de cada etapa puede depender del estado anterior. Es decir, una máquina no se puede hacer partir, si no se ha cumplido un tiempo mayor a T_d y no se puede apagar si no ha funcionado un tiempo mayor a T_o . Además, las combinaciones factibles tienen distinto beneficio total. Por esta razón, no basta con evaluar que estado es el más económico de manera individual para cada etapa. Y analizar cada una de las 2^{24} combinaciones haría el proceso ineficiente. Por estos motivos el problema de oferta final para las 24 horas se resolverá mediante programación dinámica.

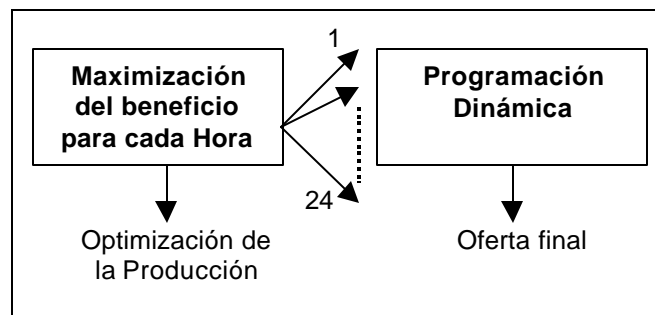


Figura 6-5: Proceso de los Generadores para realizar Ofertas

Los estados posibles de la programación dinámica serán dos: encendido y apagado. En cada etapa se agregará el costo de partida si en la etapa anterior la unidad estaba detenida. Para analizar la etapa siguiente, en cada etapa, del total de combinaciones factibles, se considerarán las dos que reporten el mejor beneficio. Si bien se puede llegar a mejores resultados usando más combinaciones factibles, los tiempos de cálculo serían notablemente mayores. La Figura 6-6 muestra un ejemplo de cómo se determina el despacho para las primeras etapas mediante programación dinámica para una unidad con $T_o = 2$ y $T_d = 3$.

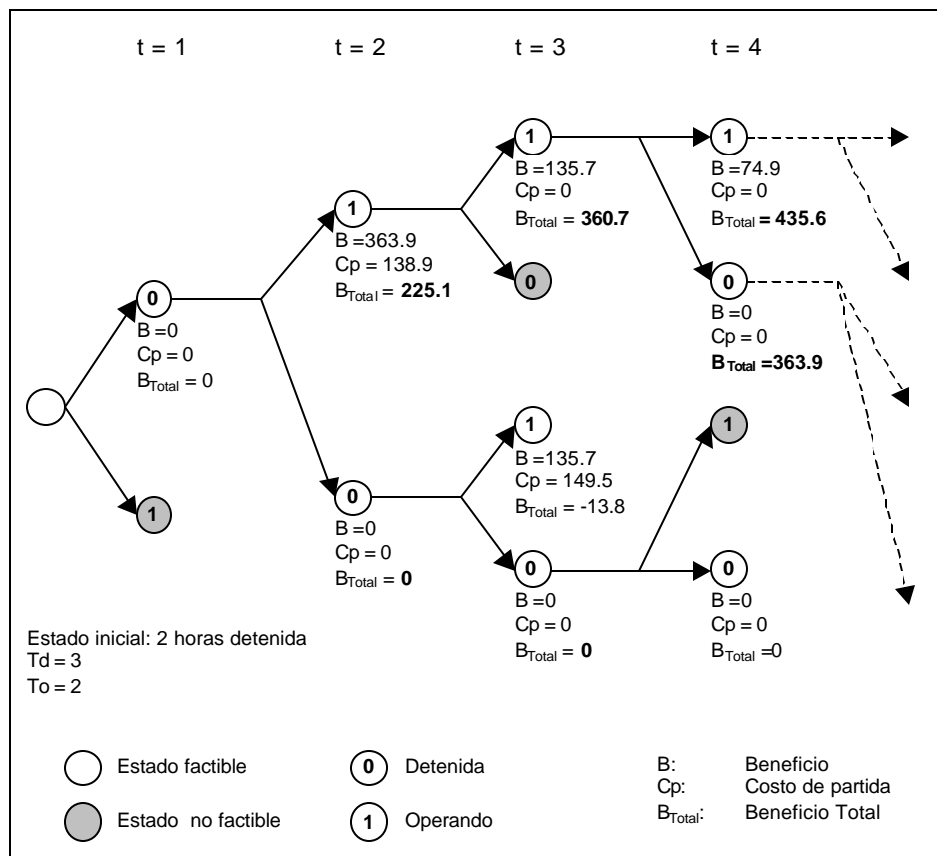


Figura 6-6: Ejemplo de Programación Dinámica

6.6 Operador del Mercado

El Operador del Mercado es el encargado de realizar las ofertas de precios para el mercado Básico de la Energía y para el mercado de los Servicios

Complementarios. Además es el encargado de estimar las necesidades de energía (demanda), la cantidad de reservas necesarias. Cuando se equilibra la oferta con la demanda, el Operador del Mercado analiza las restricciones de la red transmisión, y determina las tensiones fuera del rango aceptable y las líneas congestionadas. Entonces, el Operador del Mercado debe modificar los precios hasta lograr el equilibrio entre oferta con la demanda y que el despacho sea factible.

Para equilibrar la Energía Básica, el Operador del Mercado debe conocer previamente el comportamiento de los generadores ante las variaciones de precio. Si bien la relación entre cambio de precio y cambio de generación no es lineal, el operador debe estimar una pendiente que permita calcular la oferta de precios para el proceso iterativo. De esta forma, puede subir o bajar los precios dependiendo del error o desviación entre la demanda y la oferta y estimar precios para la iteración inicial. No se propone una metodología única, ya que, este comportamiento es directamente dependiente del sistema en particular y de las características técnicas de los generadores que participan del despacho.

Lo mismo sucede con los precios de referencia para los servicios complementarios. Para el manejo de la congestión y el soporte de potencia reactiva, los precios de referencia P_{i-j}^k y P_Q^i , y sus respectivas pendientes, también son calculados en base al comportamiento del sistema. En el caso de los precios para las reservas, como veremos más adelante, estos son altamente dependientes del nivel de generación y del precio de la energía básica, por lo que los las pendientes son calculadas según el equilibrio del despacho ideal. La aplicación práctica de todos esto cálculos se encuentra en el Capítulo VII.

En cada iteración, el Operador del Mercado debe calcular el error producido entre las ofertas de Energía Básica y Reservas con la demanda y las necesidades de Reservas, para luego estimar los precios para la iteración siguiente. En el caso de la congestión y soporte de reactivos, el Operador del Mercado estima los cambios de flujos producidos utilizando los factores GSDF y los cambios de tensión utilizando los factores de sensibilidad Voltaje - Potencia Reactiva. Finalmente, una vez logrado el equilibrio, el Operador del Mercado realiza un flujo de potencia para revisar las restricciones de la red.

Si éstas no se cumplen, vuelve a iterar hasta lograr el equilibrio entre oferta y demanda y lograr el cumplimiento de las restricciones técnicas y condiciones de seguridad del sistema.

6.7 Funcionamiento del Mercado Eléctrico

Primero se realiza una iteración inicial que equilibra la oferta y demanda de Energía Básica para las 24 horas. Es decir, se logra un despacho ideal uninodal, que no considera las reservas ni las restricciones de transmisión.

Una vez logrado el despacho ideal, se realizan ofertas para las reservas. Esto producirá cambios en las ofertas de generación de Energía Básica, por lo que se realiza un proceso iterativo hasta lograr el equilibrio entre la demanda y oferta para energía básica y reservas. Así se consigue un despacho uninodal que considera las reservas.

Luego, se realiza un flujo de potencia AC y se revisan las restricciones de la red transmisión. Así se determinan las barras que deben mejorar sus tensiones y las líneas que necesitan aliviar sus flujos por congestión. Finalmente, continúa el proceso iterativo, enviando señales de precios para la Energía Básica y para cada SS.CC., hasta equilibrar la demanda y cumplir con las restricciones de red. Las condiciones de equilibrio final se cumple cuando, para cada hora:

- El error producto de la diferencia entre la oferta y demanda de Energía Básica es menor que 0.1%.
- Las ofertas de reservas son iguales o mayores que las requeridas por el sistema.
- Las tensiones de cada barra están dentro del rango aceptable de seguridad.
- El flujo por cada línea es menor a su capacidad máxima.

La Figura 6-7 muestra el diagrama de flujo que sigue el proceso iterativo. Cada generador k , según los precios entregados por el Operador del Mercado, oferta productos de Energía Básica P_B , Reservas Primaria P_{R1} , Secundaria P_{R2} , Terciaria P_{R3} , y Potencia Reactiva P_Q , para cada hora i . Por su parte, el Operador del Mercado recibe

toda esta información y para cada hora i estima la necesidad de Energía y SS.CC., modificando los precios para cada producto hasta lograr el equilibrio final. Esta propuesta conceptual se ha traducido en un desarrollo computacional, el cual se utilizó para validar el modelo y realizar simulaciones.

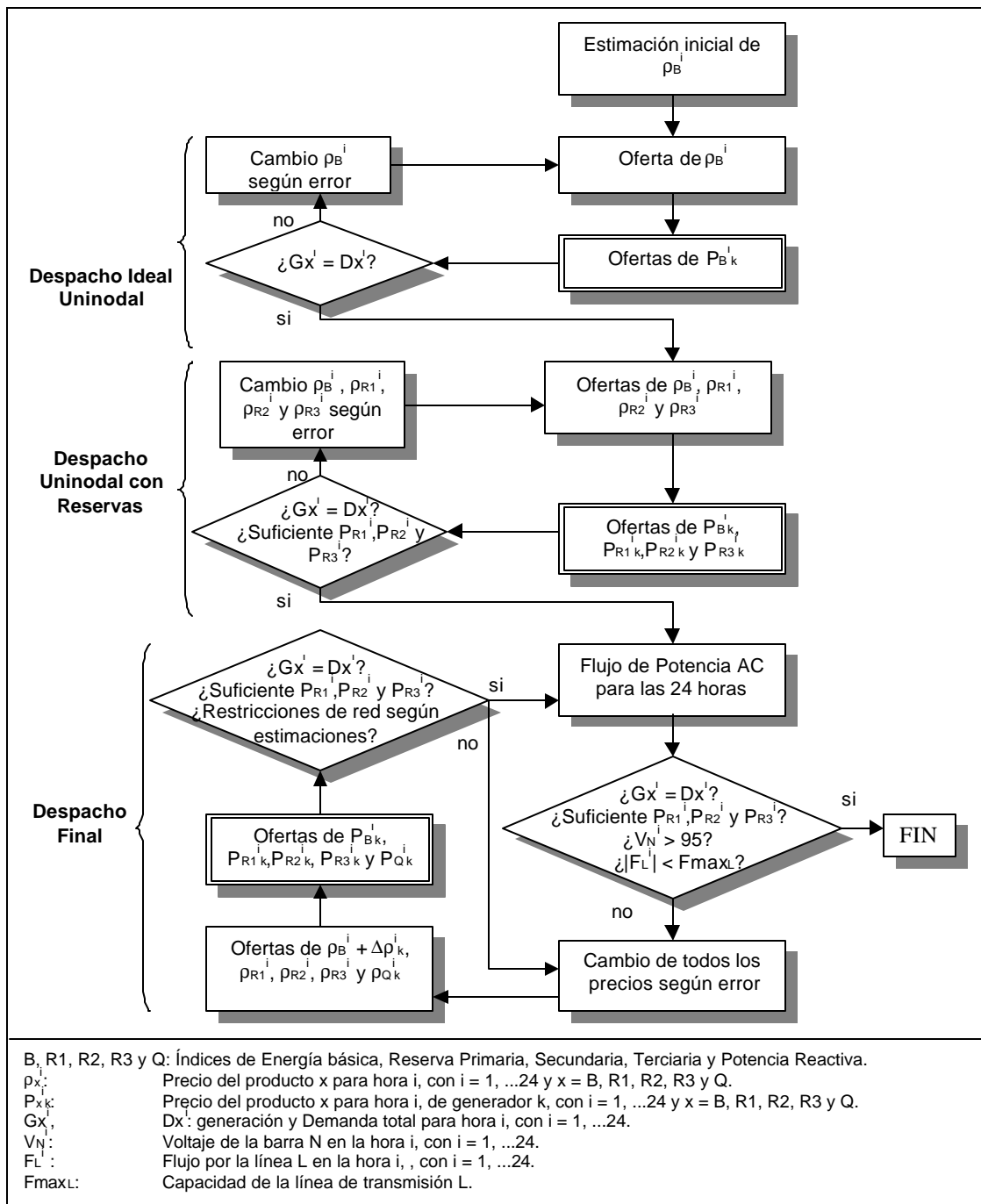


Figura 6-7: Funcionamiento del Mercado Energía y SS.CC

VII. SIMULACIONES Y RESULTADOS

7.1 Sistema Utilizado

El sistema utilizado es similar al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) de Chile. El SING es un sistema que, por diversas razones económicas y políticas, actualmente posee mayor capacidad instalada respecto a su demanda máxima. Si bien, esta condición es necesaria por razones de seguridad y suficiencia, en el caso del SING la magnitud de la capacidad instalada es excesiva, siendo económicamente ineficiente. Según datos de la Comisión Nacional de Energía el SING cuenta con una capacidad instalada de 3.645 MW a Diciembre de 2002 y durante ese año la demanda máxima alcanzó los 1.420 MW. Debido a esta condición, el parque generador puede entregar gran capacidad de reservas y potencia reactiva, sin que esto tenga un costo significativo.

Para ejemplificar el esquema propuesto de mercado, se modificaron los datos de demanda, las características y la capacidad del sistema de transmisión, y también se modificó la capacidad de los generadores. Así, se obtuvo un sistema más adaptado, siempre considerando las necesidades de seguridad y suficiencia. Para la representación del sistema se utilizaron las barras principales de SING. Así, el sistema queda compuesto por un total de 22 barras. El rango de tensión permitido será uniforme para todas las barras representadas, y va entre los 95 kV y 104.5 kV.

Tabla 7-1: Barras Representadas del SING

Nº	Barra	Nº	Barra
1	Parinacota 220	12	Andes 220
2	Cóndores 220	13	Salta 345
3	Tarapaca 220	14	Central Atacama 220
4	Lagunas 220	15	Esmeralda 220
5	Pozo Almonte 220	16	Chacaya 220
6	Crucero 220	17	Mejillones 220
7	Chuquicamata 220	18	Antofagasta 110
8	Tocopilla 220	19	Alto Norte 110
9	Norgener 220	20	Mantos Blancos 220
10	Escondida 220	21	Capricornio 220
11	Laberinto 220	22	Capricornio 110

La Tabla 7-2 indica la demanda total horaria utilizada. Los datos específicos de la distribución espacial de la demanda, factor de potencia y potencia reactiva se encuentran en el Anexo G.

Tabla 7-2: Demanda Horaria del SING

Hora	Demanda	Hora	Demanda
1	2839.00	13	1850.02
2	2701.01	14	1787.98
3	2752.02	15	2184.01
4	2718.97	16	2417.99
5	2699.00	17	2650.02
6	2648.97	18	2597.01
7	2633.00	19	2580.99
8	1866.00	20	2487.99
9	1286.00	21	2594.01
10	2177.99	22	2599.01
11	2234.99	23	2647.02
12	1818.98	24	2612.98

Con lo datos anteriores, se aprecia que la variación horaria de la demanda utilizada sigue la modulación típica del sistema, pero de ampliada con el fin de adaptar la capacidad-demanda del sistema. A continuación, La Figura 7-1 muestra la curva de demanda horaria.

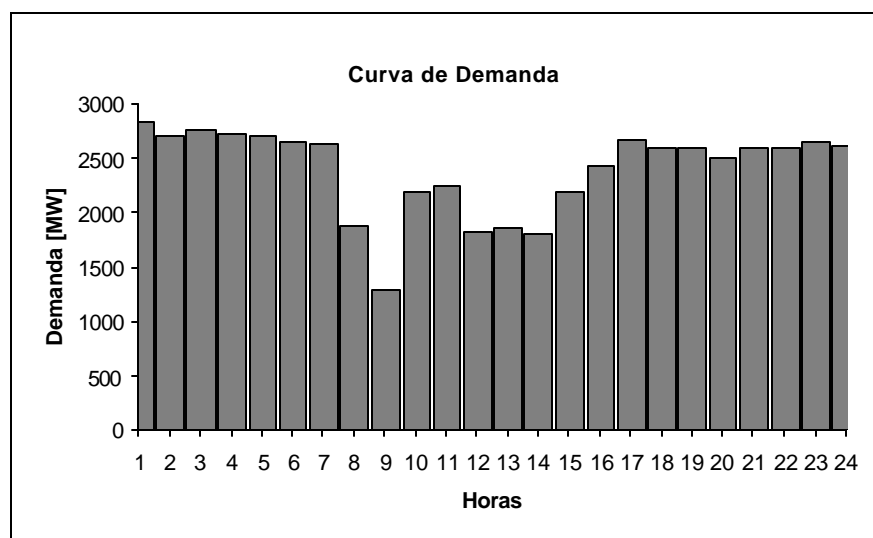


Figura 7-1: Curva de Demanda Horaria del SING

Del total del parque generador del SING, se consideraron 13 unidades de las centrales más significativas. En la Tabla 7-3 se muestran los generadores con su barra de inyección y sus capacidades. Las especificaciones técnicas de cada unidad generadora se encuentran en el Anexo E.

Tabla 7-3: Unidades Generadoras del SING

Unidad	Nombre unidad	Barra de Inyección	Pmax [MW]	Pmin [MW]
1	CTM1	Chacaya 220	193	79
2	CTM2	Chacaya 220	205	85
3	CTM3	Chacaya 220	290	100
4	U14-Mitsubishi	Tocopilla 220	149	67
5	U15-Mitsubishi	Tocopilla 220	151	67
6	TG3-GE	Tocopilla 220	44	10
7	CC U-16	Tocopilla 220	498	134
8	CTTAR	Tarapacá 220	184	91
9	TG1A, TG1B, TV1C	Central Atacama 220	455	111
10	TG2A, TG2B, TV2C	Central Atacama 220	448	95
11	NTO1	Norgener 220	157	56
12	NTO2	Norgener 220	165	56
13	Salta	Salta 345	674	115.0
Total Capacidad Instalada			3613	

El sistema de transmisión fue representado mediante 26 tramos. Los datos de cada línea como resistencia, reactancia y capacidad máxima se encuentra detallado en el Anexo F. A continuación, la Figura 7-2 muestra el diagrama unilineal de SING.

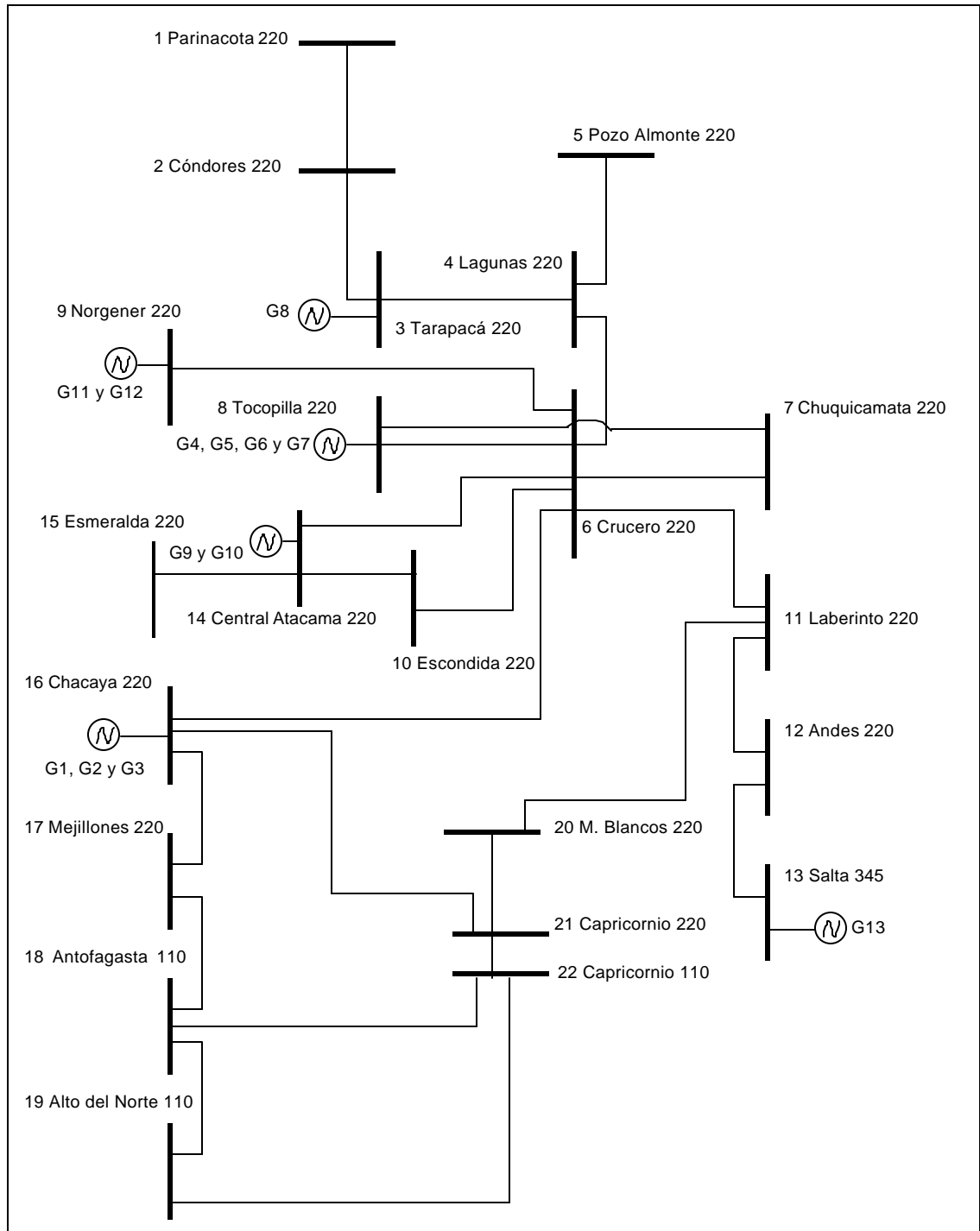


Figura 7-2: Diagrama Unilineal del SING

7.2 Simulación Individual de los Generadores

En el Capítulo 6.5 se describió el modelo que utilizan los generadores para optimizar su producción, según las señales de precios entregadas por el Operador del Mercado. A continuación, se detalla el comportamiento y los resultados de dicho modelo aplicado un generador específico. La unidad escogida es la N° 12 o NTO2.

7.2.1 Características Técnicas Generales y de Costos

Los puntos de operación factibles para un generador están determinados por la curva PQ o de capacidad característica, por la potencia máxima y mínima de operación y por el factor de potencia de operación obligatorio. Este espacio de soluciones se reflejan en las ecuaciones 6.15 a 6.18 del Capítulo 6.5.1, en donde se describe el modelo de optimización de los generadores. En el caso de la unidad NTO2 la potencia máxima y mínima de salida son 165 y 56 MW respectivamente. El factor de potencia obligatorio dado por el Operador del mercado es de 0.90 en atraso.

El costo de partida es función de las horas que la máquina ha estado detenida y depende también de las características técnicas descritas en la ecuación 6.22. Lo anterior, en conjunto con los tiempos mínimos de operación y de detención, determina la factibilidad de la operación y el despacho final, mediante programación dinámica. El tiempo mínimo de operación y de detención, T_d y T_{op} , de la unidad NTO2 son 12 y 3 horas respectivamente.

La operación y el beneficio de cada hora es el resultado del nivel de los precios ofrecido por el Operador del Mercado mediante la resolución del problema presentado en el Capítulo 6.5.1. La Figura 7-3 muestra las características mencionadas anteriormente y el comportamiento ante distintos niveles de precios. Por simplicidad, sólo se ha considerado el precio de la Energía Básica para los gráficos de generación y de beneficio. Ellos representan la resolución del problema para una hora individual, es decir aún sin considerar programación dinámica. De esta manera, se puede apreciar el comportamiento de la unidad sin la dependencia de la operación anterior o estado inicial.

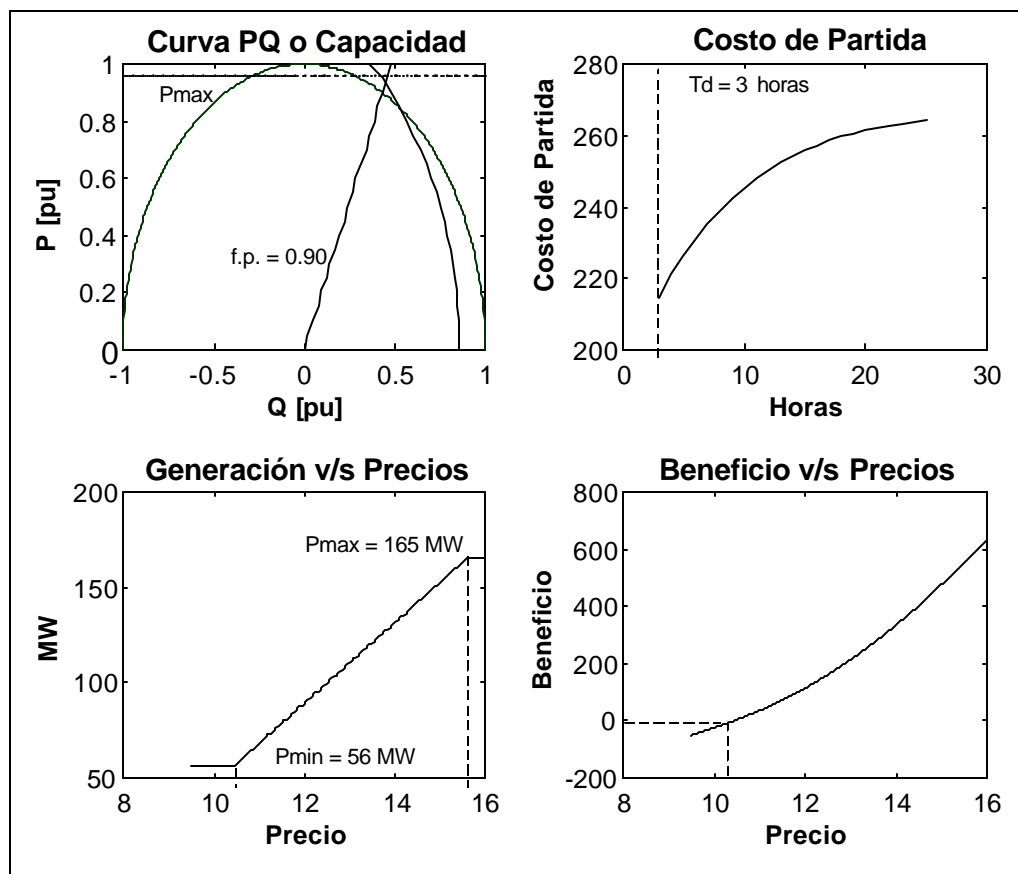


Figura 7-3: Características Técnicas y de Costos de la Unidad NTO2

7.2.2 Optimización Horaria

Con el fin de ejemplificar de forma detallada el modelo propuesto en el Capítulo 6.5.1, se han considerado 4 ofertas de precios y la respuesta del generador ante ellas. Se han escogido estos precios de forma de estudiar las sensibilidades entre generación de Energía Básica y SS.CC.

En la Tabla 7.4 se indican los precios utilizados y la respuesta del generador NTO2 ante ellos. Los valores p_b , p_Q , p_{R1} , p_{R2} y p_{R3} son los precios de Energía Básica, Potencia Reactiva, Reservas Primaria, Secundaria y Terciaria respectivamente. De igual manera, los valores P , Q , R_1 , R_2 y R_3 se refieren a la oferta de cada producto. El beneficio es el resultado de los ingresos menos los costos de producción, descritos en la ecuación 6.14. El valor $f.p$ corresponde al factor de potencia de operación según la oferta.

Tabla 7-4: Puntos de Operación de NTO2

	Precios					Operación						
	r _b	r _Q	r _{R1}	r _{R2}	r _{R3}	P [MW]	Q [MVar]	R1 [MW]	R2 [MW]	R3 [MW]	Beneficio	f.p.
P1	10.0	0.00	0.00	0.00	0.00	56.00	27.12	0.000	0.000	0.00	-25.0	0.90
P2	15.0	0.00	0.00	0.00	0.00	152.07	73.65	0.000	0.000	0.00	473.9	0.90
P3	13.0	0.00	0.00	0.00	0.00	109.91	53.23	0.000	0.000	0.00	211.9	0.90
P4	13.0	0.50	0.00	0.00	0.00	99.33	123.03	0.000	0.000	0.00	246.7	0.63
P5	13.0	0.00	1.50	0.50	0.35	101.46	49.14	1.125	4.500	57.33	234.2	0.90
P6	13.0	0.50	1.50	0.50	0.35	97.42	108.36	1.125	4.500	20.47	249.9	0.67

La Figura 7-4 muestra la operación dentro de los límites en la curva PQ característica de la unidad. En esta figura se aprecian las diferencias cuando sólo hay ofertas de Energía Básica y cuando hay ofertas de Energía Básica en conjunto con SS.CC.

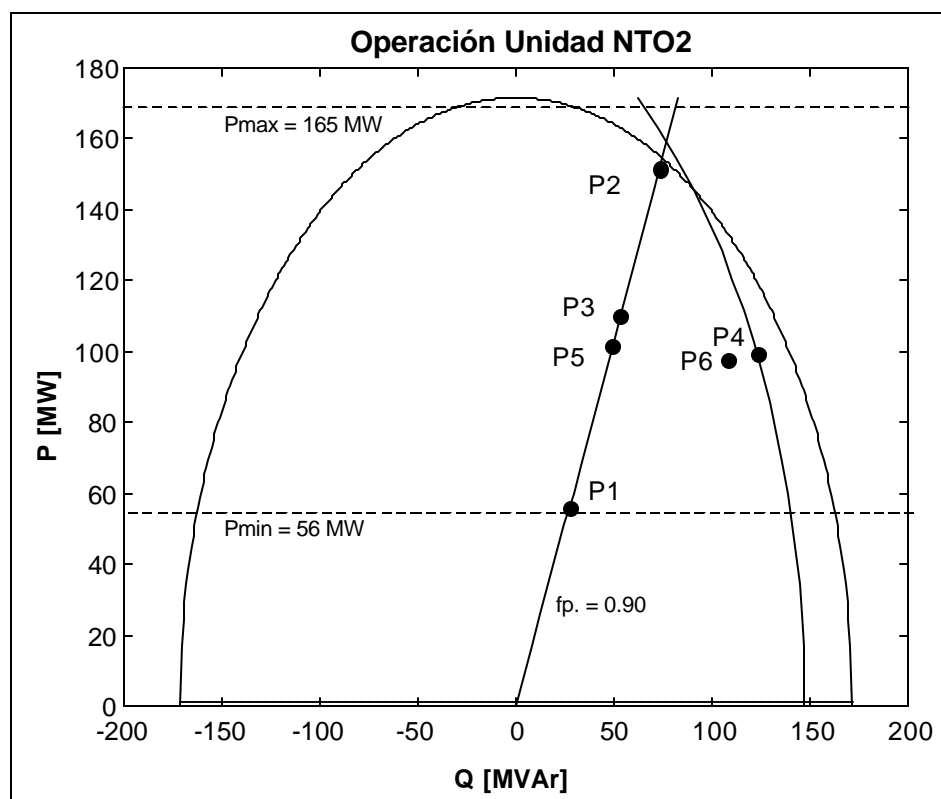


Figura 7-4: Puntos de Operación de NTO2

En general, el costo más significativo de producir SS.CC. es el costo de oportunidad frente a producir potencia activa. En los distintos puntos presentados se aprecia como al ofrecer incentivos por SS.CC. el generador disminuye su producción de Energía Básica, ya que el costo de oportunidad mencionado es menor que los ingresos por proveer SS.CC.:

7.2.3 Programación Dinámica y Oferta para las 24 Horas

En el ejemplo anterior de optimización horaria se analiza como el generador responde ante precios que entrega el Operador del Mercado, maximizando su beneficios sujeto a sus restricciones técnicas. Sin embargo, cuando el beneficio de operar es negativo, el generador puede optar por detenerse y no participar del mercado. La posibilidad de funcionar o detenerse depende de la operación anterior, debiéndose cumplir los tiempos mínimos de operación y detención. De la misma manera, la operación actual depende la operación para las o horas siguientes. También es necesario incluir en el análisis los costos de partida. Todo esto es tratado en detalle en el Capítulo 6.5.2, en el cual se explica como se resuelve este problema mediante programación dinámica, llegando al despacho que ofrece el generador.

A continuación se presenta el despacho final del generador NTO2, usando los mismos precios finales de equilibrio que se verán más adelante en el Capítulo 7.3. La Tabla 7-5 indica la oferta de precios de Energía Básica y SS.CC. para las 24 horas.

Tabla 7-5: Oferta de Precios para NTO2

Hora	Energía Básica [\$/MW]	Reactivos [\$/MVA _r]	R1 [\$/MW]	R2 [\$/MW]	R3 [\$/MW]	Hora	Energía Básica [\$/MW]	Reactivos [\$/MVA _r]	R1 [\$/MW]	R2 [\$/MW]	R3 [\$/MW]
1	12.569	0.497	0.720	0.010	0.001	13	11.120	0.000	0.050	0.010	0.001
2	12.088	0.000	0.229	0.010	0.001	14	10.999	0.000	0.050	0.010	0.001
3	12.237	0.000	0.409	0.010	0.001	15	12.274	0.000	0.279	0.010	0.001
4	12.140	0.000	0.250	0.010	0.001	16	12.746	0.000	0.804	0.010	0.001
5	12.082	0.000	0.227	0.010	0.001	17	13.092	0.000	1.160	0.340	0.001
6	11.935	0.000	0.100	0.010	0.001	18	12.787	0.000	1.063	0.210	0.001
7	11.888	0.000	0.050	0.010	0.001	19	12.688	0.000	1.041	0.110	0.001
8	10.851	0.000	0.050	0.010	0.001	20	12.320	0.000	0.645	0.010	0.001
9	9.999	0.000	0.050	0.010	0.001	21	12.769	0.000	1.059	0.195	0.001
10	12.240	0.000	0.291	0.010	0.001	22	12.799	0.000	1.065	0.220	0.001
11	12.507	0.000	0.509	0.010	0.001	23	13.462	0.500	1.432	0.604	0.351
12	11.060	0.000	0.050	0.010	0.001	24	12.940	0.500	1.084	0.275	0.001

La Tabla 7-6 muestra la oferta de generación y SS. CC. Del generador NTO2. Inicialmente la unidad estaba operando 20 horas por lo que puede preferir apagarse desde la hora 1. En la hora 9, el nivel de precios es bajo, por lo que evalúa la posibilidad de apagarse y no generar por al menos 3 períodos (tiempo mínimo de detención). El nivel de precios hace que los costos no se puedan recuperar sólo hasta la hora 17, en donde decide participar nuevamente en el mercado.

Tabla 7-6: Oferta de Generación de Energía y SS.CC. de NTO2

Hora	P [MW]	Q [MVAR]	R1 [MW]	R2 [MW]	R3 [MW]	Ben [\$]	Estado	f.p
1	90.818	126.687	1.125	0.000	0.000	206.0	ON	0.58
2	90.676	43.917	1.125	4.500	67.500	120.8	ON	0.90
3	93.807	45.433	1.125	4.500	65.568	134.8	ON	0.90
4	91.786	44.454	1.125	4.500	67.500	125.6	ON	0.90
5	90.553	43.857	1.125	4.500	67.500	120.3	ON	0.90
6	87.456	42.357	1.125	4.500	67.500	107.0	ON	0.90
7	86.471	41.880	1.125	4.500	67.500	102.9	ON	0.90
8	64.603	31.289	1.125	4.500	67.500	24.6	ON	0.90
9	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	OFF	-
10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	OFF	-
11	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	OFF	-
12	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	OFF	-
13	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	OFF	-
14	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	OFF	-
15	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	OFF	-
16	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	OFF	-
17	111.832	54.163	1.125	4.500	45.371	225.1	ON	0.90
18	105.393	51.044	1.125	4.500	52.814	191.2	ON	0.90
19	103.305	50.033	1.125	4.500	55.214	180.4	ON	0.90
20	95.559	46.281	1.125	4.500	63.816	142.9	ON	0.90
21	105.007	50.857	1.125	4.500	53.259	189.2	ON	0.90
22	105.650	51.169	1.125	4.500	52.518	192.5	ON	0.90
23	107.144	108.196	1.125	4.500	10.986	297.6	ON	0.70
24	97.779	120.853	1.125	4.500	0.000	241.8	ON	0.63

7.3 Comportamiento del Parque Generador ante Variaciones de Precios

Para el Operador del Mercado es fundamental conocer previamente el comportamiento del parque generador en su conjunto ante las ofertas de precios. Así las

ofertas de precios estarán más cercanas a las necesidades de Energía y SS.CC., reduciendo el número de iteraciones del modelo. Este análisis debe considerar el funcionamiento sin las condiciones iniciales de tiempo de partida o la opción de no ofertar. Es decir, todos los generadores ofertarán siempre maximizando su beneficio individual, aunque esto signifique un beneficio negativo y generar en el mínimo técnico de operación. De esta forma, el análisis puede generalizarse a cualquier período y no queda sujeto a alguna situación particular, logrando aproximarse eficientemente a una solución final. A continuación se presenta, esencialmente, la variación de ofertas de la generación en su conjunto ante variaciones de precios para la Energía Básica y para cada SS.CC.

7.3.1 Generación de Energía Básica

Para llegar al despacho ideal uninodal es necesario llegar al equilibrio sólo en el Mercado Básico de la Energía, sin considerar SS.CC. ó las restricciones de la red de transmisión. La Figura 7-5 que ilustra la generación ante distintos precios de Energía Básica.

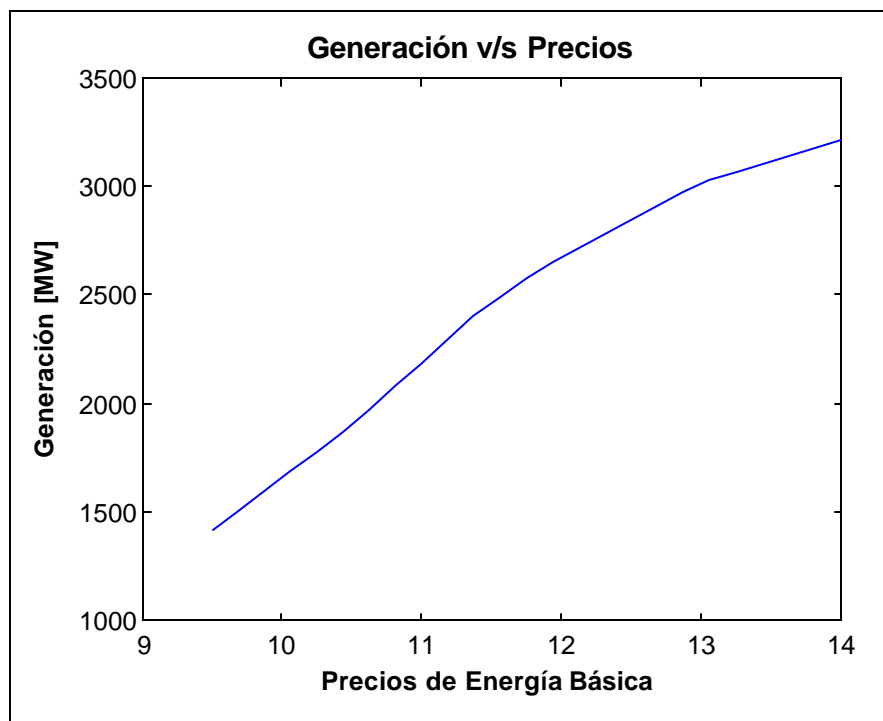


Figura 7-5: Oferta del Parque Generador: P_B v/s ρ_B

Esta curva es la suma de las curvas de generaciones individuales, como aquella presentada en el ejemplo anterior en la Figura 7-3. Como es de esperarse, la curva depende de la función de costos de cada generador y no tiene forma regular. Esto se debe a que el rango de precios en que cada unidad oferta, desde su potencia mínima de operación hasta su máxima, es distinto para cada generador. Sin embargo, la curva se puede aproximar a una recta. Para ello se utiliza un método de regresión lineal simple, lo que nos permite calcular la pendiente que relacione el cambio de oferta con un cambio en precios de la Energía Básica. Así, el Operador de Mercado, para cada hora, en cada iteración siguiente oferta:

$$\rho_b^{\text{sig}} = \rho_b^{\text{ant}} + \frac{1}{m_b} \cdot (D_x - G_x) \quad (7.1)$$

En donde ρ_b^{sig} y ρ_b^{ant} el precio por Energía Básica de las iteraciones siguiente y anterior respectivamente, y, D_x y G_x es la demanda y generación total. La pendiente m_b relaciona el cambio de generación con el cambio de precio ($\Delta G_x / \Delta \rho_b$). Esto se aplica para calcular el precio de la iteración siguiente de cada hora. Esto se aplica cuando la diferencia es mayor al error máximo aceptable entre demanda y generación de Energía Básica, que es $\pm 0.1\%$.

En la práctica, al utilizar la programación dinámica para el despacho final, la oferta para una hora en particular puede oscilar en las iteraciones en torno a un punto, sin llegar a un resultado. Esto se debe a que la oferta total de la generación en un período depende de la decisión de operar o detenerse de uno o más generadores, ya sea en un hora anterior o en la actual. Por ello, es recomendable que el valor de m_b sea mayor a la pendiente calculada, lo que hace que existan más iteraciones, pero mejora la convergencia. El valor de m_b utilizado finalmente fue de 750 [\$/MW].

La Figura 7-6 muestra la curva de beneficio, que corresponde a la suma de la curvas de los beneficios individuales, como aquella presentada en la Figura 7-3. Esta curva no representa el beneficio en la operación real, ya que, como en el caso anterior, incluye a todos los generadores, incluso a aquellos que obtienen beneficios negativos. Sin embargo, da una idea del orden del precio mínimo en donde la operación es atractiva para el sistema en su conjunto, que es cuando el beneficio es cero.

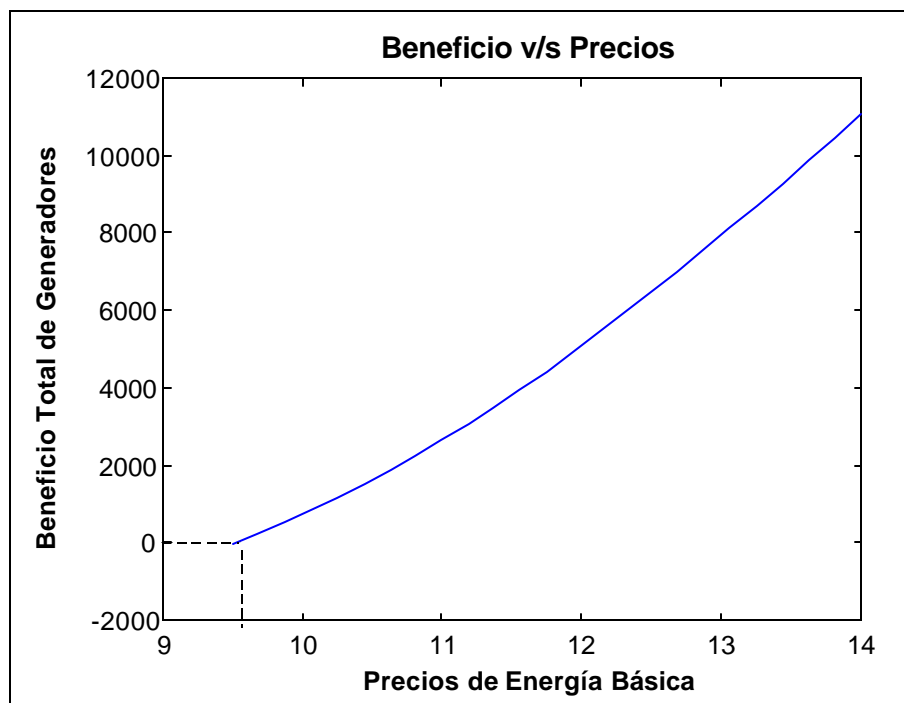


Figura 7-6: Beneficio del Sistema v/s Precios de Energía Básica

En el caso del Manejo de la Congestión, como se explica en el Capítulo 6.4.2, se aplica un diferencial en el precio de la Energía Básica. Este diferencial es distinto para cada generador según el aporte real en la descongestión las líneas afectadas, lo que es determinado por la barra de inyección del generador. Para cada generador k , el operador del Mercado calcula este diferencial $\Delta\rho^k$ en base precios de referencia ρ_{i-j}^k para cada línea congestionada $i-j$. Según experimentación, se determinó que estos precios de referencia, de forma inicial serán de \$0.2. Luego se diferenciarán en incrementos en \$0.2 en cada iteración hasta descongestionar cada línea.

7.3.2 Generación Potencia Reactiva

Como se detalla en el Capítulo 4.2, la producción de potencia reactiva en los generadores representa un costo de oportunidad frente a la producción de potencia activa. Esto se debe a los límites de técnicos dados por la curva de capacidad o PQ de cada generador. Por ello, la eventual oferta de potencia reactiva de un grupo de generadores del

sistema, depende principalmente del precio de Energía Básica frente al precio de Potencia Reactiva y de las capacidades técnicas de cada generador.

La Figura 7-7 muestra como varía la oferta de potencia reactiva del total del parque generador, frente distintas combinaciones de precios de Energía Básica y Potencia Reactiva. Si bien, en modelo el precio para cada generador es distinto, dependiendo del aporte o “cercanía eléctrica” a las barras con tensiones deprimidas, en este caso se ha ofrecido un precio uniforme. Esto nos permite generalizar y nos da una idea de la respuesta ante ofertas de precios por potencia reactiva cuando es necesario corregir voltajes.

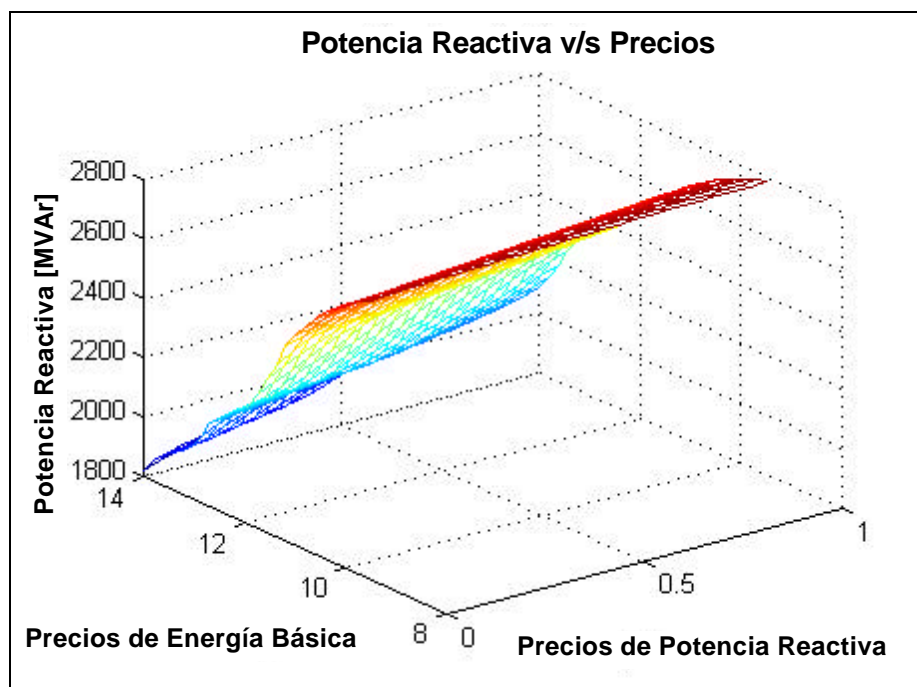


Figura 7-7: Oferta del Parque Generador: Q v/s ρ_B y ρ_Q

Para interpretar mejor el gráfico anterior, la Figura 7-8 muestra cortes o curvas de nivel para distintos precios de Energía Básica. Como es de esperarse, se aprecia que a igual precio por potencia Reactiva, si existe menor precio de la Energía Básica mayor es la oferta de potencia reactiva. Esto se explica, por la capacidad o de cada generador (curva PQ), es decir, el costo de oportunidad es menor si el punto de

generación de potencia activa es menor, y por lo tanto, la capacidad de producción de potencia reactiva es mayor.

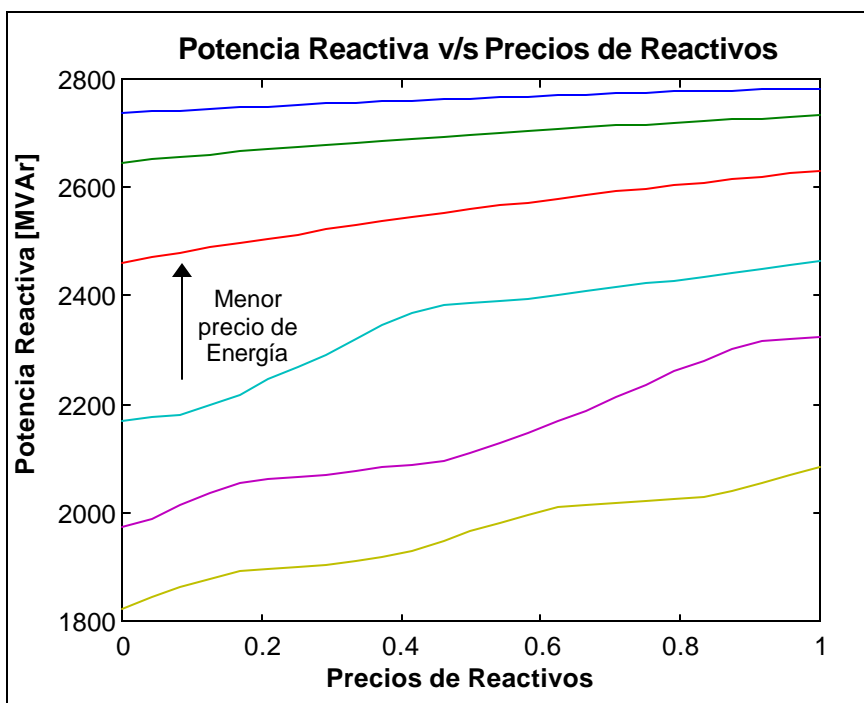


Figura 7-8: Oferta del Parque Generador: Q v/s ρ_Q para niveles de ρ_B

Como se indica en el Capítulo 6.3.2, el precio de la Potencia Reactiva se aplica proporcionalmente al aporte de cada generador para mejorar el nivel de tensiones. Así para un generador en la barra j el Operador del Mercado calcula un precio ρ_{Qj} basándose en precios de referencia ρ_Q^i para cada barra i fuera del rango de tensión aceptable. Considerando las pendientes de los gráficos y según experimentación, se determinó que estos precios de referencia, de forma inicial serán de \$0.5 para todas las barras. Luego se diferenciarán, según las necesidades de cada barra, en incrementos de \$0.5 en cada iteración, hasta lograr que todos los voltajes estén sobre 95 kV.

También es importante conocer el efecto de la oferta de Potencia Reactiva en la producción de Energía Básica. Por las mismas razones explicadas anteriormente, una mayor producción de reactivos implica una baja en la producción de potencia activa. La

Figura 7-9 muestra como varía la oferta de Energía Básica del total del parque generador, frente distintas combinaciones de precios de Energía Básica y Potencia Activa.

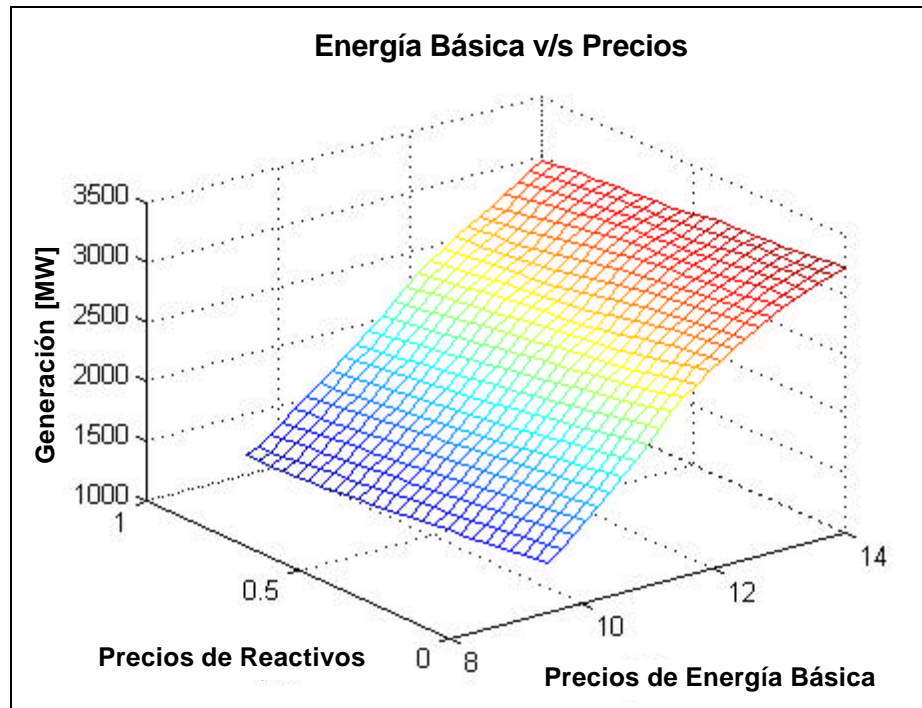


Figura 7-9: Oferta del Parque Generador: P_B v/s ρ_Q y ρ_B

En la Figura 7-10 se muestran las curvas de nivel para distintos precios de Potencia Reactiva. Ante distintos precios de Potencia Reactiva la forma de la curva de oferta de Energía Básica no varía, sólo se desplaza. Por esto, la pendiente m_b , calculada en el punto anterior, sigue siendo válida para el cálculo de precios de Energía Básica en cada iteración.

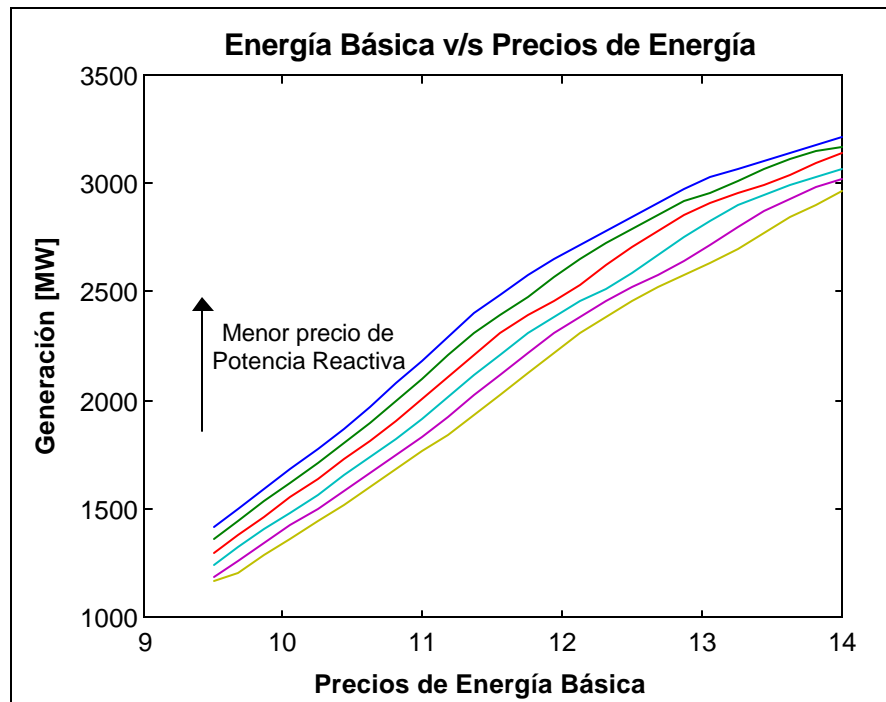


Figura 7-10: Oferta del Parque Generador: P_B v/s ρ_B para niveles de ρ_Q

7.3.3 Generación de Reservas

Como se explica en el Capítulo 6.2.1 la necesidad de reservas Primaria, Secundaria y Terciaria es un porcentaje de la demanda prevista para cada hora. Siguiendo el mismo método que para la Energía Básica, el proceso iterativo para determinar el precio de cada reserva, para cada hora, se calculará de la siguiente forma:

$$\begin{aligned}\rho_{R1}^{\text{sig}} &= \rho_{R1}^{\text{ant}} + \frac{1}{m_{R1}} \cdot (0.01 \cdot D_x - R1_x) \\ \rho_{R2}^{\text{sig}} &= \rho_{R2}^{\text{ant}} + \frac{1}{m_{R2}} \cdot (0.025 \cdot D_x - R2_x) \\ \rho_{R3}^{\text{sig}} &= \rho_{R3}^{\text{ant}} + \frac{1}{m_{R3}} \cdot (0.05 \cdot D_x - R3_x)\end{aligned}\quad (7.2)$$

En donde ρ_{R1}^{ant} y ρ_{R1}^{sig} es el precio anterior y siguiente de la Reserva Primaria, m_{R1} es la pendiente que relaciona el cambio de oferta de la reserva con el cambio de

precio, D_x es la demanda de Energía Básica y $R1_x$ es la oferta de Reserva Primaria. La misma notación se aplica para las Reservas Secundaria y Terciaria.

Para determinar los precios iniciales de cada reserva y la respectiva pendiente, primero debemos conocer el comportamiento del parque generador ante las variaciones de precio para cada reserva.

La Figura 7-11 muestra la oferta de Reserva Primaria del total del parque generador, frente distintas combinaciones de precios de Energía Básica y Reserva Primaria. Para cada generador existe un punto en que el precio por la reserva primaria empieza a ser atractivo, pero una vez que llega a su límite técnico no posee capacidad para entregar más de esta reserva. Este límite está dado por la rampa de toma de carga de cada generador y por el tiempo mínimo de actuación de la Reserva Primaria, que en este caso es 15 segundos. Esto explica las discontinuidades que se observan el gráfico.

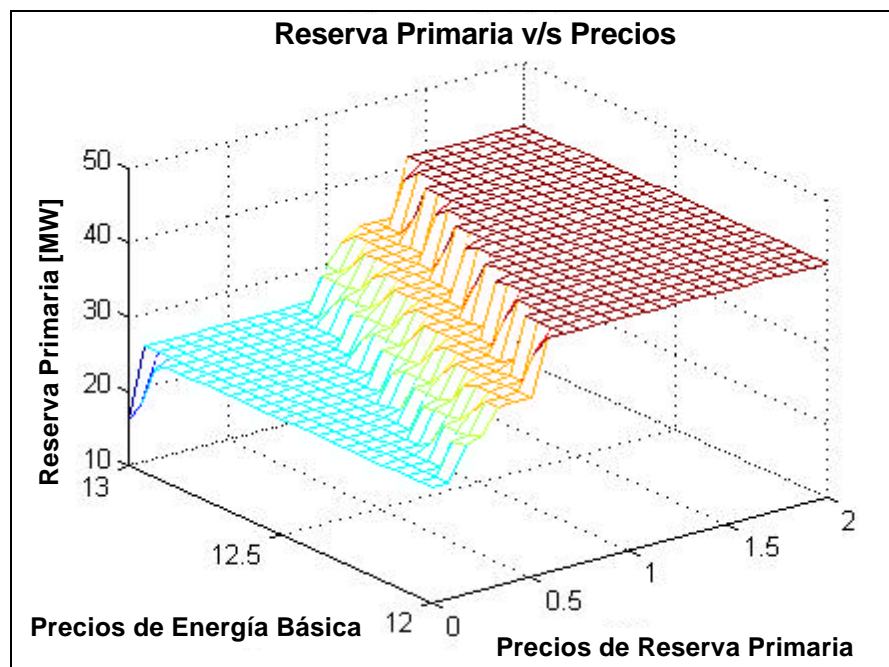


Figura 7-11: Oferta del Parque Generador: $R1$ v/s p_B y p_{R1}

En la Figura 7-12 se muestran las curvas de nivel de la figura anterior, para distintos precios de Energía Básica. El nivel máximo de Reserva Primaria que puede

entregar el parque generador es de 41.4 MW. Este valor se obtiene sumado las capacidades máximas de cada generador, que corresponde a la multiplicación entre la rampa de toma de carga y el tiempo mínimo de actuación.

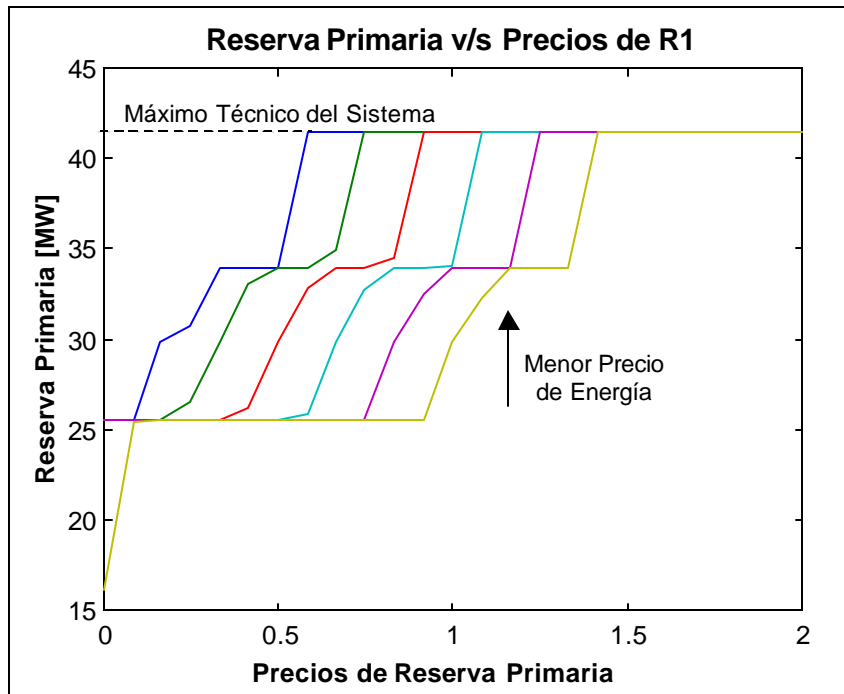


Figura 7-12: Oferta del Parque Generador: R1 v/s ρ_{R1} para niveles de ρ_B

El mismo análisis se puede realizar para las Reservas Secundaria y Terciaria, pero diferenciando el tiempo de mínimo de actuación de 1 y 15 minutos respectivamente. Las Figuras 7-13 y 7-14 muestran la oferta de Reserva Secundaria frente distintas combinaciones de precios de Energía Básica y Reserva Secundaria. Para esta reserva existen menos discontinuidades que la en el caso de la Reserva Primaria, ya que la capacidad de los generadores es mayor debido a que el tiempo de actuación es mayor, siendo el máximo técnico del sistema de 165.8 MW. Las Figuras 7-15 y 7-16 muestran el mismo análisis para la Reserva Terciaria. En este caso no hay discontinuidades ya el tiempo de actuación es aún mayor, y el máximo técnico del sistema es de 2486.3 MW.

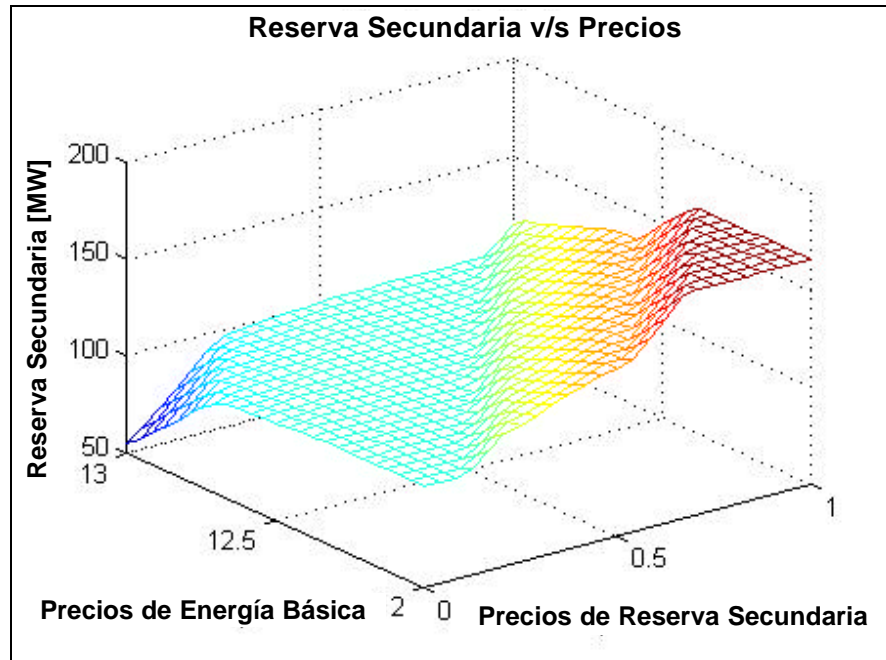


Figura 7-13: Oferta del Parque Generador: R2 v/s ρ_B y ρ_{R2}

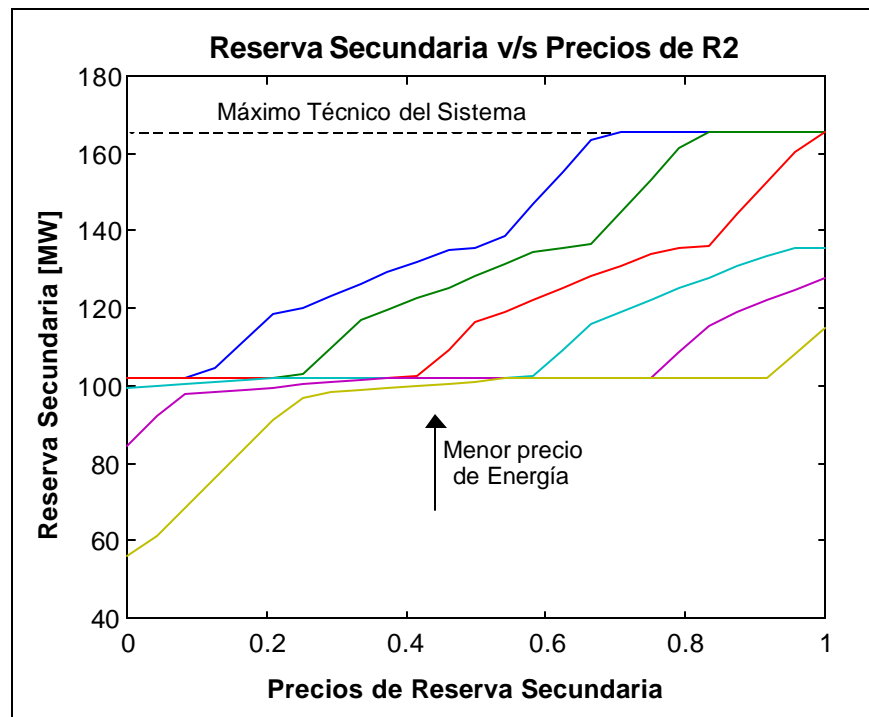


Figura 7-14: Oferta del Parque Generador: R2 v/s ρ_{R2} para niveles de ρ_B

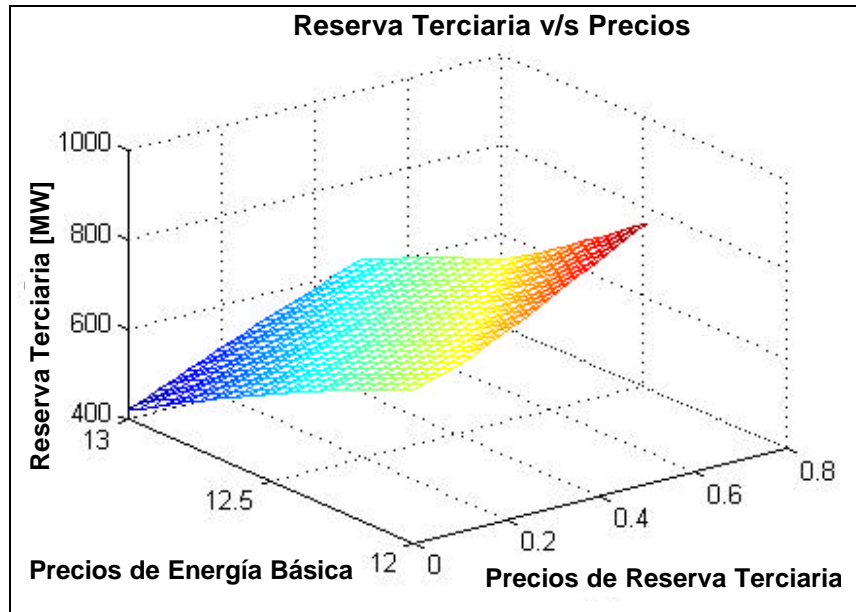


Figura 7-15: Oferta del Parque Generador: R3 v/s ρ_B y ρ_{R3}

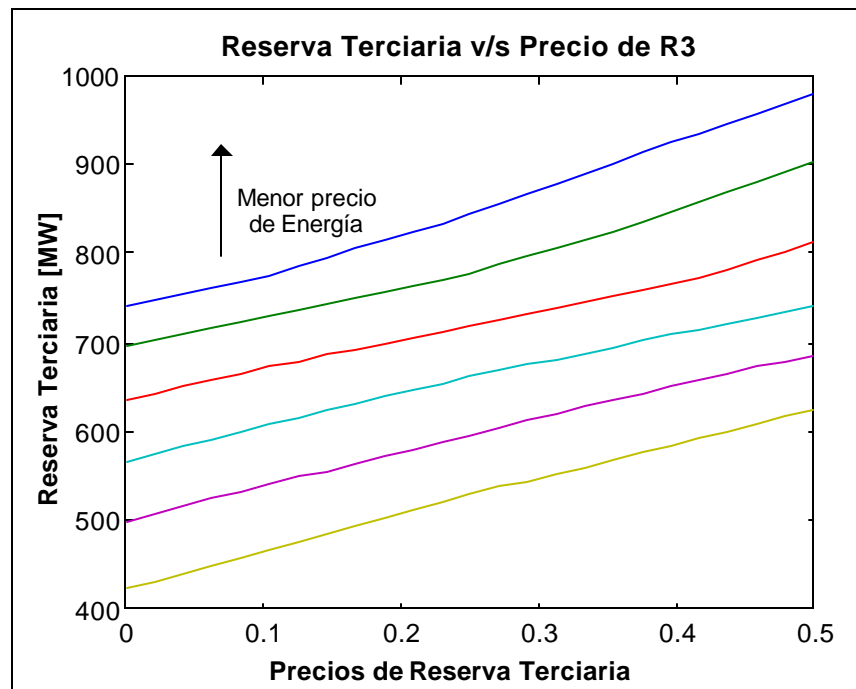


Figura 7-16: Oferta del Parque Generador: R3 v/s ρ_{R3} para niveles de ρ_B

Como se describe en las ecuaciones del Capítulo 6.5.1, en la maximización del beneficio, cada unidad sólo considera el costo de oportunidad de la reserva y los límites de capacidad debido a la rampa de toma de carga. Al estar transando sólo la capacidad de cada reserva, y por lo tanto, no tener costos directos de producción, un precio superior para una determinada reserva con mayor capacidad que otra, hace que el generador prefiera sólo la producción de ésta. Entonces, el precio de la Reserva Primaria debe ser mayor que el de la Secundaria, y a su vez el precio de la Reserva Secundaria mayor que el de la Terciaria. Por lo tanto el Operador del Mercado, para cada oferta, debe cumplir con:

$$\rho_{R1} > \rho_{R2} > \rho_{R3} \quad (7.3)$$

Según experimentación, se determinaron los valores iniciales para cada reserva, lo que serán de \$0.1, \$0.01, \$0.001. Dadas las discontinuidades en las ofertas de las reservas y las distintas pendientes de cada tramo, el Operador del Mercado calculará la pendiente de cada reserva (m_{R1} , m_{R2} y m_{R3}), según la variación en la oferta dada una variación en el precio de \$0.5. Así la iteración para alcanzar el equilibrio en las reservas se hace dependiente del nivel de generación de Energía Básica. También, debido a las discontinuidades, la variación máxima y mínima permitida en cada iteración es de \$0.05 y \$2 respectivamente. Debido a la misma razón, el equilibrio se logra cuando la oferta de cada reserva supera la demanda necesaria.

Al igual que en el caso de la potencia reactiva, la generación de reservas implica un cambio en la oferta de Energía Básica. La Figura 7-17 muestra la como varía oferta de Energía Básica del total parque generador, frente distintas combinaciones de precios de Energía Básica y Reserva Primaria.

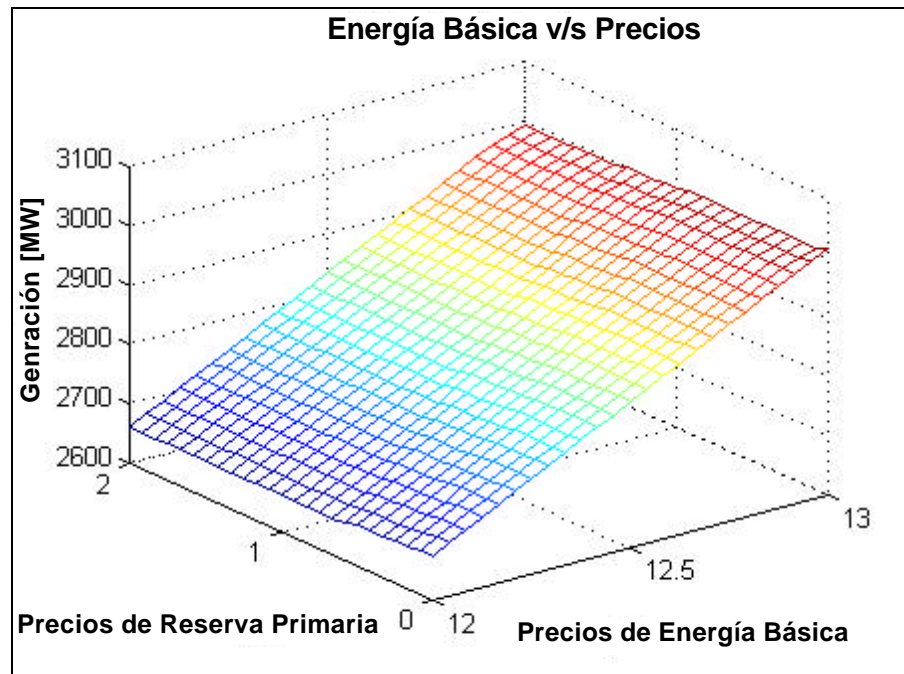


Figura 7-17: Oferta del Parque Generador: P_B v/s ρ_{R1} y ρ_B

La Figura 7-18 se muestran las curvas de nivel de la figura anterior para distintos precios de Reserva Primaria. Se aprecia que el efecto de los distintos precios de Reserva Primaria no varía la forma de la curva de oferta de Energía, sólo la desplaza. Entonces, la pendiente m_b , calculada para las iteraciones de Precios de la Energía Básica, sigue siendo válida.

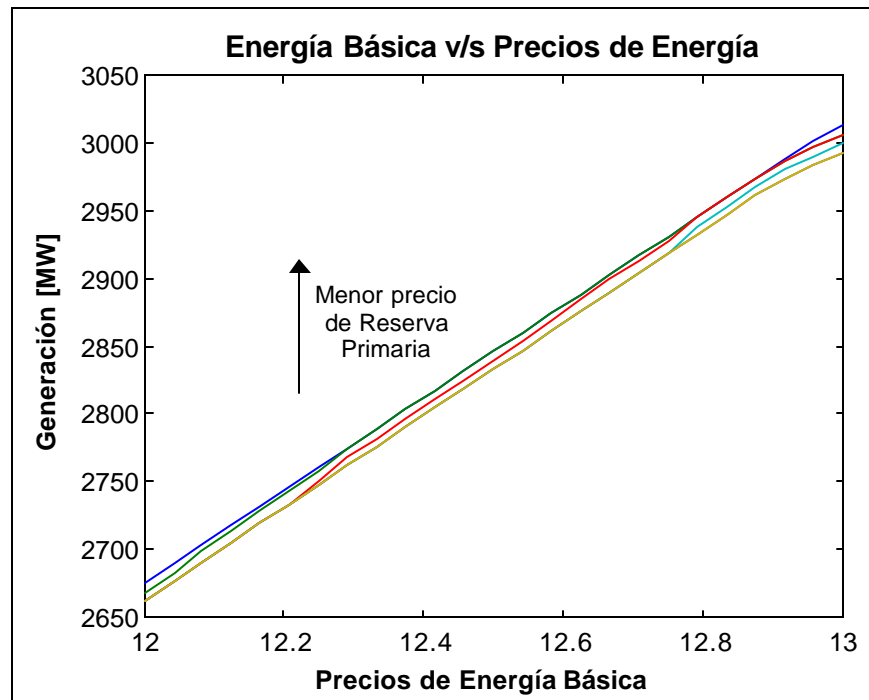


Figura 7-18: Oferta del Parque Generador: P_B v/s ρ_B para niveles de ρ_{RI}

Los efectos de las Reservas Secundaria y Terciaria en la oferta de Energía Básica son similares a los expuestos para la Reserva Primaria.

7.4 Resultados de Simulación del Mercado

A continuación se expondrán los resultados obtenidos al simular el proceso de ofertas como se explica en el Capítulo 6.7. En la práctica, para la Energía Básica y para cada SS.CC. se utilizó una subiteración hasta lograr el equilibrio individual. Como cada subiteración modifica las ofertas de los otros productos, una vez terminado el proceso se revisa nuevamente todas las condiciones de equilibrio. Esto permitió acercarse de forma más eficiente, ya que el Operador del Mercado modifica los precios de cada SS.CC. acorde al nivel de generación de Energía Básica.

La simulación computacional se realizó en MATLAB 5.2. Se simuló el comportamiento de las unidades generadoras mediante rutinas que resolvían los problemas de optimización horaria y de la programación dinámica, entregando la oferta para las 24

horas. Se crearon rutinas para simular el comportamiento del Operador del Mercado, específicamente para calcular los precios de Energía Básica y de cada SS.CC. para las iteraciones. También fue necesario desarrollar otras rutinas de apoyo, para el cálculo de los factores de la red de transmisión, para el análisis de los flujos de potencia, para ingresar los datos de entrada, para crear archivos de salidas con los resultados y para coordinar todo el funcionamiento del proceso iterativo. El programa completo fue ejecutado en computador con un procesador Pentium III de 750 MHz, convergiendo en aproximadamente 2 horas y 23 minutos. A continuación se presentan en detalle los resultados obtenidos.

7.4.1 Equilibrio Inicial del Mercado Básico y Reservas

El equilibrio entre Energía Básica y demanda se consigue después de 17 iteraciones. El precio inicial fue de 13 \$/MW para cada hora. Los precios de equilibrio en esta etapa son:

Tabla 7-7 Precios de Equilibrio para Despacho Ideal Uninodal

Hora	rB [\$/MW]	Hora	rB [\$/MW]
1	12.481	13	11.119
2	12.077	14	10.998
3	12.226	15	12.002
4	12.129	16	12.511
5	12.071	17	13.039
6	11.924	18	12.810
7	11.877	19	12.750
8	10.850	20	12.400
9	9.999	21	12.799
10	11.974	22	12.817
11	12.237	23	13.020
12	11.059	24	12.870

La Tabla 7-8 indica la oferta de Energía Básica total del parque generador. Los errores indican la desviación de la generación respecto a la demanda, un error con signo positivo indica que el porcentaje de energía faltante y el error con signo negativo indica la sobreoferta. El equilibrio se logra cuando el valor absoluto del error de cada hora es menor a 0.1%.

Tabla 7-8 Generación Equilibrio para Despacho Ideal Uninodal

Hora	Gx [MW]	Dx [MW]	Error %	Unidades
1	2839.04	2839.00	-0.001%	13
2	2701.08	2701.01	-0.002%	13
3	2752.07	2752.02	-0.002%	13
4	2719.03	2718.97	-0.002%	13
5	2699.07	2699.00	-0.002%	13
6	2649.04	2648.97	-0.003%	13
7	2633.08	2633.00	-0.003%	13
8	1866.01	1866.00	0.000%	10
9	1286.00	1286.00	0.000%	7
10	2177.01	2177.99	0.045%	7
11	2233.19	2234.99	0.080%	7
12	1818.98	1818.98	0.000%	7
13	1850.02	1850.02	0.000%	7
14	1787.98	1787.98	0.000%	7
15	2182.91	2184.01	0.050%	7
16	2418.48	2417.99	-0.020%	8
17	2650.92	2650.02	-0.034%	9
18	2597.38	2597.01	-0.014%	9
19	2581.40	2580.99	-0.016%	9
20	2488.57	2487.99	-0.023%	9
21	2594.39	2594.01	-0.015%	9
22	2599.38	2599.01	-0.014%	9
23	2648.09	2647.02	-0.040%	9
24	2613.33	2612.98	-0.013%	9

El costo total del despacho ideal es sólo el costo de la Energía Básica. Esto se calcula según la siguiente ecuación:

$$CT_B = \sum_{i=1}^{24} \sum_{k=1}^{Ng} \rho_{Bk}^i \cdot P_{Bk}^i \quad (7.4)$$

En donde:

CT_B = costo total de la Energía Básica.

ρ_{Bk}^i = precio de Energía Básica en la hora i del generador k .

P_{Bk}^i = oferta de Energía Básica en la hora i de la unidad k .

En este caso, el precio es uniforme para todos los generadores, ya que en esta etapa aún no hay diferenciación de precios nodales según la congestión. El costo obtenido es de \$699,665.8.

Una vez alcanzado el equilibrio en el despacho uninodal, el modelo inicia las iteraciones para conseguir el equilibrio con reservas. Primero subitera hasta lograr que las ofertas de reservas sean mayores o iguales a las necesidades de cada hora. Luego vuelve a iterar, corrigiendo los precios de Energía Básica. Esto asegura el equilibrio respecto a la Energía Básica y una aproximación al equilibrio respecto a las reservas. La Tabla 7-9 muestra la oferta total del parque generador.

Tabla 7-9 Generación de Equilibrio en Despacho Uninodal con Reservas

Hora	P [MW]	R1 [MW]	R2 [MW]	R3 [MW]	Unidades
1	2838.90	33.938	96.585	488.771	13
2	2700.96	29.813	101.484	616.122	13
3	2751.98	29.813	99.780	571.220	13
4	2718.90	29.813	100.941	601.033	13
5	2698.93	29.813	101.546	617.806	13
6	2648.92	29.813	102.000	660.295	13
7	2632.99	29.813	102.000	673.103	13
8	1866.01	38.063	152.250	923.807	10
9	1286.05	31.313	125.250	1147.702	7
10	2177.55	23.116	61.500	344.579	7
11	2234.50	23.250	61.500	277.569	7
12	1818.97	31.313	125.250	671.406	7
13	1850.01	31.313	125.250	637.535	7
14	1787.96	31.313	125.250	704.852	7
15	2183.71	21.018	61.500	339.369	7
16	2417.56	25.688	69.000	216.466	8
17	2649.12	26.438	74.562	167.484	10
18	2597.85	30.563	82.437	216.550	10
19	2583.11	30.563	82.197	234.216	10
20	2488.89	30.563	85.266	342.604	10
21	2595.11	30.563	82.437	219.797	10
22	2599.72	30.563	82.428	214.345	10
23	2646.27	27.916	75.117	168.906	10
24	2612.60	30.563	82.212	199.302	10

La Tabla 7-10 muestra los precios para cada hora alcanzados en esta etapa.

Tabla 7-10 Precios de Equilibrio en Despacho Uninodal con Reservas

Hora	rB [\$/MW]	rR1 [\$/R1]	rR2 [\$/R2]	rR3 [\$/R3]
1	12.502	0.720	0.010	0.001
2	12.088	0.229	0.010	0.001
3	12.237	0.409	0.010	0.001
4	12.140	0.250	0.010	0.001
5	12.082	0.227	0.010	0.001
6	11.935	0.100	0.010	0.001
7	11.888	0.050	0.010	0.001
8	10.851	0.050	0.010	0.001
9	9.999	0.050	0.010	0.001
10	12.008	0.291	0.010	0.001
11	12.274	0.509	0.010	0.001
12	11.060	0.050	0.010	0.001
13	11.120	0.050	0.010	0.001
14	10.999	0.050	0.010	0.001
15	12.029	0.279	0.010	0.001
16	12.537	0.804	0.010	0.001
17	13.089	1.110	0.340	0.001
18	12.787	1.063	0.210	0.001
19	12.688	1.041	0.110	0.001
20	12.320	0.645	0.010	0.001
21	12.769	1.059	0.195	0.001
22	12.799	1.065	0.220	0.001
23	13.079	1.132	0.337	0.001
24	12.884	1.084	0.275	0.001

Como es de esperarse, en general, los precios de Energía Básica aumentan respecto al despacho ideal. Sin embargo, esto no sucede de la hora 18 a la hora 22, debido al cambio en la oferta del generador TG3-GE. En el despacho inicial, esta unidad, decide apagarse en la hora 9 y no volver a ofertar. Pero en el despacho con reservas, el precio por reservas hace que vuelva a ofertar desde la hora 17, y, al menos, debe ofertar su potencia mínima en el mercado de Energía Básica. Así, en algunas de dichas horas, existe sobreoferta de Energía Básica y causando una disminución leve en los precios. También se aprecia que, en las horas cuando la capacidad máxima de los generadores operando es muy superior en relación a la demanda, las reservas son satisfechas sólo con su precio mínimo inicial.

La Tabla 7-11 muestra las desviaciones entre oferta y demanda para la Energía básica y SS.CC. La segunda columna indica el error entre la oferta y demanda de Energía Básica, calculado como aquel presentado en la Tabla 7-8. Para las reservas, se muestra la sobreoferta en cantidad (MW) respecto a la demanda. Como se explicó anteriormente, el objetivo del Operador del Mercado para las reservas no es minimizar el error, sino alcanzar el nivel satisfacer las necesidades del sistema. Esto se debe a las discontinuidades en la oferta de reservas analizadas en el Capítulo 7.3.2.

Tabla 7-11 Desviaciones para Despacho Uninodal con Reservas

Hora	P [%]	R1 [MW]	R2 [MW]	R3 [MW]
1	0.004%	5.548	25.610	346.821
2	0.002%	2.802	33.959	481.071
3	0.002%	2.292	30.980	433.619
4	0.003%	2.623	32.966	465.085
5	0.003%	2.823	34.071	482.856
6	0.002%	3.323	35.776	527.847
7	0.000%	3.483	36.175	541.453
8	0.000%	19.403	105.600	830.507
9	-0.004%	18.453	93.100	1083.402
10	0.020%	1.336	7.050	235.680
11	0.022%	0.901	5.625	165.820
12	0.000%	13.123	79.776	580.457
13	0.000%	12.812	79.000	545.034
14	0.001%	13.433	80.551	615.453
15	0.014%	-0.823	6.900	230.168
16	0.018%	1.508	8.550	95.567
17	0.034%	-0.063	8.311	34.983
18	-0.032%	4.592	17.512	86.700
19	-0.082%	4.753	17.673	105.167
20	-0.036%	5.683	23.066	218.204
21	-0.042%	4.622	17.587	90.097
22	-0.027%	4.572	17.453	84.394
23	0.028%	1.446	8.941	36.555
24	0.015%	4.433	16.887	68.653

El costo total de la Energía Básica, según la ecuación 7.3 es de \$699,973.3. Esto representa un 0.044% superior al costo del despacho ideal. Para el caso de las reservas el costo total de cada una se calcula de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 CT_{R1} &= \sum_{i=1}^{24} \rho_{R1}^i \cdot 0.01 \cdot Dx^i \\
 CT_{R2} &= \sum_{i=1}^{24} \rho_{R2}^i \cdot 0.025 \cdot Dx^i \\
 CT_{R3} &= \sum_{i=1}^{24} \rho_{R3}^i \cdot 0.05 \cdot Dx^i
 \end{aligned}
 \tag{7.5}$$

En donde:

CT_{R1} = costo total de la Reservas Primaria.

ρ_{R1}^i = precio de Reserva Primaria en la hora i .

P_{R1}^i = oferta de Reserva Primaria en la hora i .

Dx^i = demanda de Energía Básica para la hora i .

La definición de estos parámetros son equivalentes para la Reserva Secundaria (R2) y la Reserva Terciaria (R3). A diferencia de la ecuación 7.4 para calcular el costo de la Energía Básica, aquí sólo se considera la demanda y no el total de la oferta, ya la oferta es siempre mayor o igual que las necesidades de reservas.

El costo para las Reservas Primaria, Secundaria y Terciaria en esta etapa son de \$315.73, \$120.26 \$2.87 respectivamente. Esto representa un 0.063% del costo total de la Energía Básica. El costo total del despacho con reservas es \$700,412.1 y en comparación con el despacho ideal es un 0.107% mayor.

Con propósito de analizar gráficamente el proceso de convergencia, la Figura 7-19 muestra la evolución del precio de la Energía Básica para cada iteración.

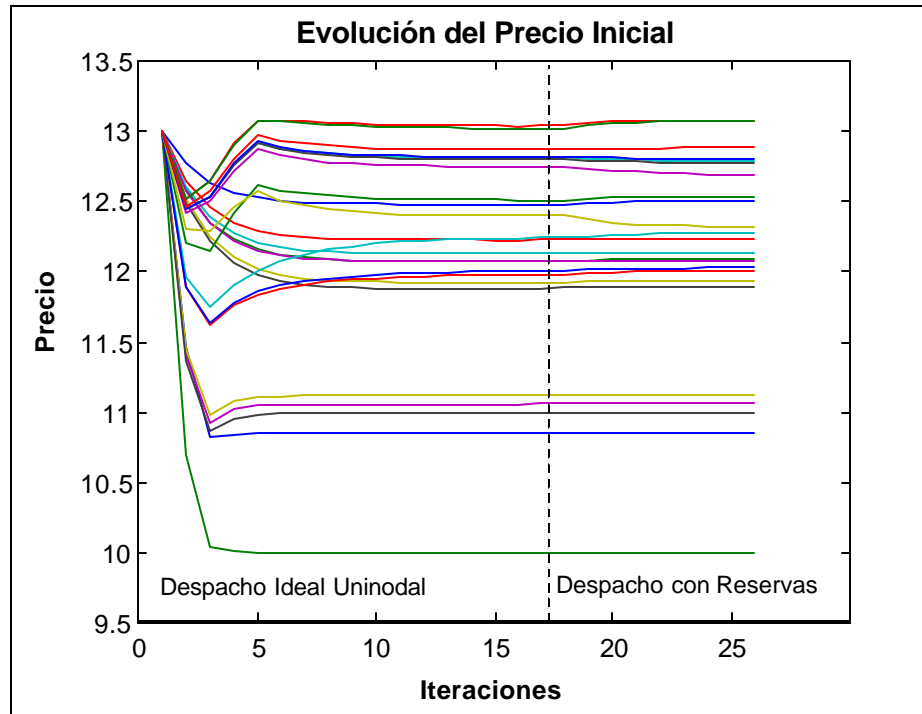


Figura 7-19: Evolución de ρ_B para cada Hora en Iteraciones Iniciales

Cada línea representa el precio en una determinada hora. En la iteración 17 se subitera hasta satisfacer todas las necesidades de reservas. Ello hace que se modifiquen las ofertas de Energía Básica, por lo que el proceso iterativo continúa hasta alcanzar el equilibrio en la iteración 25.

La Figura 7-20 ilustra la evolución del error en el proceso iterativo. Al igual que en la figura anterior, cada línea representa el error de una hora determinada. El error es calculado como especificó para la tabla 7-8, es decir un error con signo positivo indica el porcentaje de demanda que falta por ser satisfecha, y un error con signo negativo indica el porcentaje de sobreoferta. Como en la figura anterior, a partir de la iteración 17 se observa el efecto que tienen las ofertas de las reservas en las oferta de la Energía básica y luego como se converge al resultado final. Las Figuras 7-21 y 7-22 muestran el detalle de las últimas iteraciones.

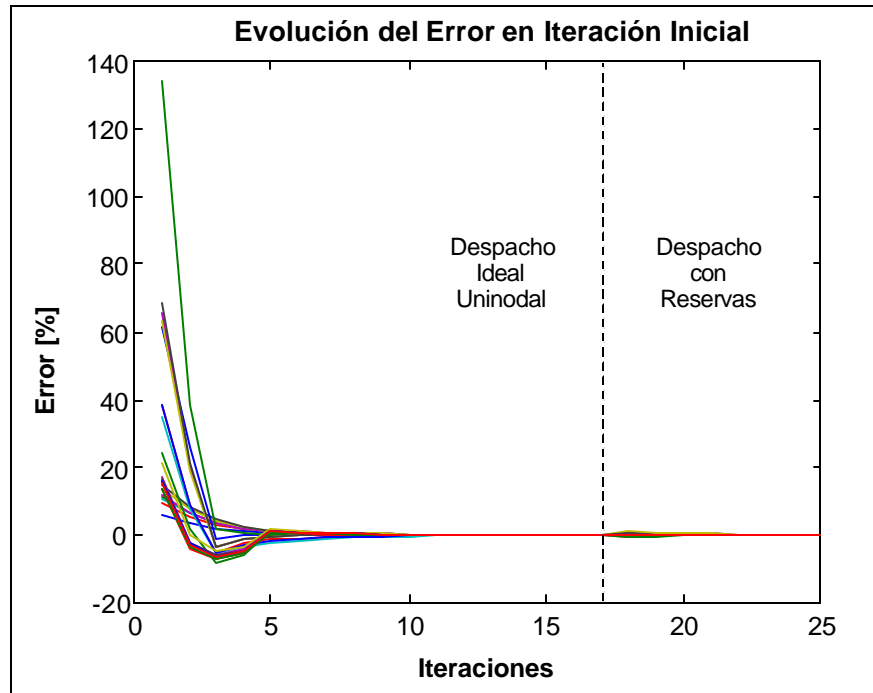


Figura 7-20: Evolución del Error para cada Hora en Iteraciones Iniciales

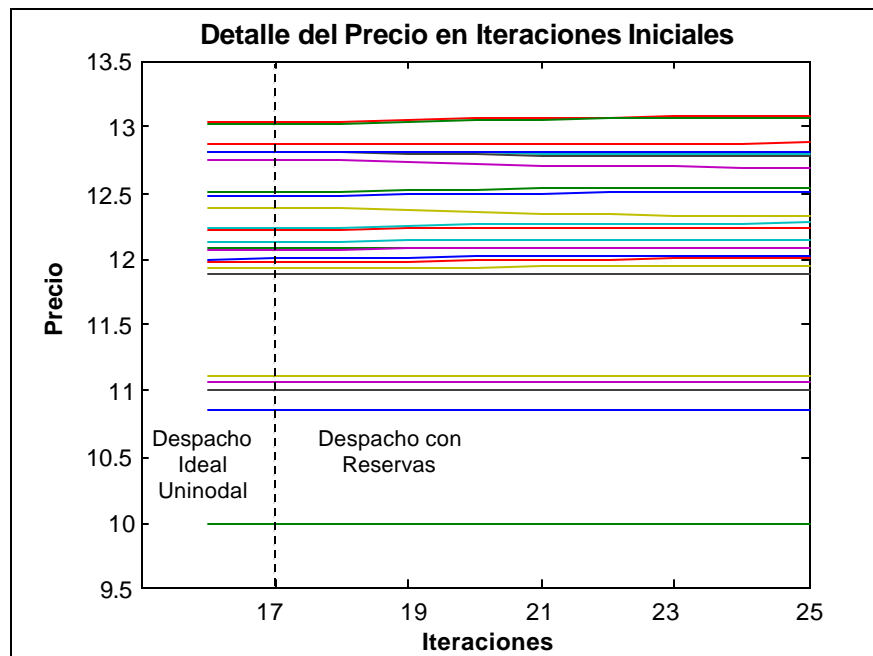


Figura 7-21: Detalle Evolución de ρ_B para cada Hora en Iteraciones Iniciales

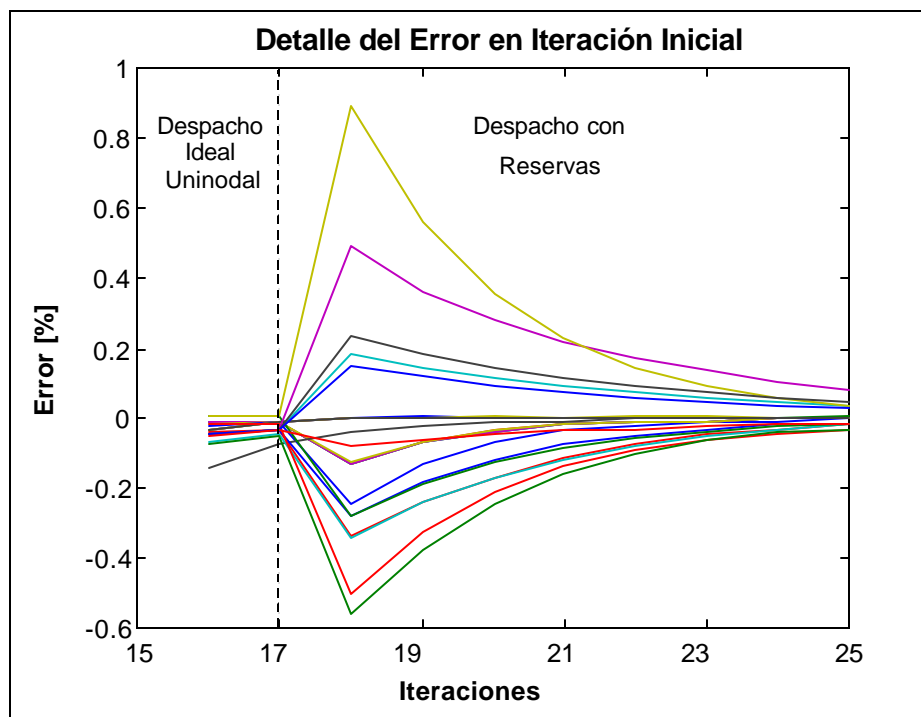


Figura 7-22: Detalle Evolución del Error para cada Hora en Iteraciones Iniciales

7.4.2 Equilibrio Final del Mercado Básico y SS.CC.

Una vez alcanzado el equilibrio en el despacho uninodal con reservas, el Operador del Mercado analiza las restricciones de red. En los Anexos H e I se encuentra o los voltajes y los flujos iniciales y finales, detallados por hora y por barra.

La línea de transmisión entre las barras Escondida 220 - Crucero 220 tiene una capacidad máxima de 50 MW. Al analizar los flujos de potencia para cada hora, se comprueba que presenta congestión en las horas 10, 11, 15 y 16 con flujos de 52.35 MW, 53.82 MW, 52.32 MW y 52.44 MW respectivamente. El sentido del flujo en que está congestionada, para todos los casos, es desde la barra Escondida 220 hacia la barra Crucero 220. Según los factores A o GSDF de la red transmisión, los generadores N° 9 y 10 (unidades en barra Central Atacama 220), aportan a la congestión, por lo que se les disminuyó el precio de la Energía Básica, según la metodología expuesta en el Capítulo 6.4.2. También, por este motivo, a estas unidades se les restringió su participación en los servicios de Reserva Terciaria y Potencia Reactiva. Para esta línea, según los factores GSDF, no existen generadores que aporten significativamente con contraflujos, por lo que

al resto de las unidades sólo se les sube el precios de la Energía Básica para recuperar la menor generación de las unidades restringidas.

El mínimo técnico de tensión admitida, para todas las barras del sistema, es de 95 kV. Analizando el flujo de potencia AC, se comprueba que la barra Chuquicamata 220 en la hora 1 presenta una baja tensión de 94.59 kV. También la barra Pozo Almonte 220, en las horas 23 y 24, presenta bajos voltajes de 94.7 kV y 94.84 kV respectivamente. En este caso, son los generadores N° 8 (unidad en la barra Tarapacá 220) y N°11 y 12 (unidades en la barra Norgener 220) los que pueden participar en el aporte de Potencia Reactiva. El resto de los generadores, si bien tienen la capacidad de inyectar más potencia reactiva, se encuentran restringidos, seto debido a que los voltajes en sus respectivas barras de inyección presentan tensiones de 104.5 kV, voltaje máximo permitida.

Debido a en la recuperación de la Energía Básica, descrita en el punto anterior (ver Tabla 7-11), existe déficit de 0.823 MW y 0.063 MW en la oferta de Reserva Primaria en las horas 15 y 17 respectivamente.

Luego de 8 iteraciones, cada una con compuesta de subiteraciones para equilibrar la Energía Básica y cada SS.CC, el modelo converge finalmente a una solución o equilibrio final.

Finalmente, los flujos de la línea Escondida 220 - Crucero 220 para las horas 10, 11, 15 y 16 son 47.19 MW, 48.67 MW, 47.16 MW y 47.29 MW respectivamente. El voltaje final para la barra Chuquicamata 220 es de 97.06 kV para la hora 1, mientras para la barra Pozo Almonte 220 es de 95.25 kV y 95.52 kV para las horas 23 y 24 respectivamente.

Tabla 7-12 Resolución de Restricciones de Red

Hora	Problema	Valor inicial	Valor final
1	Bajo voltaje barra Pozo Almonte 220	94.59 kV	97.06 kV
10	Congestión línea Escondida 220 - Crucero 220	52.35 MW	47.19 MW
11	Congestión línea Escondida 220 - Crucero 220	53.82 MW	48.67 MW
15	Congestión línea Escondida 220 - Crucero 220	52.32 MW	47.16 MW
16	Congestión línea Escondida 220 - Crucero 220	52.44 MW	47.29 MW
23	Bajo voltaje barra Chuquicamata 220	94.7kV	95.25 kV
24	Bajo voltaje barra Chuquicamata 221	94.84kV	95.52 kV

La Tabla 7-13 detalla la oferta horaria de Energía Básica y reservas del total del parque generador.

Tabla 7-13: Generación de Equilibrio para Despacho Final

Hora	P [MW]	R1 [MW]	R2 [MW]	R3 [MW]	Unidades
1	2837.38	31.306	82.259	274.357	13
2	2700.98	29.813	101.483	616.099	13
3	2751.99	29.813	99.780	571.202	13
4	2718.93	29.813	100.939	601.006	13
5	2698.99	29.813	101.545	617.778	13
6	2648.94	29.813	102.000	660.278	13
7	2632.99	29.813	102.000	673.101	13
8	1866.00	38.063	152.250	923.816	10
9	1285.97	31.313	125.250	1147.780	7
10	2175.93	22.875	61.500	249.198	7
11	2233.01	22.875	61.500	207.830	7
12	1818.99	31.313	125.250	671.393	7
13	1850.02	31.313	125.250	637.528	7
14	1787.99	31.313	125.250	704.826	7
15	2182.12	22.875	61.500	243.935	7
16	2415.81	29.063	67.413	170.433	8
17	2648.09	29.033	74.019	166.743	10
18	2597.67	30.563	82.451	216.759	10
19	2582.57	30.563	82.232	234.831	10
20	2488.56	30.563	85.280	342.973	10
21	2594.85	30.563	82.455	220.085	10
22	2599.55	30.563	82.439	214.540	10
23	2645.38	27.135	67.402	138.334	10
24	2610.58	30.563	81.520	140.442	10

El detalle de la oferta horaria de cada unidad generadora, el beneficio y factor de potencia de operación se encuentra especificado en el Anexo K.

A diferencia de las iteraciones iniciales, los precios son distintos para cada generador según su barra de inyección. Los precios horarios de Energía Básica y cada SS.CC. se encuentran especificados en el Anexo J para cada generador. La Tabla 7-14 muestra los precios de Energía Básica y Reservas para los generadores no restringidos por congestión y que no participan del servicio de Potencia Reactiva.

Tabla 7-14: Precios de Equilibrio para Despacho Final

Hora	rB [\$/MW]	rR1 [\$/R1]	rR2 [\$/R2]	rR3 [\$/R3]
1	12.569	0.720	0.010	0.001
2	12.088	0.229	0.010	0.001
3	12.237	0.409	0.010	0.001
4	12.140	0.250	0.010	0.001
5	12.082	0.227	0.010	0.001
6	11.935	0.100	0.010	0.001
7	11.888	0.050	0.010	0.001
8	10.851	0.050	0.010	0.001
9	9.999	0.050	0.010	0.001
10	12.240	0.291	0.010	0.001
11	12.507	0.509	0.010	0.001
12	11.060	0.050	0.010	0.001
13	11.120	0.050	0.010	0.001
14	10.999	0.050	0.010	0.001
15	12.274	0.279	0.010	0.001
16	12.746	0.804	0.010	0.001
17	13.092	1.160	0.340	0.001
18	12.787	1.063	0.210	0.001
19	12.688	1.041	0.110	0.001
20	12.320	0.645	0.010	0.001
21	12.769	1.059	0.195	0.001
22	12.799	1.065	0.220	0.001
23	13.462	1.432	0.604	0.351
24	12.940	1.084	0.275	0.001

Para los generadores restringidos por congestión ubicados en barra Central Atacama 220, los diferenciales de precios aplicados sobre la Energía Básica, $\Delta\rho_B$, son -\$0.632, -\$0.632, -\$0.646, -\$0.609 para las horas 10 11 15 y 16 respectivamente. Para la unidad CTTAR, los precios por Potencia Reactiva, ρ_Q , para las horas 1, 23 y 24 son \$0.335, \$0.422 y \$0.422 respectivamente. Para las mismas horas, los valores de ρ_Q de las unidades NTO1 y NTO2, son \$0.497, \$0.5 y \$0.5 respectivamente.

La Tabla 7-15 muestra las desviaciones entre oferta y demanda para la Energía básica y SS.CC.

Tabla 7-15 Desviaciones para Despacho Final

Hora	P [%]	R1 [MW]	R2 [MW]	R3 [MW]
1	0.057%	2.916	11.284	132.407
2	0.001%	2.802	33.958	481.049
3	0.001%	2.292	30.979	433.601
4	0.001%	2.623	32.965	465.058
5	0.000%	2.823	34.070	482.828
6	0.001%	3.323	35.776	527.829
7	0.000%	3.483	36.175	541.451
8	0.000%	19.403	105.600	830.516
9	0.003%	18.453	93.100	1083.480
10	0.095%	1.095	7.050	140.299
11	0.089%	0.525	5.625	96.080
12	0.000%	13.123	79.776	580.444
13	0.000%	12.812	79.000	545.027
14	-0.001%	13.433	80.551	615.427
15	0.087%	1.035	6.900	134.734
16	0.090%	4.883	6.963	49.534
17	0.073%	2.533	7.769	34.242
18	-0.025%	4.592	17.526	86.908
19	-0.061%	4.753	17.707	105.782
20	-0.023%	5.683	23.081	218.573
21	-0.032%	4.622	17.605	90.385
22	-0.021%	4.572	17.464	84.589
23	0.062%	0.665	1.227	5.983
24	0.092%	4.433	16.196	9.793

El costo total del de la Energía Básica, según la ecuación 7.3, es \$701,365.5, y respecto al despacho ideal es un 0.243% superior. Los costos totales de la reservas Primaria, Secundaria y Terciaria, según la ecuación 7.4, son \$324.99, \$137.96, \$49.19 respectivamente, y costo total respecto al despacho uninodal, son un 16.702% superior. El costo de la Potencia Reactiva se calcula de forma similar al costo total de la Energía Básica, según la siguiente ecuación:

$$CT_Q = \sum_{i=1}^{24} \sum_{k=1}^{N_g} \rho_{Q_k}^i \cdot \Delta Q_k^i \quad (7.6)$$

En donde:

CT_Q = costo total de la Potencia Reactiva.

$\rho_{B_k}^i$ = precio de Potencia Reactiva en la hora i del generador k .

ΔQ_k^i = oferta de Potencia Reactiva por sobre el nivel obligatorio en la hora i de la unidad k .

El costo total de la Potencia Reactiva es \$182.21. Entonces, costo total del despacho final, considerando la Energía Básica y cada SS.CC: es \$702,059.8. Respecto al costo total del despacho ideal es un 0.342% superior, y respecto al despacho uninodal es un 0.235% superior. A continuación, la Tabla 7-16 muestra la comparación de costos de las distinta etapas del modelo.

Tabla 7-16 Comparación de Costos

	Energía Básica + Congestión	Reservas	Potencia Reactiva	Total
Ideal Uninodal	\$ 699,665.8	-	-	\$ 699,665.8
Uninodal con Reservas	\$ 699,973.3	\$ 438.9	-	\$ 700,412.1
Final (real)	\$ 701,365.5	\$ 512.1	\$ 182.2	\$ 702,059.8

VIII. CONCLUSIONES GENERALES

En la actualidad la industria eléctrica gira en torno al concepto de mercado eléctrico. Basándose en este concepto, y con el fin de realizar esta actividad de forma económica y eficiente, se ha desarrollado la competitividad en las actividades involucradas. Para posibilitar esto el funcionamiento y la organización tradicional se ha reestructurado, surgiendo figuras como el operador del sistema y como el operador del mercado. En el segmento de la generación, se ha incentivado la competencia en la producción de energía, y en los últimos años también se ha estimulado la competencia en otras funciones relacionadas, como los llamados servicios complementarios.

Como se ha analizado ampliamente en este estudio, los servicios complementarios son funciones esenciales para la correcta operación del mercado eléctrico. Los SS.CC. permiten que los intercambios de energía se realicen de forma confiable. Diversos estudios y publicaciones sobre el tema definen una amplia gama de SS.CC. con distintas clasificaciones. Recogiendo la experiencia internacional, también se aprecia que no existe concordancia en una definición única o exacta de cuáles son los servicios complementarios. Estudiando la naturaleza de estas funciones, se puede concluir que esta falta de consenso es producto de que las necesidades de calidad y seguridad dependen de la realidad física de cada sistema eléctrico en particular. Por lo tanto, una definición de servicios complementarios debe responder a las exigencias propias del sistema en estudio. Sin embargo, se puede distinguir servicios generales y aplicables a todos los sistemas, como la utilización de potencia reactiva para control de tensión y la utilización de reservas para la regulación de frecuencia. Para definir en forma exacta, por ejemplo, la cantidad de reservas necesarias y sus tiempos de actuación, o los rangos de tensión aceptables en cada barra, primero, se debe estudiar la capacidad del sistema, su demanda típica, las restricciones de la red de transmisión y estadísticas de operación. Luego de este análisis, es posible definir cuáles son los SS.CC. necesarios para el sistema y las exigencias particulares de cada uno. Finalmente, después de tener una definición clara sobre los SS.CC. es posible crear un esquema para su gestión de forma económica y eficiente.

En comparación con la producción de energía, los SS.CC. no representan un directo costo mayor. Entonces surge la pregunta de por qué no hacer de estas funciones

sólo una obligación o requisito para participar del mercado en vez de crear un negocio en torno a estas actividades. Una primera respuesta es que, en un enfoque moderno de mercados eléctricos, siempre se debe buscar la explotación económica de todos los recursos de manera eficiente, siempre respetando las condiciones de seguridad y calidad necesarias. Pero aún más importante, es que un ambiente competitivo para los SS.CC. incentiva la inversión en equipos e instalaciones que mejoran la calidad del sistema eléctrico. Además, de esta forma, los recursos se obtienen de quienes más eficientemente pueden proveerlos. Otro aspecto, hasta ahora no analizado en este estudio, es el costo de falla. Desde la visión particular de los generadores, la provisión de SS.CC. tiene asociado el costo directo de producción de ellos y un costo de oportunidad frente a la producción de energía. Pero, desde una visión general del sistema, es de suma importancia considerar el costo alternativo de fallar debido a una mala gestión del cumplimiento de las normas de seguridad y calidad.

El modelo propuesto soluciona de forma eficiente el problema de programar un despacho de carga, solucionando la programación de la energía de forma simultánea con los SS.CC. Este modelo se desarrolla basándose en subastas horarias, en donde un Operador del Mercado realiza ofertas sucesivas hasta lograr el equilibrio. El Operador del Mercado envía señales de precios de Energía Básica y de SS.CC para las 24 horas a los generadores. Por su parte, según los precios propuestos por el operador, los generadores maximizan su beneficio de forma individual. Para ello los generadores resuelven un problema de optimización para cada hora, determinado 24 puntos óptimos de operación. Luego, mediante programación dinámica, comparan la operación con la opción de detenerse, determinando su oferta final según los precios entregados por el operador del mercado. Para lograr el equilibrio final, todo este proceso iterativo se realiza en tres etapas. Primero se determina un despacho uninodal ideal, cuyo resultado es el punto de partida para lograr un equilibrio un despacho uninodal con reservas. Luego se analiza el nivel de tensiones y los flujos por las líneas. Finalmente, se continúa el proceso iterativo incluyendo todos los SS.CC., hasta que se cumplan todas las condiciones, determinando el despacho final.

Para determinar los precios iniciales, así como el método para modificar los precios, es necesario disponer de un método o heurística adaptado a las características del sistema particular en que se esté aplicando esta metodología. Para el sistema simulado,

SING, se estudió el comportamiento del parque generador y su sensibilidad ante variaciones en los precios. Esto dio como resultado la aplicación de ciertos precios iniciales, pendientes en las variaciones de las ofertas de precios y márgenes de error aceptables. La metodología presentada podría no converger y oscilar en torno a una solución, si es que no se aplican correctamente estas consideraciones. También, podría no llegar a una solución, cuando no se han previsto ciertas situaciones, como por ejemplo: necesitar un nivel de energía o de reservas que el parque generador no puede entregar; necesariamente sobrepasar el nivel de capacidad máximo de cierta línea para cumplir con el despacho; o forzosamente sobrepasar el nivel máximo de tensión de cierta barra para mejorar el perfil de tensiones de otras barras. Todas estas situaciones que, por la realidad física del problema, es necesario relajar ciertas restricciones para que el modelo pueda llegar a una solución.

En los resultados obtenidos se observa que el costo de SS.CC. no es significativo respecto costo total del despacho. El costo de estos servicios es más alto cuando la demanda es mayor, debido principalmente a que el costo de oportunidad respecto al costo alternativo de participar del mercado de Energía Básica es mayor. También el costo de los SS.CC. depende de la capacidad de los generadores despachados en el instante, por ejemplo ante demanda similar, el costo de los SS.CC., así como el de la Energía Básica, es menor si hay más unidades generadas. El efecto que tiene la provisión de SS.CC. es aumentar el costo de la Energía Básica. Esto no significa que, en un mercado real, la aplicación de este modelo encarezca la energía, ya que estos servicios deben realizarse necesariamente, y los costos de ellos dentro del costo de generación de Energía Básica, y por lo tanto, implícitos en el costo total del despacho.

Una de las ventajas del modelo es que la gestión de los SS.CC. se realiza en forma simultánea y en conjunto con la Energía Básica. A diferencia de otros modelos, esto permite optimizar el costo total del despacho de manera global, y no solucionando el problema de cada producto por separado. La aplicación de factores que evalúan el aporte real en la provisión de SS.CC., permite entregar señales diferenciadas a los distintos agentes, mezclando la eficiencia técnica con la económica. Además, otra ventaja es que reconoce los costos de cada SS.CC. de forma explícita, por lo que se eliminan posibles distorsiones en los costos de generación. Lo anterior se debe a que el modelo integra las características técnicas de los generadores, evaluando el costo real de la provisión de los

SS.CC. Otro aspecto a considerar es que, la metodología propuesta deja abierta la posibilidad de incluir costos directos de producción de los servicios. De igual forma se pueden incluir otros tipos de generadores distintos a los térmicos, e incluso se puede incluir otros agentes en la participación de los SS.CC. como consumidores y la red de transmisión. En el caso de estos últimos, se deberían desarrollar modelos que respondan ante precios con reservas o potencia reactiva. Finalmente, los resultados obtenidos garantizan la seguridad y factibilidad del despacho de carga, acercando la solución de forma más eficiente a la operación real del sistema.

Una desventaja que se presenta en la aplicación real, es que no considera el poder de mercado que pueden ejercer ciertos agentes. Por ejemplo, en el caso de la potencia reactiva, por la naturaleza del problema, el mercado está altamente concentrado. En el caso particular de la congestión, la diferencia de precios se da de forma natural en otros mercados debido al desacoplo del sistema. En el modelo propuesto reconoce explícitamente el costo de congestión para cada agente. Esto, por un lado, entrega señales de corto plazo al Operador del Mercado, las cuales permiten identificar, en el largo plazo, las inversiones necesarias para el mejoramiento de la red de transmisión. Pero por otro lado, los generadores afectados negativamente por esto, generalmente, son menos que los que se benefician de situaciones de congestión. Sin embargo, recogiendo los resultados obtenidos y la experiencia internacional, se advierte que esto puede ser un incentivo perverso a largo plazo, ya que los generadores que se benefician económicamente de esta una situación, si tienen el suficiente poder, pueden influir negativamente impidiendo mejoras en la red de transmisión.

Para una aplicación concreta en el mercado eléctrico chileno, primero se debería reformar el actual sistema, basado en una tarificación marginalista, por un esquema tipo Pool o Bolsa de Energía. En el caso analizado del SING, y también en el Sistema Interconectado Central, diversos estudios demuestran que aún el mercado eléctrico chileno se encuentra concentrado. Por esto, una aplicación de un mercado eléctrico tipo Bolsa de Energía aún es inadecuada. Sin embargo, el modelo propuesto simula el funcionamiento del mercado, sin las distorsiones debidas al ejercicio del poder del mercado. Por esto, una implementación posible sería realizar la simulación de forma centralizada, mediante la declaración de cada agente de sus costos de generación, incluyendo sus características técnicas como límites máximos, mínimos, curvas de capacidad o PQ, rampa de toma de

carga, etc. Así, se podría determinar el despacho final y las retribuciones de cada participante.

Entre los posibles desarrollos futuros se encuentra la integración de unidades hidráulicas, modelando el manejo del agua, pudiendo así resolver un despacho hidrotérmico. También se puede incluir la demanda y la red de transmisión como agentes proveedores de SS.CC. La única complicación sería valorizar ciertos costos, como el costo por desprendimiento por baja frecuencia para las reservas, el costo por producción de reactivos mediante equipos estáticos. Otro posible desarrollo es la integración de Teoría de Juegos para analizar el efecto de concentración del mercado en la Energía Básica y en cada SS.CC.

BIBLIOGRAFÍA

ALLEN, Eric H and MRIJA, IlicD. "Reserve Markets for Power Sytems Reliability". IEEE Transactions on Power Systems, 15, (1), February 2000.

BARQUÍN, GÓMEZ, RÍOS and SÁNCHEZ. "Reactive Power Pricing: A Conceptual Framework for Remuneration and Charging Prodecures", IEEE Transactions on Power Systems, 15, (2), May 2000.

BHATTACHARYA, Kankar and ZHONG, Jin. "Reactive Power as an Ancillary Service". IEEE Transactions on Power Systems, 16, (2), May 2001.

BOLTON, Maree A, HILL, David J and KAYE, John R. "Designing Ancillary Services Markets for Power System Security", IEEE Transactions on Power Systems, 15, (2), May 2000.

California ISO "Congestion Management Methodology: Principles, Models and Examples", Abril 2000.

CARRIDO, Gilberto, NAVARRO, Luis y BARAJAS, Juan Carlos. "Servicios Complementarios: Conceptos Básicos". I IEEE Andean Region International Conference, Venezuela, Septiembre 1999.

STALE, Einar, WANGENSTEEN, Ivar y FAANES, Hans. "Thermal Power Generation Scheduling by Simulated Competition", IEEE Transactions on Power Systems, 14, (2), May 1999.

FULDNER, Arthur H. "Upgrading Transmission Capacity for Wholesale Electric Power Trade". Energy Information Administration (EIA), 1999.

GÓMEZ, Tomás y MARNAY, Chris. "Transmission Pricing and Congestion Management in California", Marzo 1999.

GRAINGER, J y STEVENSON, W., "Análisis de Sistemas de Potencia", editorial McGraw-Hill, 1998.

HAO, Shangyou and PAPALEXOPOULOS, Alex. "Reactive Pricing Management". IEEE Transactions on Power Systems, 15, (2), May 2000.

International Energy Agency "A Background Note on Electricity Trading Arrangements", London 9-10 March 2000.

LO,K.L, YUEN,Y.S and SNIDER, L.A. "Congestion Management in Deregulated Electricity Markets". International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2000. Páginas: 47-52.

The National Grid Company plc, "Standing Reserve, Explanation and Tender Guidance Document", September 2001.

The National Grid Company Market Development "An Introduction to Reactive Power", October 2001.

Nord Pool ASA, "The Nordic Spot Market: The world's first international spot power exchange" 25 August 2001.

Office of Gas and Electricity Markets, "Transmission Services Uplift and Reactive Power Uplift Schemes", Abril 2000.

Office of Gas and Electricity Markets conclusions paper. "Balancing Services Use of System under NETA", July 2000.

PAJÁN, Percy. "Asignación Óptima de Potencia Reactiva en Sistemas Eléctricos de Potencia mediante Algoritmos Genéticos". Resumen de Tesis de la Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Noviembre 1997.

PRADA, José Fernando. "Los Servicios Complementarios y la Confiabilidad del Suministro Eléctrico: un enfoque regulatorio y de mercado". V Seminario Internacional sobre Análisis y Mercados Energéticos.

SING, Harry and PAPALEXOPOULOS, Alex. "Competitive Procurement of Ancillary Services by an Independent System Operator". IEEE Transactions on Power Systems, 14, (2), May 1999.

WOOD, Allen, WOLLENBERG, Bruce. "Power Generation Operation and Control". Editorial. John Wiley & Sons. 1996, pág. 105-108.

ZAMBRONI DE SOUZA, A., ALVARADO, F and GLAVIC, M. "The Effect of Loading on Reactive Market Power". Proceedings of the 34th Hawaii International Conference on System Sciences, 2001.

<http://www.ree.es> (Procedimiento de Operación 7 "Gestión de los Servicios Complementarios", Boletín Oficial del Estado, de agosto de 1998)

<http://www.cammesa.com.ar>, 2002

<http://www.ree.es> (Procedimiento de Operación 7.4 "Servicio Complementario de Control de Tensión de la Red de Transporte", Boletín Oficial del Estado, de marzo de 2000)

<http://www.nationalgrid.com/uk> ("Fast Reserve Assessment Principles" August 2001, "An Introduction to Fast Reserve" August 2001 y "An Introduction to Frequency Response" March 2001).

<http://www.caiso.com> (California Independent System Operator Corporation, Ferc Electric Tariff First Replacement Volume No. I, October 13, 2000)

<http://www.nationalgrid.com/uk> ("An Introduction to Frequency Response", The National Grid Company plc, Market Development: March 2000)

ANEXOS

ANEXO A: Costos de Producción de Reactivos del MEM

Los costos de producción de la potencia y energía reactivas se calcularán sobre la base de costos fijos y costos variables declarados por los Agentes propietarios.

A.1 Costos fijos

A.1.1 Precio Unitario de la Potencia Reactiva:

El precio unitario de la potencia reactiva será declarado por el Agente propietario y corresponderá al costo unitario mensual del capital, más los costos fijos de operación y mantenimiento únicamente de los equipos que funcionan para producir potencia reactiva. Se incluirá también la parte proporcional de equipos auxiliares que se utilicen exclusivamente para este tipo de operación de producción de reactivos. Con este costo declarado se remunerará la potencia reactiva. El que podrá ser reajustado trimestralmente y estará sujeto a la verificación por parte del CENACE.

La fórmula a aplicarse:

$$PUPRRm = A \cdot FRCm \cdot \left(1 - \frac{PRa}{PEa} \right) \cdot PPI \quad (A.1)$$

donde :

PUPRRm.= Precio Unitario de Potencia Reactiva Remunerable mensual (US\$/kVAR-mes).

A = Porcentaje de la inversión total del equipamiento, considerando aquellos destinados exclusivamente para el control de voltaje.

FRCm = Factor de recuperación mensual del capital.

PRa. = Potencia Remunerable Activa Puesta a Disposición. Calculada por el CENACE sobre la base del Art. 16 del Reglamento para el funcionamiento del MEM y su Regulación conexas (MW).

PEa = Potencia Efectiva activa (MW).

PPI = Precio por kW instalado. Utilizado en el cálculo del precio unitario de potencia activa definido por el CONELEC de acuerdo con el Art. 18 del Reglamento para el Funcionamiento del MEM.

El Factor de Recuperación mensual del Capital (FRCm) se calcula con la siguiente expresión:

$$\text{FRCm} = \frac{\text{FRC}}{12} \quad (\text{A.2})$$

Donde FRC es el Factor de Recuperación anual de Capital que se calcula con la siguiente expresión:

$$\text{FRC} = \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (\text{A.3})$$

donde:

n = vida útil media en años. 15 años para Compensadores Síncronos y 30 años para Equipos Estáticos (capacitores, reactores, SVC).

i = tasa de descuento fijada por el CONELEC en el pliego tarifario vigente.

La declaración de los costos fijos se la efectuará en dólares americanos

El CENACE calculará junto con la programación estacional los valores que por la Potencia Reactiva Remunerable Disponible, corresponden pagar a los generadores, transmisor, distribuidores y grandes consumidores. Dichos valores serán revisados en las actualizaciones trimestrales que efectúa el CENACE.

A.2 Costos Variables

Se entenderá por costo variable aquel que cambia en función del período de operación u horas de funcionamiento del compensador sincrónico o del equipo estático destinado exclusivamente para el control de voltaje.

A.2.1 Componentes de los Costos Variables

Para el cálculo de los componentes de los costos variables se define:

GER, Generación reactiva, estimada para un ciclo operativo, basada en la estadística operativa o información del fabricante. El ciclo operativo se considera entre dos mantenimientos mayores. En el caso de los generadores, se tomará en cuenta la generación de reactivos, solamente cuando opera como compensador síncrono.

En la determinación de los costos variables se tomarán en cuenta los siguientes rubros:

Consumo de energía eléctrica activa para la producción de reactivos y para sistemas auxiliares relacionados a dicha producción.

Lubricantes, químicos, agua y otros insumos para operación

Mantenimientos programados (preventivos y correctivos), durante el ciclo operativo, que consideran valor de los repuestos y otros insumos a utilizarse, así como la mano de obra adicional para la ejecución de dichos mantenimientos. Sólo se considerarán los mantenimientos que sean necesarios debido al desgaste o deterioro de los equipos usados exclusivamente para la producción de potencia reactiva.

Combustible utilizado en arranques de la unidad generadora para operar como compensador sincrónico.

A.2.2 Cálculo de los Costos Variables (US \$/kVARh)

Costo de energía eléctrica consumida, CEEC, (US \$/kVARh)

$$CEE = PEE \cdot REA \quad (A.4)$$

donde :

PEE= Precio medio de la energía eléctrica (kWh) en el Mercado Ocasional en el mes de la liquidación, en dólares americanos/kWh

REA= Rendimiento del equipo, (kWh / kVARh), sobre la energía eléctrica activa consumida y referido a la producción de energía reactiva. Se calculará dividiendo la energía activa con la energía reactiva consumida para la energía reactiva anual generada (GER), durante el ciclo operativo, cuando opera como compensador sincrónico.

El precio medio de la energía eléctrica PEE será liquidado por el CENACE en el mes correspondiente. Por lo tanto, el Agente Generador únicamente consignará en su Declaración el rendimiento del equipo REA expresado en kWh/kVARh.

Costos de Lubricantes, Químicos, Agua y Otros Insumos CLQYO (US \$/kVARh)

$$CLQYO = \frac{\sum_{i=1}^n (PU_i \cdot MC_i)}{GER} \quad (A.5)$$

donde :

PU = Costo unitario de cada insumo “i”

MC = Magnitud de consumo mensual de cada insumo “i”

GER = Generación energía reactiva en el ciclo operativo (kVARh)

Costos de Mantenimiento, CM, (US \$/kVARh)

$$CM = \frac{RPTM + OIM + MOAM}{GER} \quad (A.6)$$

donde :

RPTM= Valor de los repuestos para mantenimientos programados en el ciclo operativo.

OIM= Valor de otros insumos para mantenimientos programados en el ciclo operativo.

MOAM= Mano de obra adicional contratada para los mantenimientos.

GER = Generación energía reactiva en el ciclo operativo (kVARh)

Costo de Combustible, CC, (US/ kVARh)

El costo de combustible consumido en los arranques de la unidad para operar como compensador síncrono, referido a la producción de energía reactiva, durante el ciclo operativo.

Costo Variable, CV, (US \$/ kVARh)

El Costo Variable, de la energía reactiva en dólares americanos /kVARh, será igual a la suma de los diferentes costos señalados en los numerales anteriores, esto es:

$$CV = CEEL + CLQYO + CM + CC \quad (A.7)$$

ANEXO B: Retribución por Potencia Reactiva en España

B.1 Pago a los Generadores

B.1.1 Retribución por Capacidad

Este pago corresponde a la capacidad de la banda adicional, asignada por el operador del sistema, que exceda a los recursos obligatorios. La disponibilidad de la banda obligatoria no tiene retribución. Ésta se calcula con fórmulas mensuales, similares tanto para la potencia reactiva generada, como para la potencia reactiva absorbida.

Capacidad de Generación de Potencia Reactiva

$$RDBA (CQG) = \frac{1}{NHA} \cdot \sum_{NHF} CQG(h) \cdot PQG(1) \quad (B.1)$$

RDBA (CQG) = Retribución mensual por disponibilidad de banda adicional de generación de potencia reactiva (PTA)

CQG (h) = Capacidad neta adicional de generación de potencia reactiva en la hora h (MVAr). Esta capacidad se establecerá a partir de los valores medios de las muestras de potencia activa y tensión registradas cada hora, en intervalos de 5 minutos. En las horas en que el grupo funcione como compensador síncrono el valor de CQG (h) será igual al valor de la oferta de capacidad de generación asignada.

PQG (PTA/MVAr/año) = Precio regulado de banda adicional de generación de potencia reactiva.

NHF = Número de horas de funcionamiento del grupo en el mes considerado

NHA = Número total de horas del año

Capacidad de Absorción de Potencia Reactiva

$$RDBA (CQA) = \frac{1}{NHA} \cdot \sum_{NHF} CQA(h) \cdot PQA(2) \quad (B.2)$$

RDBA (CQA)= Retribución mensual por disponibilidad de banda adicional de absorción de potencia reactiva (PTA)

CQA (h)= Capacidad neta adicional de absorción de potencia reactiva en la hora h (MVA_r). Esta capacidad se establecerá a partir de los valores medios de las muestras de potencia activa y tensión registradas cada hora, en intervalos de 5 minutos. En las horas en que el grupo funcione como compensador síncrono el valor de CQA (h) será igual al valor de la oferta de capacidad de absorción asignada.

PQA (PTA/MVA_r/año)= Precio regulado de banda adicional de absorción de potencia reactiva.

B.1.2 Retribución por Uso efectivo de la Capacidad

Se retribuye solamente la energía reactiva generada con la banda adicional de los grupos excluyéndose la generada por la banda obligatoria. El cálculo de la energía retribuable según la integración horaria de las telemidas por el SIMEL (sistema de medidas eléctricas), o en su defecto con del estimador de estado al cuál se le aplicará un factor de proporcionalidad para que resulte una la magnitud de energía medida por el SIMEL. Al igual que los pagos por capacidad, existen fórmulas mensuales similares para la generación y para la absorción de energía reactiva.

Uso de Capacidad de Generación de Potencia Reactiva (B.3)

$$RUB(CAQQ) = K \sin g \cdot \sum_{NHG} CAPGr(h) \cdot PQGh - \sum_{NHG} Kuqgi \cdot [CTQG(h) - QG(h)] \cdot PQGh$$

RUB (CAQG) = Retribución mensual por utilización de la capacidad adicional de generación de potencia reactiva (CAQG)

QAPGr (h) = Energía reactiva retribuable generada por el grupo (MVA_rh) en la hora h procedente de la banda adicional de generación.

QG(h)= Energía reactiva generada medida por SIMEL

CTQGh= Energía correspondiente a la capacidad total media de generación del grupo (MVA_rh) en la hora h.

PQGh (PTA/MVArh)= Precio regulado del MVArh de energía reactiva generado.

Ksing= Coeficiente aplicable a los grupos funcionando como compensadores síncronos para la generación de reactiva.

Kuqgi= Coeficiente de valoración de incumplimiento de generación de energía reactiva aplicable a cada hora.

NHIG= Número de horas de incumplimiento de la prestación del servicio de generación de reactiva.

Para el cálculo de los valores de QAPGr (h) y CTQG (h) se definen:

PG (m) = Valor de la teledada, o en su caso del estimador de estado de la Potencia reactiva Generada correspondiente a la muestra m.

m = 1,2,, 12 siendo m cada una de las 12 muestras tomadas dentro de la misma hora en intervalos de 5 minutos.

COQG (m) = Valor de la Capacidad Obligatoria de Generación correspondiente a la muestra m. Es el correspondiente a la potencia activa y al límite inferior de la banda de tensión admisible en torno a la consigna.

CTQG (m) = Valor calculado en función de PG (m) y V (m) de la Capacidad Total de Generación correspondiente a la muestra m.

A efectos del cálculo de la energía retribuable se calculará el valor medio de la energía generada en la hora h procedente de la banda obligatoria de generación como:

$$COQG(h) = \frac{1}{nmg} \cdot \sum_{nmg} COQG(m) \cdot 1h \quad (B.4)$$

nmg = número de muestras grupo generando, es decir cuando PG (m) = 0

Finalmente, se obtienen:

$$QAPGr(h) = QG(h) - COQG(h) \quad (B.5)$$

$$CTQG(h) = \frac{1}{m} \cdot \sum_m CTQG(m) \cdot 1h \quad (B.6)$$

Uso de Capacidad de Generación de Potencia Reactiva (B.7)

$$RUB(CAQA) = K \sin g \cdot \sum_{NHf} CAPAr(h) \cdot PQAh - \sum_{NHIG} Kuqgi \cdot [CTQA(h) - QA(h)] \cdot PQAh$$

RUB (CAQA) = Retribución mensual por utilización de la capacidad adicional de absorción de potencia reactiva (CAQA)

QAPAr (h) = Energía reactiva retribuable absorbida por el grupo (MVARh) en la hora h procedente de la banda adicional de absorción.

QA(h) ζ = Energía reactiva absorbida medida por SIMEL

CTQA h = Energía correspondiente a la capacidad total media de absorción del grupo (MVARh) en la hora h.

PQA h (PTA/MVARh) = Precio regulado del MVARh de energía reactiva absorbida.

Ksina = Coeficiente aplicable a los grupos funcionando como compensadores síncronos para la absorción de reactiva.

Kuqai = Coeficiente de valoración de incumplimiento de absorción de energía reactiva aplicable a cada hora.

NHIA = Número de horas de incumplimiento de la prestación del servicio de absorción de reactiva.

Para el cálculo de los valores de QAPAr (h) y CTQA (h) se definen:

PA (m) = Valor de la telemida, o en su caso del estimador de estado de la Potencia reactiva Absorbida correspondiente a la muestra m.

m = 1,2,, 12 siendo m cada una de las 12 muestras tomadas dentro de la misma hora en intervalos de 5 minutos.

COQA (m)= Valor de la Capacidad Obligatoria de Absorción correspondiente a la muestra m. Es el correspondiente a la potencia activa y al límite superior de la banda de tensión admisible en torno a la consigna.

CTQA (m)= Valor calculado en función de PA (m) y V (m) de la Capacidad Total de Absorción correspondiente a la muestra m.

A efectos del cálculo de la energía retribuable se calculará el valor medio de la energía generada en la hora h procedente de la banda obligatoria de absorción como:

$$COQA(h) = \frac{1}{nma} \cdot \sum_{nmg} COQA(m) \cdot lh \quad (B.8)$$

nma= número de muestras grupo absorbiendo, es decir cuando PA(m)=0

Finalmente, se obtienen:

$$QAPAr(h) = QA(h) - COQA(h) \quad (B.9)$$

$$CTQA(h) = \frac{1}{m} \cdot \sum_m CTQA(m) \cdot lh \quad (B.10)$$

B.2 Pago a los Consumidores y Gestores de las Redes de Distribución

B.2.1 Retribución por Disponibilidad de Banda Equivalente Adicional de Potencia Reactiva

Corresponde a la retribución por la disponibilidad de una banda equivalente, a la adicional de los generadores que haya sido asignada en el Plan de control de tensión anual a los consumidores proveedores del servicio y gestores de las redes de distribución.

Capacidad Equivalente de Generación de Potencia Reactiva

La retribución por disponibilidad de los recursos correspondientes a las ofertas asignadas anualmente en horas, de punta o de llano, de un consumo máximo de reactiva inferior al 33% de su consumo de potencia activa ($\cos \phi$ inductivo = A1, siendo A1 = 0,95). O bien, las ofertas asignadas anualmente en horas de punta de una entrega

mínima de reactiva ($\text{Cos } \phi \text{ capacitivo} = A2$, siendo $A2 = 1$), es realizada de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{RFP (CQGfp)} = \frac{\text{Kcqgfp}}{\text{NHA}} \cdot \sum_{\text{NHcqgfp}} \text{CQGfp (h)} \cdot \text{PQG} \quad (\text{B.11})$$

RFP (CQGfp)= Retribución por disponibilidad de capacidad de mantener un factor de potencia inductivo mayor de 0,95 o, en su caso, un factor de potencia capacitivo

CQGfp= Capacidad en MVA_r equivalentes de mantener un factor de potencia inductivo mayor de 0,95 o, en su caso, un factor de potencia capacitivo. Esta capacidad se obtendrá en función del factor de potencia asignado y la energía activa correspondiente a la hora h.

Kcqgfp= Coeficiente aplicable a la capacidad de mantener un factor de potencia inductivo superior a 0,95 o, en su caso, un factor de potencia capacitivo.

NHcqgfp son las horas en que la oferta por mantener un factor de potencia por encima de 0,95 o, en su caso, un factor de potencia capacitivo es asignado por el Operador del Sistema en el Plan de control de tensión anual.

Capacidad Equivalente de Absorción de Potencia Reactiva

La retribución por disponibilidad de recursos correspondiente a las ofertas asignadas anualmente, en horas de valle o llano, de un consumo mínimo de potencia reactiva superior al 0 % e inferior al 33 % de su consumo de potencia activa ($B1 < \text{cos } \phi \text{ inductivo} < 1$, siendo $0,95 < B1 < 1,00$). O bien, la oferta asignada anualmente, en horas de valle, de un consumo mínimo de potencia reactiva superior al 33 % de su consumo de potencia activa ($\text{cos } \phi \text{ inductivo} < B2$, siendo $B2 < 0,95$), es realizada de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{RFP (CQAfp)} = \frac{\text{Kcqafp}}{\text{NHA}} \cdot \sum_{\text{NHcqafp}} \text{CQAfp (h)} \cdot \text{PQA} \quad (\text{B.12})$$

RFP (CQAfp)= Retribución por disponibilidad de capacidad de mantener un factor de potencia inductivo menor de 1.

CQAfp= Capacidad en MVAr equivalentes de mantener un factor de potencia inductivo menor de 1. Esta capacidad se obtendrá en función del factor de potencia asignado y la energía activa correspondiente a la hora h.

Kcqafp= Coeficiente aplicable a la capacidad de mantener un determinado factor de potencia por debajo de 1.

NHcqafp son las horas en que la oferta por mantener un factor de potencia por debajo de 1 y son asignadas por el operador del sistema en el Plan de control de tensión anual.

B.2.2 Retribución por Uso Efectivo de la Capacidad Equivalente de Potencia Reactiva

Uso de la Capacidad Equivalente de Generación

El cálculo de la retribución mensual por la energía reactiva aportada como consecuencia del mantenimiento de un factor de potencia inductivo determinado por encima de 0,95. O, en su caso, un factor de potencia capacitivo, se realizará según la siguiente fórmula:

$$RFP (QGh) = Kqghfp \cdot \sum_{NHqghfp} QG(h) \cdot PQGh - \sum_{NHqgfpi} Kqgfpi \cdot QGNA (h) \cdot PQGh \quad (B.13)$$

RFP (QGh)= Retribución por la energía reactiva aportada para mantener un factor de potencia inductivo mayor de 0,95. O, en su caso, un factor de potencia capacitivo. Esta energía se obtendrá como la diferencia entre la energía reactiva que correspondería a un factor de potencia de 0,95 y la energía reactiva realmente consumida (con signo - si fuera entregada a la red de transporte), con un límite máximo que será la energía correspondiente al factor de potencia asignado por el operador del sistema en la programación diaria.

QGNA (h)= En caso de incumplimiento, es el déficit de energía reactiva en el periodo h. Esta energía se obtendrá como la diferencia entre la energía reactiva que correspondería al factor de potencia inductivo mínimo de 0,95. O, en su caso, al factor de potencia asignado por el operador del sistema en la programación diaria, y la energía reactiva

medida. Es decir, la diferencia entre la energía reactiva que hubiera sido preciso aportar y la realmente aportada.

K_{qghfp} = Coeficiente aplicable a la energía reactiva aportada para mantener un factor de potencia inductivo por encima de 0,95. O, en su caso, un factor de potencia capacitivo

N_{Hqghfp} son las horas, de punta o llano, en que la oferta por mantener un factor de potencia inductivo por encima de 0,95. O, en su caso, un factor de potencia capacitivo fue asignado por el operador del sistema en la programación diaria

N_{hqgfpi} son las horas, de punta o de llano, de incumplimiento del requisito mínimo de mantener un factor de potencia inductivo igual o superior a 0,95. O, bien, las horas, de punta o de llano, de incumplimiento de mantener un factor de potencia inductivo asignado por encima de 0,95 o, en su caso, un factor de potencia asignado capacitivo

K_{qgfpi} = Coeficiente aplicable al déficit de energía reactiva para mantener el factor de potencia inductivo mínimo de 0,95 o el asignado.

Uso de la Capacidad Equivalente de Absorción

El cálculo de la retribución mensual por la energía reactiva consumida como consecuencia del mantenimiento de un factor de potencia inductivo determinado por debajo de 1,00, se realizará según la siguiente fórmula:

(B.14)

$$RFP(QAh) = K_{qahfp} \cdot \sum_{N_{Hqahfp}} QA(h) \cdot PQA_h - \sum_{N_{Hqafpi}} K_{qafpi} \cdot QANC(h) \cdot PQA_h$$

$RFP(QAh)$ = Retribución por la energía reactiva consumida para mantener un factor de potencia inductivo menor que 1.

$QA(h)$ = Energía reactiva equivalente consumida para mantener un factor de potencia inductivo menor que 1. Esta energía será la energía realmente consumida con un límite máximo que será la energía correspondiente al factor de potencia asignado por el operador del sistema en la programación diaria.

$QANC(h)$ = Energía reactiva no consumida para mantener un factor de potencia inductivo igual o menor de 1. Esta energía se obtendrá como la diferencia entre la energía reactiva

que correspondería al factor de potencia inductivo máximo obligatorio. Es decir 1 o al factor de potencia asignado por el operador del sistema en la programación diaria, y la energía reactiva medida

K_{qahfp} = Coeficiente aplicable a la energía aportada para mantener un factor de potencia inductivo por debajo de 1.

K_{qafpi} = Coeficiente aplicable a la energía no consumida para mantener un factor de potencia inductivo por debajo de 1.

NH_{qahfp} son las horas, de llano o de valle, en que la oferta por mantener un factor de potencia por debajo de 1 fue asignada por el operador del sistema en la programación diaria sobre el PVP.

NH_{qafpi} son las horas, de llano o de valle, de incumplimiento del requisito obligatorio de mantener un factor de potencia inductivo. O bien, las horas, de llano o de valle, de incumplimiento de mantener un factor de potencia inductivo asignado por debajo de 1,00

ANEXO C: Manejo de la Congestión en California

C.1 Modelo Interzonal

Asumiendo las simplificaciones que linealizan el modelo AC a un modelo DC, se tiene el siguiente modelo.

$$\begin{aligned}
 & \text{Min} \sum_{l=1}^L \sum_{i=1}^N (c_{l,i}^G (P_{l,i}) + c_{l,i}^D (D_{l,i})) \\
 & \text{s.a.} \quad B' \delta = \sum_{l=1}^L (P_l - D_l) \\
 & F \delta \leq P_{F_{\max}} \\
 & P_{l,\text{imin}} \leq P_{l,i} \leq P_{l,\text{imax}} \quad \forall l = 1, 2, \dots, L; i = 1, 2, \dots, N \\
 & D_{l,\text{imin}} \leq D_{l,i} \leq D_{l,\text{imax}} \quad \forall l = 1, 2, \dots, L; i = 1, 2, \dots, N \\
 & \sum_{i=1}^N P_{l,i} = \sum_{i=1}^N D_{l,i} \quad \therefore l = 1, 2, \dots, L - 1
 \end{aligned} \tag{C.1}$$

En donde:

i: índice nodal; (node index)

l: índice de SC (Scheduling Coordinator)

B': Jacobiana linealizada de flujo de potencia activa

F: branch or interface power flow constraint coefficient matrix

PFMax: branch or interface power flow limit vector

C.2 Modelo Intrazonal

$$\text{Min} \sum_{i=1}^N (w_i^+ \cdot \Delta P_i^+ + w_i^- \cdot \Delta P_i^-)$$

$$\text{s.a. } \mathbf{B}' \cdot \Delta \delta = \Delta \mathbf{P}$$

$$\mathbf{F} \delta \leq \mathbf{P}_{\text{Fmax}}$$

$$P_{i\text{Min}} \leq P_i = P_i^+ - P_i^- \leq P_{i\text{Max}} \quad \therefore i = 1, 2, \dots, N \quad (\text{C.2})$$

$$\Delta P_i^+ \geq 0, \quad \Delta P_i^- \geq 0 \quad \therefore i = 1, 2, \dots, N$$

En donde:

i: índice del nodo

w: coeficientes de costos positivos

d: vector del fasor de voltaje

P: potencia inyectada; P: vector nodal de inyección de potencia

B': Jacobiana linealizada de flujo de potencia activa

F: branch power flow coefficient matrix

PFmax: branch power flow limit vector

ANEXO D: Análisis de Factores de Sensibilidad Voltaje-Reactivos

A continuación se presenta un estudio de cuatro factores de sensibilidad que relacionan los cambios de generación o consumo de potencia reactiva con los cambios de voltajes en una determinada barra.

D.1 Sistema Base Utilizado

La red está conformada por seis barras, con características de generación y demanda presentadas en la tabla siguiente.

Tabla D-1 Características de Generación y Demanda de Sistema de 6 Barras

Barra	Generación		Consumo	
	MW	MVAr	MW	MVAr
1	libre	libre	libre	libre
2	0	0	100	40
3	300	100	200	85
4	200	80	30	10
5	100	45	200	50
6	30	5	100	45
Total	630	230	630	230

Existen seis líneas de transmisión que unen las distintas barras del sistema, las características de éstas se presentan a continuación en la tabla siguiente.

Tabla D-2 Características de Líneas de Sistema de 6 Barras

Línea		R/L	X/L	L
Barra	Barra	Ohm/Km	Ohm/Km	Km
1	3	0.015	0.05	70
2	3	0.015	0.05	100
2	4	0.015	0.05	150
3	5	0.015	0.05	180
4	5	0.015	0.05	100
4	6	0.015	0.05	50

Considerando un voltaje base de 100 kV, una potencia base de 100 MVA y una impedancia base de 100 W, los datos en p.u. del sistema son los siguientes:

Tabla D-3 Datos en p.u del Sistema de 6 Barras

Barra	P	Q
1	libre	libre
2	-1	-0.4
3	1	0.15
4	1.7	0.7
5	-1	-0.05
6	-0.7	-0.4

Línea		R	X
Barra	Barra	p.u.	p.u.
1	3	0.011	0.035
2	3	0.015	0.050
2	4	0.023	0.075
3	5	0.027	0.090
4	5	0.015	0.050

D.2 Flujo de Potencia Base

La siguiente figura muestra el resultado del flujo de potencia según los valores presentados anteriormente.

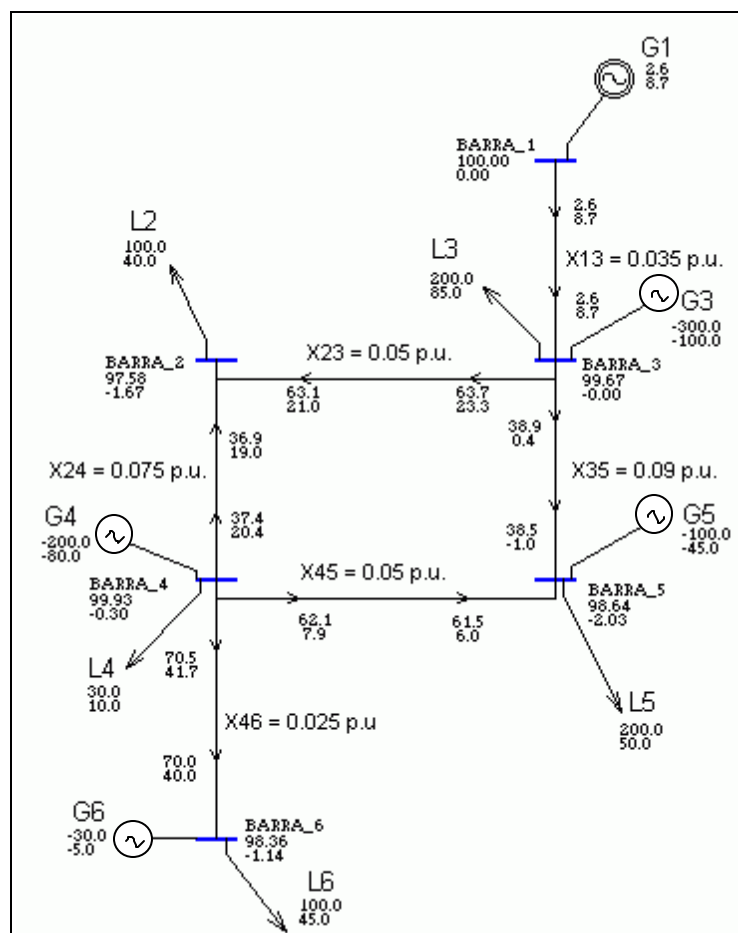


Figura D-1 Resultado del Flujo de Potencia

Los generadores, excepto el generador en la barra libre, son representados como consumos negativos, ya que nos interesa controlar el nivel de generación de potencia reactiva y, como se mostrará más adelante, estudiar cómo se comporta el nivel de tensiones de cada barra ante cambios de generación de potencia reactiva.

D.3 Factores Analizados

De las simplificaciones de un flujo de potencia desacoplado se desprende la siguiente ecuación.

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta Q_1}{|V_1|} \\ \frac{\Delta Q_1}{|V_2|} \\ \vdots \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -B_{11} & -B_{12} & \cdots \\ -B_{21} & -B_{22} & \cdots \\ \vdots & \vdots & \ddots \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta|V_1| \\ \Delta|V_2| \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (D.1)$$

Entonces:

$$[\Delta|V|] = [X] \cdot \left[\frac{\Delta Q}{|V|} \right] \quad (D.2)$$

Por lo tanto, un coeficiente que nos relaciona los cambios de voltaje con los cambios de generación de potencia reactiva viene dado por la siguiente relación.

$$\lambda = \frac{\Delta V_i}{\Delta Q_j} = \frac{x_{ij}}{|V_i|} \quad (D.3)$$

En donde x_{ij} corresponde al elemento ij de la inversa de la matriz B , y V_j corresponde al voltaje de la barra j .

Una simplificación posible es considerar la resistencia mucho menor que la inductancia serie de la línea de transmisión ($r_{i-j} \ll x_{i-j}$), por lo que la matriz se puede calcular de dos maneras.

$$\begin{aligned}
 B_{ij} &= -\frac{X_{i-j}}{r_{i-j}^2 + X_{i-j}^2} & B_{ii} &= \sum_j \frac{X_{i-j}}{r_{i-j}^2 + X_{i-j}^2} \\
 B_{ij}' &= -\frac{1}{X_{i-j}} & B_{ii}' &= \sum_j \frac{1}{X_{i-j}}
 \end{aligned} \tag{D.4}$$

Otra simplificación posible es considerar $|V_i| \approx 1$ en p.u. Por lo tanto se pueden calcular cuatro coeficientes para relacionar los cambios de voltajes con los cambios de potencia reactiva.

$$\lambda_1 = \frac{X_{ij}}{|V_{ij}|}; \quad \lambda_2 = X_{ij}; \quad \lambda_3 = \frac{X_{ij}'}{|V_{ij}|}; \quad \lambda_4 = X_{ij}' \tag{D.5}$$

Estos coeficientes serán los estudiados de forma experimental. Según los valores del caso base, se presentan a continuación las matrices B y B' con sus respectivas inversas, considerando la barra 1 como libre.

$$B = \begin{pmatrix} 26.21 & 0 & -26.21 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 30.58 & -18.35 & -12.23 & 0 & 0 \\ -26.21 & -18.35 & 54.75 & 0 & -10.19 & 0 \\ 0 & -12.23 & 0 & 67.28 & -18.35 & -36.70 \\ 0 & 0 & -10.19 & -18.35 & 28.54 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -36.70 & 0 & 36.70 \end{pmatrix}$$

$$B^{-1} = \begin{matrix} & \begin{matrix} 2 & 3 & 4 & 5 & 6 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \end{matrix} & \begin{pmatrix} 0.082 & 0.038 & 0.067 & 0.057 & 0.067 \\ 0.038 & 0.038 & 0.038 & 0.038 & 0.038 \\ 0.067 & 0.038 & 0.110 & 0.084 & 0.110 \\ 0.057 & 0.038 & -0.065 & 0.103 & 0.084 \\ 0.067 & 0.038 & 0.110 & 0.084 & 0.137 \end{pmatrix} \end{matrix}$$

$$B' = \begin{pmatrix} 28.57 & 0 & -28.57 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 33.33 & -20 & -13.33 & 0 & 0 \\ -28.57 & -20 & 59.68 & 0 & -11.11 & 0 \\ 0 & -13.33 & 0 & 73.33 & -20 & -40 \\ 0 & 0 & -11.11 & -20 & 31.11 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -40 & 0 & 40 \end{pmatrix}$$

$$B^{-1} = \begin{matrix} & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 \\ \begin{matrix} 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \end{matrix} & \left(\begin{array}{ccccc} 0.076 & 0.035 & 0.061 & 0.052 & 0.061 \\ 0.035 & 0.035 & 0.035 & 0.035 & 0.035 \\ 0.061 & 0.035 & 0.101 & 0.077 & 0.101 \\ 0.052 & 0.035 & 0.077 & 0.094 & 0.077 \\ 0.061 & 0.035 & 0.101 & 0.077 & 0.126 \end{array} \right) \end{matrix}$$

Excepto el generador en la barra libre, son representados como consumos negativos. Esto, debido a que nos interesa controlar el nivel de generación de potencia reactiva, y como se mostrará más adelante, estudiar cómo se comporta el nivel de tensiones de cada barra ante cambios de generación de potencia reactiva.

D.4 Resultados

Se analizaron cambios de generación de potencia reactiva las barras 3 y 4 y su incidencia en el voltaje en las barras 3, 5 y 6 para la barra 3 y 4, 2 y 5 para la barra 4. Respecto a las barras escogidas se comparan con los cuatro coeficientes propuestos para cada uno de los casos. A continuación se presentan las tablas de resultados para cada caso.

Tabla D-4 Resultados de Coeficientes Voltaje - Potencia Reactiva

DQ3	V3	I331	I332	I333	I334	e1	e2	e3	e4
MW	-	0.0383	0.0382	0.0351	0.0350	%	%	%	%
0	99.67	-	-	-	-	-	-	-	-
5	99.84	99.86	99.86	99.85	99.85	0.021	0.021	0.006	0.005
10	100.02	100.05	100.05	100.02	100.02	0.033	0.031	0.001	0.000
20	100.37	100.44	100.43	100.37	100.37	0.065	0.063	0.002	0.000
50	101.41	101.58	101.58	101.43	101.42	0.171	0.165	0.016	0.010
100	103.09	103.50	103.49	103.18	103.17	0.395	0.383	0.089	0.078

DQ3	V5	I351	I352	I353	I354	e1	e2	e3	e4
MW	-	0.0387	0.0382	0.0355	0.0350	%	%	%	%
0	98.64	-	-	-	-	-	-	-	-
5	98.82	98.83	98.83	98.82	98.82	0.014	0.011	0.003	0.005
10	99.00	99.03	99.02	98.99	98.99	0.027	0.022	0.005	0.010
20	99.36	99.41	99.40	99.35	99.34	0.054	0.043	0.010	0.020
50	101.41	100.57	100.55	100.41	100.39	0.825	0.851	0.982	1.006
100	102.11	102.51	102.46	102.19	102.14	0.389	0.338	0.077	0.029

DQ3	V6	I 36₁	I 36₂	I 36₃	I 36₄	e1	e2	e3	e4
MW	-	0.0388	0.0382	0.0356	0.0350	%	%	%	%
0	98.36	-	-	-	-	-	-	-	-
5	98.54	98.55	98.55	98.54	98.54	0.014	0.011	0.002	0.005
10	98.72	98.75	98.74	98.72	98.71	0.028	0.022	0.004	0.010
20	99.08	99.14	99.12	99.07	99.06	0.056	0.043	0.008	0.020
50	100.14	100.30	100.27	100.14	100.11	0.159	0.127	0.001	0.030
100	101.85	102.24	102.18	101.92	101.86	0.382	0.319	0.067	0.010

DQ4	V4	I 44₁	I 44₂	I 44₃	I 44₄	e1	e2	e3	e4
MW	-	0.1102	0.1101	0.1011	0.1010	%	%	%	%
0	99.93	-	-	-	-	-	-	-	-
5	100.43	100.48	100.48	100.44	100.44	0.051	0.050	0.006	0.005
10	100.93	101.03	101.03	100.94	100.94	0.101	0.100	0.011	0.010
20	101.91	102.13	102.13	101.95	101.95	0.220	0.218	0.041	0.040
50	104.73	105.44	105.44	104.99	104.98	0.678	0.675	0.244	0.241
100	109.15	110.95	110.94	110.04	110.03	1.650	1.643	0.816	0.810

DQ4	V2	I 42₁	I 42₂	I 42₃	I 42₄	e1	e2	e3	e4
MW	-	0.0686	0.0669	0.0629	0.0614	%	%	%	%
0	97.58	-	-	-	-	-	-	-	-
5	97.90	97.92	97.91	97.89	97.89	0.024	0.015	0.005	0.013
10	98.21	98.27	98.25	98.21	98.19	0.057	0.040	0.001	0.016
20	98.82	98.95	98.92	98.84	98.81	0.134	0.100	0.019	0.012
50	100.58	101.01	100.93	100.73	100.65	0.428	0.345	0.146	0.070
100	103.32	104.44	104.27	103.87	103.72	1.084	0.924	0.536	0.389

DQ4	V5	I 45₁	I 45₂	I 45₃	I 45₄	e1	e2	e3	e4
MW	-	0.0856	0.0844	0.0785	0.0775	%	%	%	%
0	98.64	-	-	-	-	-	-	-	-
5	99.03	99.07	99.06	99.03	99.03	0.038	0.032	0.003	0.003
10	99.42	99.50	99.48	99.43	99.41	0.076	0.065	0.005	0.006
20	101.18	100.35	100.33	100.21	100.19	0.819	0.842	0.958	0.979
50	102.38	102.92	102.86	102.57	102.51	0.527	0.470	0.182	0.130
100	105.80	107.20	107.08	106.49	106.39	1.322	1.212	0.654	0.553

Del análisis y los resultados presentados se concluye que un factor de influencia adecuado, que permita comparar las variaciones de voltajes producida por variaciones de la producción de potencia reactiva es el siguiente:

$$\lambda_{ij} = x_{ij} = \frac{\Delta V_i}{\Delta Q_j} \quad (D.6)$$

En donde x_{ij} corresponde al elemento ij de la inversa de la matriz de coeficientes B la red simplificada, es decir despreciando el efecto de las resistencias.

ANEXO E: Características de los Generadores

La Tabla E-1 muestra los valores de las características técnicas de operación de las unidades generadoras representadas. Estos valores se utilizan en las restricciones del problema de optimización para calcular la generación en cada hora. También son usados en la programación dinámica para determinar el despacho final de cada unidad.

Tabla E-1: Características de Operación de los Generadores

Nombre unidad	Pmax [MW]	Pmin [MW]	Td [hrs]	Top [hrs]	Rampa [MW/min]	Base [MVA]	Vt [pu.]	Ia [pu.]	Xs [pu.]	Eg [pu.]
CTM1	193	79	6	24	4.5	200.7	1.0	1.0	2.52	3.163
CTM2	205	85	6	24	4.5	213.2	1.0	1.0	2.52	3.163
CTM3	290	100	3	6	16.5	301.6	1.0	1.0	0.70	1.492
U14-Mitsubishi	149	67	3	12	7.5	155.0	1.0	1.0	2.00	2.666
U15-Mitsubishi	151	67	3	12	7.5	157.0	1.0	1.0	2.00	2.666
TG3-GE	44	10	0	1	15.0	45.8	1.0	1.0	2.34	2.990
CC U-16	498	134	3	6	17.3	517.9	1.0	1.0	2.13	2.845
CTTAR	184	91	4	8	4.5	191.4	1.0	1.0	2.45	3.096
TG1A, TG1B, TV1C	455	111	3	6	30.0	473.2	1.0	1.0	0.66	1.460
TG2A, TG2B, TV2C	448	95	3	6	30.0	465.9	1.0	1.0	0.66	1.460
NTO1	157	56	3	12	4.5	163.3	1.0	1.0	2.52	3.163
NTO2	165	56	3	12	4.5	171.6	1.0	1.0	2.52	3.163
Salta	674	115	4	6	19.5	701.0	1.0	1.0	0.68	1.477

La columnas indican:

Pmax = potencia máxima de generación.

Pmin = potencia mínima de generación.

Td = tiempo mínimo de detención.

Top = tiempo mínimo de operación.

Rampa = rampa de toma de carga.

Base = Potencia base para datos en p.u.

Vt = voltaje en terminales.

Ia = corriente máxima de armadura.

Xs = reactancia síncrona

Eg = Voltaje de Excitación.

La Tabla E-2 indica los parámetros de la función de costos de producción y costos de partidas. La función de costos de producción es utilizada en la función objetivo del problema de optimización para calcular la generación horaria. La función de costos de partida es evaluada en la programación dinámica, restándola del beneficio cuando un generador se enciende.

Tabla E-2: Parámetros de Costos de los Generadores

Nombre unidad	Generación			Partida		
	a	b	c	s	d	t
CTM1	0.02764	5.372	172.5	143.7	171.25	6
CTM2	0.02470	6.944	176.4	111.6	220.64	5
CTM3	0.01031	6.109	103.1	318.2	156.52	6
U14-Mitsubishi	0.01673	8.278	74.6	168.7	74.73	7
U15-Mitsubishi	0.01854	7.962	82.4	180.6	66.79	10
TG3-GE	0.04773	9.618	4.5	57.0	14.24	8
CC U-16	0.00449	7.679	81.2	509.1	250.44	6
CTTAR	0.01994	8.115	163.4	213.7	86.31	11
TG1A, TG1B, TV1C	0.00357	8.308	44.2	544.3	193.93	11
TG2A, TG2B, TV2C	0.00610	7.870	55.0	469.2	269.02	5
NTO1	0.02456	8.677	78.1	164.5	94.31	5
NTO2	0.02372	7.786	74.6	189.9	77.93	8
Salta	0.00573	6.823	75.7	839.8	380.71	9

Las columnas indican:

a = componente cuadrática de la función de costos de producción.

b = componente lineal de la función de costos de producción.

c = componente fija de la función de costos de producción.

σ = costo de partida en caliente (hot start-up cost).

δ = costo de partida en frío (cold start-up cost).

τ = constante de tiempo de enfriamiento (cooling time constant).

La Tabla E-3 muestra las horas iniciales que han estado operando cada unidad generadora antes de la hora 1 de las simulaciones.

Tabla E-3: Horas de Operación Inicial de los Generadores

Nombre unidad	Horas Operando
CTM1	24
CTM2	24
CTM3	12
U14-Mitsubishi	9
U15-Mitsubishi	24
TG3-GE	24
CC U-16	6
CTTAR	24
TG1A, TG1B, TV1C	9
TG2A, TG2B, TV2C	24
NTO1	6
NTO2	20
Salta	24

ANEXO F: Características de la Red de Transmisión del SING

F.1 Parámetros de Líneas de Transmisión

La Tabla F-1 indica las características técnicas de las líneas de transmisión representadas del SING. En ella se indica para cada línea se indica su barra inicial, barra final, resistencia, reactancia, capacitancia y capacidad máxima.

Tabla F-1: Características de las Líneas del SING

Nº	Barra inicial	Barra Final	r [pu.]	x [pu.]	1/2 B [pu.]	Cap [MW]
1	Parinacota 220	Cóndores 220	0.02300	0.09367	0.14985	90
2	Cóndores 220	Tarapaca 220	0.00715	0.02893	0.04694	75
3	Tarapaca 220	Lagunas 220	0.00320	0.02270	0.04110	65
4	Pozo Almonte 220	Lagunas 220	0.00725	0.03010	0.04780	120
5	Lagunas 220	Crucero 220	0.00893	0.03645	0.22830	355
6	Chuquicamata 220	Crucero 220	0.00195	0.01408	0.09520	550
7	Tocopilla 220	Crucero 220	0.00455	0.02965	0.05030	655
8	Tocopilla 220	Chuquicamata 220	0.04320	0.28550	0.00891	95
9	Norgener 220	Crucero 220	0.00198	0.01458	0.10520	180
10	Escondida 220	Crucero 220	0.03900	0.20040	0.07848	50
11	Escondida 220	Central Atacama 220	0.02246	0.09299	0.14238	75
12	Laberinto 220	Crucero 220	0.01110	0.05660	0.08870	263
13	Andes 220	Laberinto 220	0.00788	0.07628	0.02650	395
14	Salta 345	Andes 220	0.00803	0.02513	0.16744	540
15	Central Atacama 220	Crucero 220	0.00755	0.04770	0.14110	370
16	Esmeralda 220	Central Atacama 220	0.01430	0.05828	0.02331	175
14	Chacaya 220	Crucero 220	0.01425	0.05695	0.09160	300
18	Mejillones 220	Chacaya 220	0.00020	0.00110	0.00045	120
19	Antofagasta 110	Mejillones 220	0.08200	0.32830	0.00560	35
20	Alto Norte 110	Antofagasta 110	0.01575	0.03765	0.00430	45
21	Mantos Blancos 220	Laberinto 220	0.01520	0.06290	0.02480	70
22	Mantos Blancos 220	Capricornio 220	0.00260	0.01332	0.00520	38
23	Capricornio 220	Chacaya 220	0.00830	0.04250	0.01665	105
24	Capricornio 220	Capricornio 110	0.00000	0.02845	0.00000	75
25	Capricornio 110	Antofagasta 110	0.03130	0.08840	0.00260	36
26	Capricornio 110	Alto Norte 110	0.04160	0.13440	0.00390	38

En los extremos de las líneas se encuentran condensadores que compensan los flujos por las líneas. En la Tabla F-2 se indica la operación para las 24 horas de cada uno de estos condensadores y en qué barra se encuentra.

Tabla F-2: Compensación de la Líneas del SING

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Lagunas 220	10	10	10	10	10	10	10	5	0	5	10	10
Pozo Almonte 220	15	15	15	15	15	15	15	0	0	0	15	15
Crucero 220	80	80	80	80	80	80	80	40	0	40	80	80
Chuquicamata 220	20	20	20	20	20	20	20	5	0	5	20	20

	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Lagunas 220	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Pozo Almonte 220	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Crucero 220	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Chuquicamata 220	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20

F.2 Factores de Red

Para el cálculo de precios de SS.CC. relacionados con la red y evaluar como afecta al flujo de potencia, es necesario calcular los factores GSDF y de sensibilidad de Voltaje-Reactivos.

La Tabla F-3 muestra los factores GSDF para las barras generadoras. Las columnas indican la barra del sistema y las filas indican las líneas de transmisión.

Tabla F-3: Factores GSDF para Barras generadoras del SING

	3	8	9	13	14	16
1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
2	-1	-1	-1	-1	-1	-1
3	0	-1	-1	-1	-1	-1
4	0	0	0	0	0	0
5	0	-1	-1	-1	-1	-1
6	0	0.09006	0	0	0	0
7	0	0.90994	0	0	0	0
8	0	0.09006	0	0	0	0
9	0	0	1	0	0	0
10	0	0	0	0	0.13985	0
11	0	0	0	0	-0.1398	0
12	0	0	0	0.75212	0	0.24942
13	0	0	0	1	0	0
14	0	0	0	1	0	0
15	0	0	0	0	0.86015	0
16	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0.24788	0	0.75058
18	0	0	0	0.02297	0	-0.0231
19	0	0	0	0.02297	0	-0.0231
20	0	0	0	0.0078	0	-0.0078
21	0	0	0	-0.2479	0	0.24942
22	0	0	0	0.24788	0	-0.2494
23	0	0	0	0.22492	0	-0.2263
24	0	0	0	0.02297	0	-0.0231
25	0	0	0	0.01517	0	-0.0153
26	0	0	0	0.0078	0	-0.0078

La Tabla F-4 muestra los factores de sensibilidad Voltaje-Reactivos para las barras generadoras. Las columnas indican la barra generadora del sistema y las filas indica el total de las barras del sistema.

Tabla F-4: Factores Voltaje-Reactivos para Barras Generadoras del SING

	3	8	9	13	14	16
1	0	0	0	0	0	0
2	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094
3	0.123	0.123	0.123	0.123	0.123	0.123
4	0.123	0.145	0.145	0.145	0.145	0.145
5	0.123	0.145	0.145	0.145	0.145	0.145
6	0.123	0.182	0.182	0.182	0.182	0.182
7	0.123	0.183	0.182	0.182	0.182	0.182
8	0.123	0.209	0.182	0.182	0.182	0.182
9	0.123	0.182	0.196	0.182	0.182	0.182
10	0.123	0.182	0.182	0.182	0.210	0.182
11	0.123	0.182	0.182	0.224	0.182	0.196
12	0.123	0.182	0.182	0.301	0.182	0.196
13	0.123	0.182	0.182	0.326	0.182	0.196
14	0.123	0.182	0.182	0.182	0.223	0.182
15	0.123	0.182	0.182	0.182	0.223	0.182
16	0.123	0.182	0.182	0.196	0.182	0.224
17	0.123	0.182	0.182	0.196	0.182	0.224
18	0.123	0.182	0.182	0.203	0.182	0.217
19	0.123	0.182	0.182	0.204	0.182	0.217
20	0.123	0.182	0.182	0.209	0.182	0.212
21	0.123	0.182	0.182	0.205	0.182	0.215
22	0.123	0.182	0.182	0.205	0.182	0.216

ANEXO G : Distribución Espacial de la Demanda del SING

La Tabla G-1 muestra la distribución de la demanda por barras para cada hora utilizada en las simulaciones. Se destacan las barras Crucero 220 y Chuquicamata 220 con la mayor concentración de la demanda.

Tabla G-1: Distribución de la Demanda en el SING

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Parinacota 220	72.27	68.75	70.05	69.21	68.70	67.43	67.02	47.50	32.74	55.44	56.89	46.30
Cóndores 220	98.51	93.73	95.50	94.35	93.66	91.92	91.37	64.75	44.62	75.58	77.56	63.12
Tarapaca 220	2.21	2.10	2.14	2.11	2.10	2.06	2.05	1.45	1.00	1.69	1.74	1.41
Lagunas 220	195.68	186.17	189.68	187.41	186.03	182.58	181.48	128.61	88.64	150.12	154.05	125.38
Pozo Almonte 220	116.46	110.80	112.89	111.54	110.71	108.66	108.01	76.54	52.75	89.34	91.68	74.62
Crucero 220	822.30	782.33	797.10	787.54	781.75	767.26	762.63	540.47	372.48	630.84	647.35	526.86
Chuquicamata 220	630.21	599.58	610.90	603.57	599.13	588.03	584.48	414.22	285.47	483.48	496.13	403.79
Tocopilla 220	7.21	6.86	6.99	6.90	6.85	6.73	6.69	4.74	3.27	5.53	5.68	4.62
Norgener 220	0.28	0.27	0.28	0.27	0.27	0.26	0.26	0.19	0.13	0.22	0.22	0.18
Escondida 220	22.71	21.61	22.02	21.75	21.59	21.19	21.06	14.93	10.29	17.42	17.88	14.55
Laberinto 220	58.61	55.76	56.81	56.13	55.72	54.69	54.36	38.52	26.55	44.96	46.14	37.55
Andes 220	132.57	126.13	128.51	126.97	126.04	123.70	122.95	87.14	60.05	101.71	104.37	84.94
Salta 345	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Central Atacama 220	259.29	246.69	251.35	248.33	246.51	241.94	240.48	170.43	117.45	198.92	204.13	166.13
Esmeralda 220	170.34	162.06	165.12	163.14	161.94	158.94	157.98	111.96	77.16	130.68	134.10	109.14
Chacaya 220	0.28	0.27	0.28	0.27	0.27	0.26	0.26	0.19	0.13	0.22	0.22	0.18
Mejillones 220	85.17	81.03	82.56	81.57	80.97	79.47	78.99	55.98	38.58	65.34	67.05	54.57
Antofagasta 110	20.53	19.53	19.90	19.66	19.51	19.15	19.04	13.49	9.30	15.75	16.16	13.15
Alto Norte 110	77.19	73.43	74.82	73.92	73.38	72.02	71.59	50.73	34.96	59.21	60.76	49.45
Mantos Blancos 220	64.89	61.73	62.90	62.14	61.69	60.54	60.18	42.65	29.39	49.78	51.08	41.57
Capricornio 220	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Capricornio 110	2.29	2.18	2.22	2.19	2.18	2.14	2.12	1.51	1.04	1.76	1.80	1.47

	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Parinacota 220	47.09	45.51	55.59	61.55	67.46	66.11	65.70	63.33	66.03	66.16	67.38	66.51
Cóndores 220	64.20	62.04	75.79	83.91	91.96	90.12	89.56	86.33	90.01	90.19	91.85	90.67
Tarapaca 220	1.44	1.39	1.70	1.88	2.06	2.02	2.00	1.93	2.02	2.02	2.06	2.03
Lagunas 220	127.51	123.24	150.53	166.66	182.65	179.00	177.90	171.49	178.79	179.14	182.45	180.10
Pozo Almonte 220	75.89	73.34	89.59	99.19	108.70	106.53	105.87	102.06	106.41	106.61	108.58	107.19
Crucero 220	535.84	517.88	632.58	700.36	767.55	752.20	747.57	720.63	751.33	752.78	766.69	756.84
Chuquicamata 220	410.67	396.91	484.81	536.76	588.26	576.49	572.94	552.30	575.83	576.94	587.59	580.04
Tocopilla 220	4.70	4.54	5.55	6.14	6.73	6.60	6.55	6.32	6.59	6.60	6.72	6.64
Norgener 220	0.19	0.18	0.22	0.24	0.27	0.26	0.26	0.25	0.26	0.26	0.26	0.26
Escondida 220	14.80	14.30	17.47	19.34	21.20	20.78	20.65	19.90	20.75	20.79	21.18	20.90
Laberinto 220	38.19	36.91	45.09	49.92	54.71	53.61	53.28	51.36	53.55	53.66	54.65	53.94
Andes 220	86.39	83.49	101.99	112.91	123.75	121.27	120.53	116.18	121.13	121.37	123.61	122.02
Salta 345	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Central Atacama 220	168.97	163.30	199.47	220.84	242.03	237.19	235.73	227.24	236.92	237.37	241.76	238.65
Esmeralda 220	111.00	107.28	131.04	145.08	159.00	155.82	154.86	149.28	155.64	155.94	158.82	156.78
Chacaya 220	0.19	0.18	0.22	0.24	0.27	0.26	0.26	0.25	0.26	0.26	0.26	0.26
Mejillones 220	55.50	53.64	65.52	72.54	79.50	77.91	77.43	74.64	77.82	77.97	79.41	78.39
Antofagasta 110	13.38	12.93	15.79	17.48	19.16	18.78	18.66	17.99	18.76	18.79	19.14	18.89
Alto Norte 110	50.30	48.61	59.38	65.74	72.05	70.61	70.17	67.64	70.53	70.66	71.97	71.04
Mantos Blancos 220	42.28	40.87	49.92	55.26	60.57	59.36	58.99	56.86	59.29	59.40	60.50	59.72
Capricornio 220	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Capricornio 110	1.49	1.44	1.76	1.95	2.14	2.09	2.08	2.01	2.09	2.10	2.14	2.11

En la Tabla G-2 se indica la distribución espacial horaria de la potencia reactiva de la demanda.

Tabla G-2: Distribución de la Potencia Reactiva de la Demanda en el SING

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Parinacota 220	10.30	9.80	9.98	9.86	9.79	9.61	9.55	6.77	4.66	7.90	8.11	6.60
Cóndores 220	20.00	19.03	19.39	19.16	19.02	18.67	18.55	13.15	9.06	15.35	15.75	12.82
Tarapaca 220	0.45	0.43	0.43	0.43	0.43	0.42	0.42	0.29	0.20	0.34	0.35	0.29
Lagunas 220	57.07	37.80	38.52	38.05	37.77	37.08	36.85	26.12	22.21	30.48	31.28	25.46
Pozo Almonte 220	23.65	15.79	16.09	15.89	15.78	15.48	15.39	10.91	7.52	12.73	13.06	10.63
Crucero 220	206.09	158.86	161.86	159.92	158.74	155.80	154.86	109.75	108.64	128.10	131.45	106.98
Chuquicamata 220	157.95	121.75	87.05	86.00	85.37	83.79	83.28	59.02	40.68	68.89	70.70	57.54
Tocopilla 220	2.37	2.25	2.30	2.27	2.25	2.21	2.20	1.56	1.19	1.82	1.87	1.52
Norgener 220	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.06	0.04	0.07	0.07	0.06
Escondida 220	11.00	10.47	10.66	10.53	10.46	10.26	10.20	7.23	4.98	8.44	8.66	7.05
Laberinto 220	28.39	18.33	16.57	16.37	16.25	15.95	15.85	11.24	8.73	13.11	13.46	10.95
Andes 220	43.57	17.97	18.31	18.09	17.96	17.63	17.52	12.42	8.56	14.49	14.87	12.10
Salta 345	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Central Atacama 220	85.23	81.08	82.61	81.62	81.02	79.52	79.04	56.02	38.61	65.38	67.09	54.61
Esmeralda 220	55.99	53.27	54.27	53.62	53.23	52.24	51.93	36.80	25.36	42.95	44.08	35.87
Chacaya 220	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.06	0.04	0.07	0.07	0.06
Mejillones 220	27.99	26.63	27.14	26.81	26.61	26.12	25.96	18.40	12.68	21.48	22.04	17.94
Antofagasta 110	4.17	3.97	4.04	3.99	3.96	3.89	3.87	2.74	1.89	3.20	3.28	2.67
Alto Norte 110	15.67	14.91	15.19	15.01	14.90	14.62	14.54	10.30	7.10	12.02	12.34	10.04
Mantos Blancos 220	13.18	20.29	20.67	20.43	20.28	19.90	19.78	14.02	9.66	16.36	16.79	13.66
Capricornio 220	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Capricornio 110	0.75	0.72	0.73	0.72	0.72	0.70	0.70	0.49	0.34	0.58	0.59	0.48

	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Parinacota 220	6.71	6.49	7.92	8.77	9.61	9.42	9.36	9.02	9.41	9.43	9.60	9.48
Cóndores 220	13.04	12.60	15.39	17.04	18.67	18.30	18.19	17.53	18.28	18.31	26.79	29.80
Tarapaca 220	0.29	0.28	0.34	0.38	0.42	0.41	0.41	0.39	0.41	0.41	0.42	0.41
Lagunas 220	25.89	25.02	30.57	33.84	37.09	25.51	36.12	34.82	36.31	36.38	37.05	36.57
Pozo Almonte 220	10.81	10.45	12.77	14.13	15.49	15.18	15.09	14.54	15.16	15.19	15.47	15.27
Crucero 220	108.81	105.16	128.45	142.21	109.37	152.74	151.80	146.33	152.56	152.86	155.68	153.68
Chuquicamata 220	58.52	56.56	69.08	76.48	83.82	82.15	81.64	78.70	82.05	82.21	83.73	82.65
Tocopilla 220	1.54	1.49	1.82	2.02	1.69	2.17	2.15	2.08	2.17	2.17	2.21	2.18
Norgener 220	0.06	0.06	0.07	0.08	0.09	0.09	0.08	0.08	0.09	0.09	0.09	0.09
Escondida 220	7.17	6.93	8.46	9.37	10.27	10.06	10.00	9.64	10.05	10.07	10.26	10.12
Laberinto 220	11.14	10.77	13.15	14.56	15.96	15.64	15.54	14.98	15.62	17.64	17.96	17.73
Andes 220	12.31	11.90	14.53	16.09	17.63	17.28	17.17	16.56	17.26	17.29	17.61	24.78
Salta 345	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Central Atacama 220	55.54	53.68	65.56	72.59	79.55	77.96	77.48	74.69	77.87	78.02	79.46	78.44
Esmeralda 220	36.48	35.26	43.07	47.69	52.26	51.22	50.90	49.07	51.16	51.25	52.20	51.53
Chacaya 220	0.06	0.06	0.07	0.08	0.09	0.09	0.08	0.08	0.09	0.09	0.09	0.09
Mejillones 220	18.24	17.63	21.54	23.84	26.13	25.61	25.45	24.53	25.58	25.63	26.10	25.77
Antofagasta 110	2.72	2.63	3.21	3.55	3.89	3.81	3.79	3.65	3.81	3.82	3.89	3.84
Alto Norte 110	10.21	9.87	12.06	13.35	14.63	14.34	14.25	13.74	14.32	14.35	14.61	14.43
Mantos Blancos 220	13.90	13.43	16.41	18.16	19.91	19.51	19.39	18.69	19.49	19.52	19.89	19.63
Capricornio 220	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Capricornio 110	0.49	0.47	0.58	0.64	0.70	0.69	0.68	0.66	0.69	0.69	0.70	0.69

La Tabla G-3 muestra el factor de potencia de cada barra para las 24 horas. Este factor de potencia es el resultado del $\cos\phi$ entre la potencia activa y reactiva de la demanda.

ANEXO H: Voltajes Obtenidos en las Simulaciones

Tabla H-1: Voltajes de Despacho Uninodal con Reservas

Barras											
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	100.00	97.98	98.14	96.35	95.26	97.82	94.59	104.50	99.55	102.47	97.40
2	100.00	99.28	99.76	98.37	97.60	99.22	96.62	104.50	100.50	102.99	98.93
3	100.00	99.54	100.11	98.75	97.96	99.71	97.55	104.50	101.32	103.12	99.08
4	100.00	99.61	100.19	98.87	98.10	99.82	97.70	104.50	101.40	103.18	99.24
5	100.00	99.65	100.23	98.93	98.17	99.88	97.79	104.50	101.44	103.21	99.33
6	100.00	99.74	100.32	99.08	98.35	100.02	97.99	104.50	101.50	103.28	99.55
7	100.00	99.77	100.35	99.12	98.40	100.06	98.04	104.50	101.50	103.30	99.62
8	100.00	99.21	99.27	99.00	98.22	101.12	99.72	104.50	101.85	103.96	101.26
9	100.00	100.66	100.88	100.75	100.28	102.02	101.13	104.50	102.18	104.58	103.30
10	100.00	97.43	97.11	96.57	95.59	99.04	97.36	104.50	99.19	102.99	99.12
11	100.00	98.02	97.91	97.53	97.00	99.57	98.02	104.50	99.72	103.12	99.09
12	100.00	99.92	100.17	100.05	99.76	101.49	100.34	104.50	101.65	104.02	101.29
13	100.00	99.79	100.01	99.88	99.57	101.36	100.19	104.50	101.52	103.95	101.17
14	100.00	100.05	100.32	100.23	99.95	101.62	100.50	104.50	101.77	104.08	101.41
15	100.00	98.28	98.21	97.87	97.37	99.84	98.34	104.50	99.99	103.25	99.50
16	100.00	97.16	96.88	96.38	95.75	98.73	96.97	104.50	98.88	102.80	98.36
17	100.00	96.87	96.63	96.15	95.39	99.12	97.08	104.50	100.27	102.88	97.87
18	100.00	97.10	96.89	96.44	95.71	98.94	96.96	104.50	100.03	102.84	98.16
19	100.00	96.88	96.60	96.09	95.36	98.90	96.95	104.50	99.98	102.83	98.27
20	100.00	97.33	97.13	96.69	96.01	99.34	97.49	104.50	100.35	103.02	98.92
21	100.00	96.83	96.53	96.02	95.28	98.84	96.88	104.50	99.94	102.81	98.14
22	100.00	96.80	96.50	95.98	95.24	98.81	96.83	104.50	99.91	102.80	98.02
23	100.00	96.14	95.92	95.47	94.70	98.52	96.49	104.50	99.67	102.69	97.51
24	100.00	96.13	95.98	95.59	94.84	98.66	96.67	104.50	99.77	102.75	97.78

Barras											
Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	98.63	104.50	104.50	98.43	104.50	104.44	98.80	97.78	99.79	100.63	100.25
2	99.91	104.50	104.50	98.77	104.50	104.44	99.32	98.36	100.37	101.09	100.71
3	99.81	104.50	104.50	98.65	104.50	104.44	99.28	98.30	100.40	101.10	100.71
4	99.94	104.50	104.50	98.73	104.50	104.44	99.38	98.42	100.50	101.18	100.79
5	100.02	104.50	104.50	98.78	104.50	104.44	99.44	98.49	100.55	101.22	100.84
6	100.21	104.50	104.50	98.90	104.50	104.44	99.58	98.65	100.70	101.34	100.96
7	100.27	104.50	104.50	98.94	104.50	104.44	99.63	98.70	100.74	101.37	101.00
8	101.58	104.50	104.50	100.75	104.50	104.46	101.31	100.68	102.02	102.45	102.24
9	105.10	107.50	104.50	102.03	104.50	104.47	102.73	102.32	103.35	103.53	103.38
10	100.03	104.50	104.50	100.03	104.50	104.45	100.22	99.46	100.80	101.50	101.27
11	99.77	104.50	104.50	99.89	104.50	104.45	100.12	99.34	100.74	101.45	101.20
12	101.42	104.50	104.50	100.85	104.50	104.46	101.39	100.77	102.06	102.49	102.29
13	101.34	104.50	104.50	100.78	104.50	104.46	101.31	100.68	101.99	102.43	102.22
14	101.50	104.50	104.50	100.92	104.50	104.46	101.47	100.87	102.14	102.56	102.35
15	100.11	104.50	104.50	100.01	104.50	104.45	100.32	99.56	100.97	101.63	101.38
16	99.32	104.50	104.50	99.46	104.50	104.45	99.62	98.76	100.26	101.06	100.79
17	98.62	104.50	104.50	98.90	104.50	104.44	99.09	98.14	99.84	100.71	100.40
18	99.02	104.50	104.50	99.03	104.50	104.44	99.26	98.34	100.03	100.86	100.55
19	99.14	104.50	104.50	99.07	104.50	104.44	99.32	98.40	100.09	100.91	100.60
20	99.68	104.50	104.50	99.29	104.50	104.45	99.66	98.78	100.47	101.21	100.91
21	99.03	104.50	104.50	99.03	104.50	104.44	99.26	98.33	100.02	100.85	100.55
22	98.97	104.50	104.50	99.02	104.50	104.44	99.22	98.29	99.96	100.81	100.50
23	98.54	104.50	104.50	98.90	104.50	104.44	98.99	98.04	99.68	100.59	100.29
24	98.67	104.50	104.50	98.99	104.50	104.44	99.12	98.19	99.83	100.71	100.41

Tabla H-2: Voltajes de Despacho Final

Hora	Barras										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	100.00	101.94	103.25	100.55	99.52	100.29	97.06	104.50	104.29	103.26	98.58
2	100.00	99.28	99.76	98.37	97.60	99.22	96.62	104.50	100.50	102.99	98.93
3	100.00	99.54	100.11	98.75	97.96	99.71	97.55	104.50	101.32	103.12	99.08
4	100.00	99.61	100.19	98.87	98.09	99.82	97.70	104.50	101.40	103.18	99.24
5	100.00	99.65	100.23	98.93	98.17	99.88	97.79	104.50	101.44	103.21	99.33
6	100.00	99.74	100.32	99.08	98.35	100.02	97.99	104.50	101.50	103.28	99.55
7	100.00	99.77	100.35	99.12	98.40	100.06	98.04	104.50	101.50	103.30	99.62
8	100.00	99.21	99.27	99.00	98.22	101.12	99.72	104.50	101.85	103.96	101.26
9	100.00	100.66	100.88	100.75	100.28	102.02	101.13	104.50	102.18	104.58	103.30
10	100.00	97.41	97.08	96.55	95.57	99.00	97.31	104.50	99.15	103.05	98.84
11	100.00	98.00	97.88	97.51	96.98	99.52	97.97	104.50	99.67	103.17	98.79
12	100.00	99.92	100.17	100.05	99.76	101.49	100.34	104.50	101.65	104.02	101.29
13	100.00	99.79	100.01	99.88	99.57	101.36	100.19	104.50	101.52	103.95	101.17
14	100.00	100.05	100.32	100.23	99.95	101.62	100.50	104.50	101.77	104.08	101.41
15	100.00	98.26	98.18	97.85	97.35	99.79	98.30	104.50	99.95	103.30	99.20
16	100.00	97.14	96.86	96.36	95.73	98.68	96.92	104.50	98.83	102.85	98.07
17	100.00	96.88	96.63	96.16	95.40	99.13	97.09	104.50	100.28	102.89	97.87
18	100.00	97.10	96.89	96.44	95.71	98.94	96.96	104.50	100.03	102.84	98.17
19	100.00	96.89	96.61	96.10	95.37	98.91	96.95	104.50	99.98	102.83	98.27
20	100.00	97.33	97.14	96.69	96.02	99.34	97.49	104.50	100.35	103.02	98.92
21	100.00	96.83	96.54	96.02	95.28	98.85	96.88	104.50	99.94	102.81	98.14
22	100.00	96.80	96.50	95.98	95.24	98.81	96.83	104.50	99.91	102.80	98.02
23	100.00	96.50	96.38	96.02	95.25	99.15	97.11	104.50	101.06	102.88	97.88
24	100.00	96.57	96.55	96.26	95.52	99.41	97.41	104.50	101.49	102.99	98.09

Hora	Barras											
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
1	98.87	104.50	104.50	98.43	104.50	104.44	99.13	98.13	100.33	101.04	100.63	
2	99.91	104.50	104.50	98.77	104.50	104.44	99.32	98.36	100.37	101.09	100.71	
3	99.81	104.50	104.50	98.65	104.50	104.44	99.28	98.30	100.40	101.10	100.71	
4	99.94	104.50	104.50	98.73	104.50	104.44	99.38	98.42	100.50	101.18	100.79	
5	100.02	104.50	104.50	98.78	104.50	104.44	99.44	98.49	100.55	101.22	100.84	
6	100.21	104.50	104.50	98.90	104.50	104.44	99.58	98.65	100.70	101.34	100.96	
7	100.27	104.50	104.50	98.94	104.50	104.44	99.63	98.70	100.74	101.37	101.00	
8	101.58	104.50	104.50	100.75	104.50	104.46	101.31	100.68	102.02	102.45	102.24	
9	105.10	107.50	104.50	102.03	104.50	104.47	102.73	102.32	103.35	103.53	103.38	
10	99.73	104.50	104.50	100.03	104.50	104.45	100.14	99.37	100.67	101.40	101.17	
11	99.45	104.50	104.50	99.89	104.50	104.45	100.04	99.25	100.59	101.34	101.10	
12	101.42	104.50	104.50	100.85	104.50	104.46	101.39	100.77	102.06	102.49	102.29	
13	101.34	104.50	104.50	100.78	104.50	104.46	101.31	100.68	101.99	102.43	102.22	
14	101.50	104.50	104.50	100.92	104.50	104.46	101.47	100.87	102.14	102.56	102.35	
15	99.79	104.50	104.50	100.01	104.50	104.45	100.23	99.47	100.83	101.52	101.29	
16	99.03	104.50	104.50	99.46	104.50	104.45	99.53	98.67	100.12	100.96	100.70	
17	98.62	104.50	104.50	98.90	104.50	104.44	99.08	98.14	99.84	100.71	100.40	
18	99.02	104.50	104.50	99.03	104.50	104.44	99.26	98.34	100.03	100.86	100.55	
19	99.15	104.50	104.50	99.07	104.50	104.44	99.32	98.40	100.09	100.91	100.60	
20	99.68	104.50	104.50	99.29	104.50	104.45	99.66	98.78	100.47	101.21	100.91	
21	99.03	104.50	104.50	99.03	104.50	104.44	99.26	98.33	100.02	100.85	100.55	
22	98.97	104.50	104.50	99.02	104.50	104.44	99.22	98.29	99.96	100.81	100.50	
23	98.67	104.50	104.50	98.90	104.50	104.44	99.09	98.15	99.85	100.72	100.41	
24	98.69	104.50	104.50	98.99	104.50	104.44	99.21	98.28	99.98	100.82	100.51	

ANEXO I: Flujos Obtenidos en las Simulaciones

Tabla I-1: Flujos de Despacho Uninodal con Reservas

Hora	Líneas												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	31.91	-66.91	40.59	-117.00	-276.42	-544.02	631.32	91.49	176.55	42.10	-65.66	235.44	339.06
2	22.46	-71.52	25.75	-111.27	-275.80	-516.27	608.64	87.86	159.54	40.67	-63.04	221.80	313.33
3	23.81	-71.94	29.03	-113.37	-278.16	-526.15	616.95	89.33	165.66	41.01	-63.79	227.67	322.83
4	22.26	-72.34	26.24	-112.01	-277.28	-519.58	611.58	88.46	161.69	40.73	-63.22	224.09	316.71
5	21.33	-72.57	24.55	-111.17	-276.72	-515.59	608.35	87.93	159.25	40.55	-62.88	221.91	313.00
6	19.06	-73.10	20.39	-109.10	-275.29	-505.63	600.28	86.63	153.23	40.12	-62.03	216.40	303.67
7	18.34	-73.26	19.06	-108.45	-274.84	-502.44	597.69	86.21	151.30	39.99	-61.76	214.65	300.71
8	5.01	-59.88	-61.54	-76.76	-270.47	-352.71	447.16	63.59	64.36	37.44	-52.93	178.50	252.71
9	-4.00	-48.71	-49.84	-52.85	-193.10	-245.34	278.96	41.06	-0.13	25.65	-36.22	161.97	210.14
10	26.40	-49.42	-51.28	-89.66	-295.53	-415.22	488.31	71.17	-0.22	52.35	-70.84	232.67	330.79
11	29.73	-48.05	-49.94	-92.01	-300.55	-426.81	494.17	72.31	-0.22	53.82	-72.81	244.24	349.19
12	8.55	-54.69	-56.26	-74.83	-259.72	-347.77	393.27	57.89	-0.18	44.74	-60.05	197.80	271.69
13	9.56	-54.76	-56.36	-76.10	-263.33	-353.69	400.36	58.92	-0.19	45.82	-61.41	199.72	275.13
14	7.57	-54.58	-56.13	-73.54	-256.07	-341.85	386.20	56.86	-0.18	43.67	-58.69	195.87	268.23
15	25.44	-50.54	-52.40	-89.90	-297.26	-416.43	488.97	71.23	-0.22	52.32	-70.84	234.27	332.21
16	37.65	-46.58	-48.61	-99.58	-320.14	-454.90	611.26	85.62	-0.24	52.44	-72.88	244.74	361.35
17	45.21	-47.14	-49.36	-109.17	-347.38	-501.07	650.54	91.64	111.29	48.34	-70.52	259.52	393.53
18	38.92	-51.55	-53.75	-106.98	-345.88	-490.03	646.59	90.77	105.01	48.96	-70.75	245.55	372.82
19	36.36	-53.55	-55.75	-106.32	-346.14	-486.77	644.61	90.43	102.96	49.35	-71.02	241.14	365.99
20	30.46	-56.16	-58.30	-102.47	-338.08	-468.72	624.89	87.51	95.21	48.33	-69.19	227.03	341.44
21	38.61	-51.77	-53.97	-106.86	-345.80	-489.42	646.15	90.72	104.63	49.05	-70.81	244.69	371.56
22	39.53	-51.03	-53.23	-107.06	-345.61	-490.42	646.81	90.84	105.26	48.94	-70.73	245.97	373.63
23	46.00	-46.30	-48.51	-109.06	-346.26	-500.36	650.25	91.72	111.10	48.44	-70.62	258.48	392.86
24	42.29	-48.80	-50.99	-107.65	-344.92	-493.22	648.72	91.20	107.00	48.63	-70.53	249.43	379.28

Hora	Líneas												
	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
1	485.93	301.27	-172.69	286.16	-114.65	-29.09	-42.59	-36.50	-28.71	-101.93	72.54	34.76	35.03
2	451.37	291.78	-164.18	278.99	-109.48	-28.09	-40.65	-28.72	-33.19	-102.29	68.49	32.74	33.16
3	463.96	295.37	-167.32	282.23	-111.40	-28.47	-41.37	-30.87	-32.20	-102.78	69.97	33.48	33.84
4	455.81	293.17	-165.29	280.06	-110.14	-28.22	-40.90	-29.31	-32.99	-102.60	69.01	33.01	33.40
5	450.89	291.85	-164.05	278.73	-109.39	-28.06	-40.63	-28.37	-33.47	-102.51	68.44	32.72	33.13
6	438.52	288.49	-160.97	275.43	-107.49	-27.68	-39.92	-26.00	-34.67	-102.25	67.01	32.01	32.47
7	434.59	287.43	-159.98	274.38	-106.89	-27.56	-39.69	-25.26	-35.05	-102.17	66.55	31.78	32.26
8	346.90	260.20	-112.93	191.95	-74.31	-18.18	-27.67	-31.32	-11.45	-59.86	48.20	23.26	23.24
9	274.49	178.20	-77.61	174.91	-51.31	-12.66	-19.10	-18.60	-10.82	-43.85	32.94	15.87	15.94
10	444.62	356.48	-132.02	235.89	-86.19	-20.65	-32.10	-45.27	-4.81	-62.13	56.99	27.60	27.35
11	467.03	367.31	-135.51	240.12	-88.14	-20.88	-32.84	-49.97	-1.45	-60.59	58.81	28.53	28.18
12	364.56	305.71	-110.06	209.45	-72.37	-17.67	-26.95	-31.13	-10.56	-57.78	47.02	22.70	22.67
13	369.68	312.80	-111.95	211.36	-73.60	-17.96	-27.41	-31.88	-10.52	-58.58	47.85	23.11	23.06
14	359.43	298.61	-108.16	207.52	-71.15	-17.38	-26.49	-30.38	-10.59	-56.98	46.20	22.31	22.28
15	446.38	357.34	-132.39	237.18	-86.44	-20.72	-32.20	-44.91	-5.28	-62.73	57.13	27.67	27.43
16	489.05	360.62	-146.75	235.17	-95.17	-22.39	-35.47	-57.27	1.57	-62.77	63.93	31.05	30.58
17	535.17	339.10	-161.03	238.18	-103.93	-24.14	-38.75	-68.06	6.89	-64.18	70.61	34.35	33.68
18	510.15	341.94	-157.76	230.17	-102.08	-23.89	-38.05	-63.71	3.83	-65.54	68.93	33.50	32.92
19	502.00	344.08	-156.78	228.25	-101.55	-23.84	-37.85	-62.03	2.54	-66.28	68.39	33.22	32.68
20	471.04	336.64	-151.05	223.13	-98.25	-23.35	-36.60	-54.86	-2.38	-68.28	65.50	31.76	31.36
21	508.64	342.32	-157.58	229.85	-101.98	-23.88	-38.01	-63.44	3.63	-65.65	68.83	33.45	32.88
22	511.15	341.64	-157.89	230.45	-102.15	-23.90	-38.07	-63.99	4.06	-65.39	68.99	33.53	32.95
23	534.35	338.96	-160.85	237.37	-103.81	-24.11	-38.70	-68.48	7.35	-63.68	70.54	34.32	33.64
24	518.02	339.71	-158.75	232.06	-102.62	-23.95	-38.25	-65.51	5.21	-64.70	69.45	33.77	33.15

Tabla I-2: Flujos de Despacho Final

Hora	Líneas												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	33.34	-65.57	35.41	-116.96	-281.74	-543.86	636.50	91.38	160.23	42.47	-65.98	241.48	344.59
2	22.43	-71.54	25.73	-111.27	-275.82	-516.27	608.64	87.86	159.55	40.67	-63.04	221.81	313.33
3	23.80	-71.95	29.02	-113.37	-278.18	-526.15	616.95	89.33	165.66	41.01	-63.79	227.67	322.84
4	22.23	-72.37	26.21	-112.01	-277.30	-519.57	611.59	88.46	161.69	40.73	-63.22	224.09	316.71
5	21.27	-72.63	24.49	-111.17	-276.78	-515.59	608.36	87.93	159.28	40.55	-62.88	221.91	313.01
6	19.04	-73.11	20.37	-109.10	-275.31	-505.63	600.28	86.63	153.23	40.12	-62.03	216.41	303.68
7	18.34	-73.26	19.06	-108.45	-274.84	-502.44	597.69	86.21	151.30	39.99	-61.76	214.65	300.71
8	5.02	-59.87	-61.53	-76.76	-270.46	-352.71	447.16	63.59	64.36	37.44	-52.93	178.50	252.71
9	-3.92	-48.63	-49.76	-52.85	-193.02	-245.35	278.90	41.05	-0.13	25.65	-36.22	161.96	210.13
10	30.46	-45.38	-47.22	-89.66	-291.35	-414.39	497.02	72.02	-0.22	47.19	-65.51	247.07	349.12
11	33.83	-43.96	-45.83	-92.01	-296.32	-425.98	502.88	73.16	-0.22	48.67	-67.49	258.53	367.40
12	8.53	-54.70	-56.27	-74.83	-259.74	-347.77	393.28	57.89	-0.18	44.74	-60.05	197.80	271.69
13	9.56	-54.76	-56.37	-76.10	-263.34	-353.69	400.36	58.92	-0.19	45.82	-61.41	199.72	275.13
14	7.55	-54.60	-56.15	-73.54	-256.09	-341.85	386.20	56.86	-0.18	43.67	-58.69	195.88	268.25
15	29.60	-46.39	-48.22	-89.90	-292.96	-415.57	497.99	72.11	-0.22	47.16	-65.51	249.07	351.57
16	41.96	-42.29	-44.29	-99.58	-315.68	-453.94	621.51	86.62	-0.24	47.29	-67.56	257.62	377.61
17	46.17	-46.19	-48.40	-109.17	-346.39	-501.06	650.59	91.65	111.40	48.39	-70.58	259.31	393.91
18	39.06	-51.40	-53.60	-106.98	-345.72	-490.03	646.55	90.77	104.99	48.96	-70.75	245.49	372.74
19	36.81	-53.10	-55.30	-106.32	-345.67	-486.79	644.44	90.41	102.90	49.35	-71.02	240.98	365.77
20	30.74	-55.89	-58.02	-102.47	-337.79	-468.73	624.82	87.50	95.19	48.32	-69.18	226.96	341.35
21	38.82	-51.56	-53.76	-106.86	-345.58	-489.42	646.11	90.72	104.60	49.05	-70.81	244.60	371.44
22	39.67	-50.89	-53.09	-107.06	-345.46	-490.43	646.78	90.84	105.24	48.94	-70.73	245.91	373.56
23	45.62	-46.65	-48.85	-109.05	-346.53	-500.28	652.07	91.75	106.64	48.97	-71.15	257.11	390.27
24	44.26	-46.81	-48.97	-107.65	-342.73	-493.17	650.44	91.19	97.26	48.51	-70.39	253.21	383.79

Hora	Líneas												
	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
1	491.70	306.73	-172.69	290.47	-114.59	-29.04	-42.57	-35.73	-29.40	-102.58	72.57	34.78	35.04
2	451.37	291.79	-164.18	279.00	-109.48	-28.09	-40.65	-28.72	-33.19	-102.29	68.49	32.74	33.16
3	463.97	295.38	-167.32	282.23	-111.40	-28.47	-41.37	-30.88	-32.20	-102.78	69.97	33.48	33.84
4	455.82	293.18	-165.29	280.06	-110.14	-28.22	-40.90	-29.31	-32.99	-102.60	69.01	33.01	33.40
5	450.90	291.85	-164.05	278.75	-109.39	-28.06	-40.63	-28.37	-33.47	-102.51	68.44	32.72	33.13
6	438.53	288.49	-160.97	275.43	-107.49	-27.68	-39.92	-26.00	-34.67	-102.25	67.01	32.01	32.47
7	434.59	287.43	-159.98	274.38	-106.89	-27.56	-39.69	-25.26	-35.05	-102.17	66.55	31.78	32.26
8	346.90	260.19	-112.93	191.95	-74.31	-18.18	-27.67	-31.32	-11.45	-59.86	48.20	23.26	23.24
9	274.48	178.19	-77.61	174.90	-51.31	-12.66	-19.10	-18.60	-10.82	-43.85	32.94	15.87	15.94
10	464.22	323.94	-132.02	245.41	-85.96	-20.42	-32.02	-48.16	-1.96	-59.52	57.22	27.75	27.43
11	486.60	334.80	-135.51	249.67	-87.91	-20.66	-32.77	-52.80	1.33	-58.04	59.03	28.68	28.25
12	364.56	305.71	-110.06	209.45	-72.37	-17.67	-26.95	-31.13	-10.56	-57.78	47.02	22.70	22.67
13	369.68	312.80	-111.95	211.36	-73.60	-17.96	-27.41	-31.88	-10.52	-58.58	47.85	23.11	23.06
14	359.45	298.62	-108.16	207.52	-71.15	-17.38	-26.49	-30.39	-10.59	-56.98	46.20	22.31	22.28
15	467.10	324.79	-132.39	245.85	-86.15	-20.44	-32.10	-48.38	-1.86	-59.59	57.42	27.85	27.52
16	506.59	328.09	-146.75	244.29	-94.99	-22.21	-35.41	-59.62	3.87	-60.66	64.12	31.17	30.64
17	535.58	339.43	-161.03	236.79	-103.88	-24.09	-38.73	-68.63	7.46	-63.66	70.66	34.39	33.69
18	510.06	341.94	-157.76	230.13	-102.08	-23.89	-38.05	-63.70	3.81	-65.56	68.93	33.50	32.92
19	501.77	344.08	-156.78	228.16	-101.55	-23.85	-37.85	-61.99	2.50	-66.32	68.38	33.22	32.68
20	470.94	336.56	-151.05	223.09	-98.25	-23.35	-36.60	-54.84	-2.40	-68.29	65.50	31.76	31.36
21	508.52	342.32	-157.58	229.79	-101.98	-23.88	-38.01	-63.42	3.61	-65.66	68.83	33.45	32.88
22	511.07	341.64	-157.89	230.41	-102.15	-23.90	-38.07	-63.98	4.05	-65.40	68.99	33.53	32.95
23	531.49	343.05	-160.85	236.71	-103.86	-24.16	-38.72	-67.47	6.38	-64.57	70.48	34.29	33.63
24	522.85	339.94	-158.75	233.69	-102.55	-23.88	-38.23	-65.98	5.71	-64.26	69.52	33.81	33.17

ANEXO J: Precios por Generadores en el Despacho Final

Tabla J-1: Precios Finales para Unidades no Congestionadas

	rB	rQ	rR1	rR2	rR3
Hora	[\$/MW]	[\$/MVA]	[\$/R1]	[\$/R2]	[\$/R3]
1	12.569	0.000	0.720	0.010	0.001
2	12.088	0.000	0.229	0.010	0.001
3	12.237	0.000	0.409	0.010	0.001
4	12.140	0.000	0.250	0.010	0.001
5	12.082	0.000	0.227	0.010	0.001
6	11.935	0.000	0.100	0.010	0.001
7	11.888	0.000	0.050	0.010	0.001
8	10.851	0.000	0.050	0.010	0.001
9	9.999	0.000	0.050	0.010	0.001
10	12.240	0.000	0.291	0.010	0.001
11	12.507	0.000	0.509	0.010	0.001
12	11.060	0.000	0.050	0.010	0.001
13	11.120	0.000	0.050	0.010	0.001
14	10.999	0.000	0.050	0.010	0.001
15	12.274	0.000	0.279	0.010	0.001
16	12.746	0.000	0.804	0.010	0.001
17	13.092	0.000	1.160	0.340	0.001
18	12.787	0.000	1.063	0.210	0.001
19	12.688	0.000	1.041	0.110	0.001
20	12.320	0.000	0.645	0.010	0.001
21	12.769	0.000	1.059	0.195	0.001
22	12.799	0.000	1.065	0.220	0.001
23	13.462	0.000	1.432	0.604	0.351
24	12.940	0.000	1.084	0.275	0.001

Tabla J-2: Precios Unidad Generadora N° 8

	rB	rQ	rR1	rR2	rR3
Hora	[\$/MW]	[\$/MVA]	[\$/R1]	[\$/R2]	[\$/R3]
1	12.569	0.335	0.720	0.010	0.001
2	12.088	0.000	0.229	0.010	0.001
3	12.237	0.000	0.409	0.010	0.001
4	12.140	0.000	0.250	0.010	0.001
5	12.082	0.000	0.227	0.010	0.001
6	11.935	0.000	0.100	0.010	0.001
7	11.888	0.000	0.050	0.010	0.001
8	10.851	0.000	0.050	0.010	0.001
9	9.999	0.000	0.050	0.010	0.001
10	12.240	0.000	0.291	0.010	0.001
11	12.507	0.000	0.509	0.010	0.001
12	11.060	0.000	0.050	0.010	0.001
13	11.120	0.000	0.050	0.010	0.001
14	10.999	0.000	0.050	0.010	0.001
15	12.274	0.000	0.279	0.010	0.001
16	12.746	0.000	0.804	0.010	0.001
17	13.092	0.000	1.160	0.340	0.001
18	12.787	0.000	1.063	0.210	0.001
19	12.688	0.000	1.041	0.110	0.001
20	12.320	0.000	0.645	0.010	0.001
21	12.769	0.000	1.059	0.195	0.001
22	12.799	0.000	1.065	0.220	0.001
23	13.462	0.422	1.432	0.604	0.351
24	12.940	0.422	1.084	0.275	0.001

Tabla J-3: Precios Unidades Generadoras N° 9 y 10

	rB	rQ	rR1	rR2	rR3
Hora	[\$/MW]	[\$/MVA]	[\$/R1]	[\$/R2]	[\$/R3]
1	12.569	0.000	0.720	0.010	0.001
2	12.088	0.000	0.229	0.010	0.001
3	12.237	0.000	0.409	0.010	0.001
4	12.140	0.000	0.250	0.010	0.001
5	12.082	0.000	0.227	0.010	0.001
6	11.935	0.000	0.100	0.010	0.001
7	11.888	0.000	0.050	0.010	0.001
8	10.851	0.000	0.050	0.010	0.001
9	9.999	0.000	0.050	0.010	0.001
10	11.608	0.000	0.291	0.010	0.000
11	11.874	0.000	0.509	0.010	0.000
12	11.060	0.000	0.050	0.010	0.001
13	11.120	0.000	0.050	0.010	0.001
14	10.999	0.000	0.050	0.010	0.001
15	11.629	0.000	0.279	0.010	0.000
16	12.137	0.000	0.804	0.010	0.000
17	13.092	0.000	1.160	0.340	0.001
18	12.787	0.000	1.063	0.210	0.001
19	12.688	0.000	1.041	0.110	0.001
20	12.320	0.000	0.645	0.010	0.001
21	12.769	0.000	1.059	0.195	0.001
22	12.799	0.000	1.065	0.220	0.001
23	13.462	0.000	1.432	0.604	0.351
24	12.940	0.000	1.084	0.275	0.001

Tabla J-4: Precios Unidades Generadoras N° 11 y 12

	rB	rQ	rR1	rR2	rR3
Hora	[\$/MW]	[\$/MVA]	[\$/R1]	[\$/R2]	[\$/R3]
1	12.569	0.497	0.720	0.010	0.001
2	12.088	0.000	0.229	0.010	0.001
3	12.237	0.000	0.409	0.010	0.001
4	12.140	0.000	0.250	0.010	0.001
5	12.082	0.000	0.227	0.010	0.001
6	11.935	0.000	0.100	0.010	0.001
7	11.888	0.000	0.050	0.010	0.001
8	10.851	0.000	0.050	0.010	0.001
9	9.999	0.000	0.050	0.010	0.001
10	12.240	0.000	0.291	0.010	0.001
11	12.507	0.000	0.509	0.010	0.001
12	11.060	0.000	0.050	0.010	0.001
13	11.120	0.000	0.050	0.010	0.001
14	10.999	0.000	0.050	0.010	0.001
15	12.274	0.000	0.279	0.010	0.001
16	12.746	0.000	0.804	0.010	0.001
17	13.092	0.000	1.160	0.340	0.001
18	12.787	0.000	1.063	0.210	0.001
19	12.688	0.000	1.041	0.110	0.001
20	12.320	0.000	0.645	0.010	0.001
21	12.769	0.000	1.059	0.195	0.001
22	12.799	0.000	1.065	0.220	0.001
23	13.462	0.500	1.432	0.604	0.351
24	12.940	0.500	1.084	0.275	0.001

ANEXO K: Oferta de Generadores en el Despacho Final

Tabla K-1: Oferta Final de Unidad Generadora N° 1

Hora	P [MW]	Q [MVA _r]	R1 [MW]	R2 [MW]	R3 [MW]	Ben [\$]	Estado	f.p
1	130.176	63.047	1.125	4.500	54.739	296.94	ON	0.90
2	121.464	58.828	1.125	4.500	64.796	235.79	ON	0.90
3	124.169	60.138	1.125	4.500	61.684	254.36	ON	0.90
4	122.416	59.289	1.125	4.500	63.702	242.24	ON	0.90
5	121.358	58.776	1.125	4.500	64.917	235.08	ON	0.90
6	118.721	57.499	1.125	4.500	67.500	217.30	ON	0.90
7	117.876	57.090	1.125	4.500	67.500	211.72	ON	0.90
8	99.109	48.001	1.125	4.500	67.500	99.17	ON	0.90
9	83.707	40.541	1.125	4.500	67.500	21.34	ON	0.90
10	124.226	60.166	1.125	4.500	61.618	254.62	ON	0.90
11	129.045	62.500	1.125	4.500	56.050	288.60	ON	0.90
12	102.889	49.832	1.125	4.500	67.500	120.27	ON	0.90
13	103.982	50.361	1.125	4.500	67.500	126.52	ON	0.90
14	101.799	49.303	1.125	4.500	67.500	114.10	ON	0.90
15	124.842	60.464	1.125	4.500	60.909	258.85	ON	0.90
16	133.368	64.593	1.125	4.500	51.026	320.28	ON	0.90
17	139.640	67.631	1.125	4.500	43.697	369.50	ON	0.90
18	134.114	64.954	1.125	4.500	50.159	327.00	ON	0.90
19	132.323	64.087	1.125	4.500	52.245	313.33	ON	0.90
20	125.672	60.866	1.125	4.500	59.951	265.01	ON	0.90
21	133.783	64.794	1.125	4.500	50.546	324.47	ON	0.90
22	134.335	65.061	1.125	4.500	49.902	328.68	ON	0.90
23	138.903	67.274	1.125	4.500	44.561	437.92	ON	0.90
24	136.890	66.299	1.125	4.500	46.918	348.11	ON	0.90

Tabla K-2: Oferta Final de Unidad Generadora N° 2

Hora	P [MW]	Q [MVA _r]	R1 [MW]	R2 [MW]	R3 [MW]	Ben [\$]	Estado	f.p
1	113.872	55.151	1.125	4.500	67.500	144.80	ON	0.90
2	104.123	50.429	1.125	4.500	67.500	91.76	ON	0.90
3	107.150	51.895	1.125	4.500	67.500	107.76	ON	0.90
4	105.188	50.945	1.125	4.500	67.500	97.29	ON	0.90
5	104.016	50.377	1.125	4.500	67.500	91.15	ON	0.90
6	101.031	48.931	1.125	4.500	67.500	75.94	ON	0.90
7	100.085	48.473	1.125	4.500	67.500	71.19	ON	0.90
8	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
9	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
11	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
12	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
13	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
14	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
15	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
16	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
17	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
18	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
19	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
20	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
21	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
22	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
23	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
24	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-

Tabla K-3: Oferta Final de Unidad Generadora N° 3

Hora	P [MW]	Q [MVA _r]	R1 [MW]	R2 [MW]	R3 [MW]	Ben [\$]	Estado	f.p
1	270.230	130.878	1.493	0.000	0.000	890.86	ON	0.90
2	271.440	131.464	0.000	0.000	0.000	760.12	ON	0.90
3	271.440	131.464	0.000	0.000	0.000	800.70	ON	0.90
4	271.440	131.464	0.000	0.000	0.000	774.40	ON	0.90
5	271.440	131.464	0.000	0.000	0.000	758.53	ON	0.90
6	271.440	131.464	0.000	0.000	0.000	718.65	ON	0.90
7	271.440	131.464	0.000	0.000	0.000	705.97	ON	0.90
8	229.901	111.346	4.125	16.500	29.767	442.51	ON	0.90
9	188.613	91.349	4.125	16.500	78.195	264.34	ON	0.90
10	271.440	131.464	0.000	0.000	0.000	801.56	ON	0.90
11	271.440	131.464	0.000	0.000	0.000	873.88	ON	0.90
12	240.035	116.254	4.125	16.500	17.634	491.61	ON	0.90
13	242.963	117.672	4.125	16.500	14.110	506.19	ON	0.90
14	237.111	114.838	4.125	16.500	21.145	477.22	ON	0.90
15	271.440	131.464	0.000	0.000	0.000	810.80	ON	0.90
16	271.440	131.464	0.000	0.000	0.000	938.73	ON	0.90
17	269.336	130.445	2.595	0.000	0.000	1032.90	ON	0.90
18	268.094	129.844	4.125	0.000	0.000	950.59	ON	0.90
19	268.094	129.844	4.125	0.000	0.000	923.95	ON	0.90
20	268.094	129.844	4.125	0.000	0.000	823.74	ON	0.90
21	268.094	129.844	4.125	0.000	0.000	945.66	ON	0.90
22	268.094	129.844	4.125	0.000	0.000	953.87	ON	0.90
23	270.875	131.191	0.698	0.000	0.000	1133.18	ON	0.90
24	268.094	129.844	4.125	0.000	0.000	991.82	ON	0.90

Tabla K-4: Oferta Final de Unidad Generadora N° 4

Hora	P [MW]	Q [MVA _r]	R1 [MW]	R2 [MW]	R3 [MW]	Ben [\$]	Estado	f.p
1	128.215	62.097	1.875	7.500	4.428	202.01	ON	0.90
2	113.824	55.127	1.875	7.500	21.667	142.81	ON	0.90
3	118.291	57.291	1.875	7.500	16.357	160.50	ON	0.90
4	115.395	55.888	1.875	7.500	19.803	148.88	ON	0.90
5	113.647	55.042	1.875	7.500	21.876	142.14	ON	0.90
6	109.257	52.916	1.875	7.500	27.056	125.53	ON	0.90
7	107.861	52.239	1.875	7.500	28.696	120.36	ON	0.90
8	76.861	37.225	1.875	7.500	62.764	24.54	ON	0.90
9	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
11	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
12	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
13	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
14	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
15	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
16	133.158	64.492	1.875	5.913	0.000	225.24	ON	0.90
17	131.858	63.862	1.875	7.500	0.000	274.08	ON	0.90
18	131.858	63.862	1.875	7.500	0.000	232.64	ON	0.90
19	131.761	63.815	1.875	7.500	0.118	218.79	ON	0.90
20	120.774	58.494	1.875	7.500	13.390	170.87	ON	0.90
21	131.858	63.862	1.875	7.500	0.000	230.10	ON	0.90
22	131.858	63.862	1.875	7.500	0.000	234.33	ON	0.90
23	132.878	64.356	1.875	6.255	0.000	325.32	ON	0.90
24	131.858	63.862	1.875	7.500	0.000	253.40	ON	0.90

Tabla K-5: Oferta Final de Unidad Generadora N° 5

Hora	P [MW]	Q [MVA _r]	R1 [MW]	R2 [MW]	R3 [MW]	Ben [\$]	Estado	f.p
1	124.220	60.163	1.875	7.500	11.420	205.27	ON	0.90
2	111.233	53.872	1.875	7.500	26.860	147.65	ON	0.90
3	115.265	55.825	1.875	7.500	22.100	164.92	ON	0.90
4	112.652	54.560	1.875	7.500	25.188	153.58	ON	0.90
5	111.075	53.796	1.875	7.500	27.046	147.00	ON	0.90
6	107.113	51.877	1.875	7.500	31.693	130.73	ON	0.90
7	105.853	51.267	1.875	7.500	33.166	125.66	ON	0.90
8	77.879	37.719	1.875	7.500	63.746	30.36	ON	0.90
9	67.000	32.450	1.875	7.500	74.625	-28.88	ON	0.90
10	115.350	55.867	1.875	7.500	21.998	165.07	ON	0.90
11	122.535	59.346	1.875	7.500	13.442	197.16	ON	0.90
12	83.515	40.448	1.875	7.500	58.110	47.22	ON	0.90
13	85.143	41.237	1.875	7.500	56.482	52.31	ON	0.90
14	81.889	39.661	1.875	7.500	59.736	42.24	ON	0.90
15	116.268	56.311	1.875	7.500	20.911	168.98	ON	0.90
16	128.978	62.467	1.875	7.500	5.685	227.76	ON	0.90
17	133.658	64.734	1.875	7.500	0.000	276.85	ON	0.90
18	130.091	63.006	1.875	7.500	4.336	235.10	ON	0.90
19	127.420	61.713	1.875	7.500	7.567	221.55	ON	0.90
20	117.506	56.911	1.875	7.500	19.442	175.03	ON	0.90
21	129.597	62.767	1.875	7.500	4.935	232.59	ON	0.90
22	130.422	63.166	1.875	7.500	3.936	236.77	ON	0.90
23	133.658	64.734	1.875	7.500	0.000	328.74	ON	0.90
24	133.658	64.734	1.875	7.500	0.000	255.90	ON	0.90

Tabla K-6: Oferta Final de Unidad Generadora N° 6

Hora	P [MW]	Q [MVA _r]	R1 [MW]	R2 [MW]	R3 [MW]	Ben [\$]	Estado	f.p
1	30.794	14.914	3.750	8.759	0.000	43.91	ON	0.90
2	25.767	12.479	3.750	14.483	0.000	28.45	ON	0.90
3	27.318	13.231	3.750	12.780	0.000	33.09	ON	0.90
4	26.303	12.739	3.750	13.939	0.000	29.90	ON	0.90
5	25.705	12.450	3.750	14.545	0.000	28.29	ON	0.90
6	24.261	11.750	3.750	15.000	0.989	24.14	ON	0.90
7	23.771	11.513	3.750	15.000	1.479	22.83	ON	0.90
8	12.903	6.249	3.750	15.000	12.347	3.81	ON	0.90
9	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
11	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
12	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
13	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
14	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
15	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
16	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
17	32.205	15.598	3.750	7.107	0.000	64.66	ON	0.90
18	30.630	14.835	3.750	8.951	0.000	53.65	ON	0.90
19	30.818	14.926	3.750	8.732	0.000	49.64	ON	0.90
20	28.188	13.652	3.750	11.780	0.000	36.28	ON	0.90
21	30.627	14.833	3.750	8.955	0.000	52.94	ON	0.90
22	30.640	14.840	3.750	8.939	0.000	54.12	ON	0.90
23	32.804	15.887	3.750	6.403	0.000	79.48	ON	0.90
24	31.426	15.221	3.750	8.020	0.000	59.05	ON	0.90

Tabla K-7: Oferta Final de Unidad Generadora N° 7

Hora	P [MW]	Q [MVAr]	R1 [MW]	R2 [MW]	R3 [MW]	Ben [\$]	Estado	f.p
1	462.614	224.054	4.313	0.000	0.000	1223.30	ON	0.90
2	462.614	224.054	4.313	0.000	0.000	998.39	ON	0.90
3	462.614	224.054	4.313	0.000	0.000	1068.35	ON	0.90
4	462.614	224.054	4.313	0.000	0.000	1022.83	ON	0.90
5	462.614	224.054	4.313	0.000	0.000	995.67	ON	0.90
6	462.614	224.054	4.313	0.000	0.000	927.17	ON	0.90
7	462.614	224.054	4.313	0.000	0.000	905.34	ON	0.90
8	353.072	171.001	4.313	17.250	114.220	479.44	ON	0.90
9	258.279	125.090	4.313	17.250	218.158	219.18	ON	0.90
10	466.110	225.747	0.000	0.000	0.000	1069.41	ON	0.90
11	466.110	225.747	0.000	0.000	0.000	1193.59	ON	0.90
12	376.341	182.270	4.313	17.250	86.863	555.65	ON	0.90
13	383.064	185.526	4.313	17.250	78.903	578.57	ON	0.90
14	369.628	179.019	4.313	17.250	94.785	533.17	ON	0.90
15	466.110	225.747	0.000	0.000	0.000	1085.27	ON	0.90
16	462.614	224.054	4.313	0.000	0.000	1305.28	ON	0.90
17	462.614	224.054	4.313	0.000	0.000	1467.23	ON	0.90
18	462.614	224.054	4.313	0.000	0.000	1325.50	ON	0.90
19	462.614	224.054	4.313	0.000	0.000	1279.59	ON	0.90
20	462.614	224.054	4.313	0.000	0.000	1107.80	ON	0.90
21	462.614	224.054	4.313	0.000	0.000	1317.01	ON	0.90
22	462.614	224.054	4.313	0.000	0.000	1331.16	ON	0.90
23	462.614	224.054	4.313	0.000	0.000	1639.39	ON	0.90
24	462.614	224.054	4.313	0.000	0.000	1396.58	ON	0.90

Tabla K-8: Oferta Final de Unidad Generadora N° 8

Hora	P [MW]	Q [MVA _r]	R1 [MW]	R2 [MW]	R3 [MW]	Ben [\$]	Estado	f.p
1	103.590	139.884	1.125	0.000	0.000	114.90	ON	0.60
2	99.619	48.247	1.125	4.500	67.500	34.84	ON	0.90
3	103.365	50.062	1.125	4.500	67.500	50.22	ON	0.90
4	100.936	48.885	1.125	4.500	67.500	40.14	ON	0.90
5	99.469	48.175	1.125	4.500	67.500	34.26	ON	0.90
6	95.785	46.391	1.125	4.500	67.500	19.77	ON	0.90
7	94.614	45.824	1.125	4.500	67.500	15.27	ON	0.90
8	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
9	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
11	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
12	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
13	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
14	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
15	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
16	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
17	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
18	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
19	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
20	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
21	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
22	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
23	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
24	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-

Tabla K-9: Oferta Final de Unidad Generadora N° 9

Hora	P [MW]	Q [MVA _r]	R1 [MW]	R2 [MW]	R3 [MW]	Ben [\$]	Estado	f.p
1	425.880	206.263	0.000	0.000	0.000	1123.09	ON	0.90
2	425.880	206.263	0.000	0.000	0.000	917.99	ON	0.90
3	425.880	206.263	0.000	0.000	0.000	981.67	ON	0.90
4	425.880	206.263	0.000	0.000	0.000	940.40	ON	0.90
5	425.880	206.263	0.000	0.000	0.000	915.49	ON	0.90
6	425.880	206.263	0.000	0.000	0.000	852.93	ON	0.90
7	425.880	206.263	0.000	0.000	0.000	833.03	ON	0.90
8	355.963	172.401	7.500	30.000	47.214	409.30	ON	0.90
9	236.744	114.660	7.500	30.000	180.756	156.98	ON	0.90
10	419.795	203.316	7.500	0.000	0.000	714.15	ON	0.90
11	419.795	203.316	7.500	0.000	0.000	827.60	ON	0.90
12	385.226	186.573	7.500	30.000	12.140	486.74	ON	0.90
13	393.681	190.669	7.500	30.000	1.905	510.25	ON	0.90
14	376.784	182.485	7.500	30.000	22.314	463.77	ON	0.90
15	419.795	203.316	7.500	0.000	0.000	722.71	ON	0.90
16	419.795	203.316	7.500	0.000	0.000	940.05	ON	0.90
17	425.880	206.263	0.000	0.000	0.000	1345.90	ON	0.90
18	425.880	206.263	0.000	0.000	0.000	1215.81	ON	0.90
19	425.880	206.263	0.000	0.000	0.000	1173.63	ON	0.90
20	425.880	206.263	0.000	0.000	0.000	1017.05	ON	0.90
21	425.880	206.263	0.000	0.000	0.000	1208.01	ON	0.90
22	425.880	206.263	0.000	0.000	0.000	1221.01	ON	0.90
23	425.880	206.263	0.000	0.000	0.000	1503.30	ON	0.90
24	425.880	206.263	0.000	0.000	0.000	1281.16	ON	0.90

Tabla K-10: Oferta Final de Unidad Generadora N° 10

Hora	P [MW]	Q [MVAr]	R1 [MW]	R2 [MW]	R3 [MW]	Ben [\$]	Estado	f.p
1	385.088	186.507	7.500	30.000	4.353	855.76	ON	0.90
2	345.615	167.389	7.500	30.000	51.677	676.12	ON	0.90
3	357.870	173.324	7.500	30.000	37.089	730.07	ON	0.90
4	349.928	169.478	7.500	30.000	46.554	694.58	ON	0.90
5	345.135	167.157	7.500	30.000	52.246	674.08	ON	0.90
6	333.094	161.325	7.500	30.000	66.484	623.31	ON	0.90
7	329.264	159.470	7.500	30.000	70.994	607.47	ON	0.90
8	244.243	118.292	7.500	30.000	166.257	309.98	ON	0.90
9	174.455	84.492	7.500	30.000	236.045	131.74	ON	0.90
10	306.389	148.391	7.500	30.000	0.000	520.12	ON	0.90
11	328.222	158.965	7.500	30.000	0.000	606.27	ON	0.90
12	261.371	126.588	7.500	30.000	149.129	362.80	ON	0.90
13	266.309	128.979	7.500	30.000	143.882	378.73	ON	0.90
14	256.430	124.195	7.500	30.000	154.070	347.20	ON	0.90
15	308.078	149.209	7.500	30.000	0.000	526.36	ON	0.90
16	349.746	169.390	7.500	30.000	0.000	697.50	ON	0.90
17	394.096	190.869	7.500	23.412	0.000	1072.42	ON	0.90
18	388.677	188.245	7.500	30.000	0.000	948.87	ON	0.90
19	388.677	188.245	7.500	30.000	0.000	907.20	ON	0.90
20	364.680	176.623	7.500	30.000	28.943	761.85	ON	0.90
21	388.677	188.245	7.500	30.000	0.000	941.26	ON	0.90
22	388.677	188.245	7.500	30.000	0.000	953.93	ON	0.90
23	397.926	192.724	7.500	18.744	0.000	1226.39	ON	0.90
24	388.677	188.245	7.500	30.000	0.000	1010.63	ON	0.90

Tabla K-11: Oferta Final de Unidad Generadora N° 11

Hora	P [MW]	Q [MVA _r]	R1 [MW]	R2 [MW]	R3 [MW]	Ben [\$]	Estado	f.p
1	70.570	127.225	1.125	0.000	0.000	121.28	ON	0.49
2	69.436	33.629	1.125	4.500	67.500	40.68	ON	0.90
3	72.480	35.104	1.125	4.500	67.500	51.49	ON	0.90
4	70.507	34.148	1.125	4.500	67.500	44.39	ON	0.90
5	69.317	33.572	1.125	4.500	67.500	40.27	ON	0.90
6	66.326	32.123	1.125	4.500	67.500	30.17	ON	0.90
7	65.375	31.662	1.125	4.500	67.500	27.03	ON	0.90
8	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
9	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
11	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
12	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
13	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
14	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
15	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
16	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
17	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
18	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
19	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
20	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
21	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
22	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
23	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
24	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-

Tabla K-12: Oferta Final de Unidad Generadora N° 12

Hora	P [MW]	Q [MVA _r]	R1 [MW]	R2 [MW]	R3 [MW]	Ben [\$]	Estado	f.p
1	90.818	126.687	1.125	0.000	0.000	206.04	ON	0.58
2	90.676	43.917	1.125	4.500	67.500	120.80	ON	0.90
3	93.807	45.433	1.125	4.500	65.568	134.80	ON	0.90
4	91.786	44.454	1.125	4.500	67.500	125.63	ON	0.90
5	90.553	43.857	1.125	4.500	67.500	120.27	ON	0.90
6	87.456	42.357	1.125	4.500	67.500	107.05	ON	0.90
7	86.471	41.880	1.125	4.500	67.500	102.93	ON	0.90
8	64.603	31.289	1.125	4.500	67.500	24.56	ON	0.90
9	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
11	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
12	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
13	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
14	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
15	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
16	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	OFF	-
17	111.832	54.163	1.125	4.500	45.371	225.06	ON	0.90
18	105.393	51.044	1.125	4.500	52.814	191.19	ON	0.90
19	103.305	50.033	1.125	4.500	55.214	180.38	ON	0.90
20	95.559	46.281	1.125	4.500	63.816	142.93	ON	0.90
21	105.007	50.857	1.125	4.500	53.259	189.19	ON	0.90
22	105.650	51.169	1.125	4.500	52.518	192.52	ON	0.90
23	107.144	108.196	1.125	4.500	10.986	297.59	ON	0.70
24	97.779	120.853	1.125	4.500	0.000	241.82	ON	0.63

Tabla K-13: Oferta Final de Unidad Generadora N° 13

	P [MW]	Q [MVA _r]	R1 [MW]	R2 [MW]	R3 [MW]	Ben [\$]	Estado	f.p
1	501.317	242.799	4.875	19.500	131.917	1368.79	ON	0.9
2	459.295	222.447	4.875	19.500	181.099	1135.08	ON	0.9
3	472.343	228.766	4.875	19.500	165.904	1205.61	ON	0.9
4	463.887	224.671	4.875	19.500	175.759	1159.48	ON	0.9
5	458.784	222.199	4.875	19.500	181.693	1132.38	ON	0.9
6	445.965	215.991	4.875	19.500	196.555	1065.31	ON	0.9
7	441.889	214.017	4.875	19.500	201.267	1044.32	ON	0.9
8	351.462	170.221	4.875	19.500	292.500	632.83	ON	0.9
9	277.168	134.239	4.875	19.500	292.500	365.22	ON	0.9
10	472.619	228.900	4.875	19.500	165.581	1206.53	ON	0.9
11	495.865	240.158	4.875	19.500	138.338	1336.60	ON	0.9
12	369.609	179.010	4.875	19.500	280.016	708.17	ON	0.9
13	374.878	181.562	4.875	19.500	274.747	730.64	ON	0.9
14	364.349	176.462	4.875	19.500	285.276	686.05	ON	0.9
15	475.587	230.337	4.875	19.500	162.115	1222.60	ON	0.9
16	516.712	250.255	4.875	19.500	113.721	1459.00	ON	0.9
17	546.969	264.909	4.875	19.500	77.674	1651.60	ON	0.9
18	520.315	252.000	4.875	19.500	109.449	1485.57	ON	0.9
19	511.673	247.814	4.875	19.500	119.688	1432.41	ON	0.9
20	479.593	232.278	4.875	19.500	157.430	1246.30	ON	0.9
21	518.716	251.225	4.875	19.500	111.346	1475.74	ON	0.9
22	521.380	252.516	4.875	19.500	108.184	1492.14	ON	0.9
23	542.696	262.840	4.875	19.500	82.787	1887.52	ON	0.9
24	533.704	258.485	4.875	19.500	93.524	1567.82	ON	0.9