

# UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



## EVALUACIÓN DEL PUNTO DE EQUILIBRIO ENTRE COSTO DE LA OPERACIÓN Y RIESGO DE INCREMENTAR LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

### TESIS

PARA OPTAR EL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS  
MENCIÓN: SISTEMAS DE POTENCIA

PRESENTADO POR:

JIM LEE CHUQUISANA GUARDIA

LIMA - PERÚ

2009

## Índice

<b>Agradecimientos</b> .....	<b>III</b>
<b>Índice de tablas</b> .....	<b>VII</b>
<b>Índice de figuras</b> .....	<b>VIII</b>
<b>Lista de acrónimos</b> .....	<b>XI</b>
<b>Resumen</b> .....	<b>XII</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>XIII</b>
<b>Capítulo I Introducción</b> .....	<b>1</b>
1.1 Planteamiento del problema .....	1
1.2 Preguntas a responder .....	5
1.3 Objetivo .....	5
1.4 Alcances .....	5
1.5 Aportes.....	7
<b>Capítulo II Marco Conceptual</b> .....	<b>8</b>
2.1 Generalidades.....	8
2.2 Límites de transferencia en transmisión .....	8
2.3 Variaciones de la frecuencia y la potencia en los sistemas eléctricos de potencia .....	9
2.3.1 Características dinámicas del sistema de potencia durante las variaciones de la frecuencia .....	9
2.3.2 Inestabilidad de la frecuencia (alud de frecuencia) .....	14
2.3.3 Medidas para prevenir la inestabilidad de la frecuencia (rechazo automático por frecuencia) .....	15
2.4 Riesgo en sistemas de potencia.....	16
2.4.1 Conceptos básicos de la evaluación del riesgo en sistemas de potencia.....	17
2.4.2 Evaluación del riesgo en la planificación de la operación de la transmisión .....	19
2.4.3 Concepto de la evaluación del riesgo en el planeamiento de la operación .....	21
2.5 El Concepto de equilibrio .....	22
2.6 Método Trade-Off / Risk .....	23
2.6.1 Formulación del problema de planeamiento (operación) .....	24
2.6.2 La base de datos del planeamiento.....	26
2.6.3 Principios del análisis de Compromiso .....	26
2.6.4 Incertidumbre y Riesgo.....	30

<b>Capítulo III Metodología de Evaluación .....</b>	<b>34</b>
3.1 Generalidades.....	34
3.2 Desarrollo de la metodología .....	34
3.2.1 Incertidumbres.....	35
3.2.2 Opciones .....	35
3.2.3 Escenarios.....	36
3.2.4 Atributos .....	36
3.2.5 Análisis de decisión .....	36
<b>Capítulo IV Aplicación de la metodología y resultados.....</b>	<b>38</b>
4.1 Generalidades.....	38
4.2 Elección del enlace de transmisión .....	40
4.3 Atributos.....	43
4.3.1 Atributos de riesgo de la operación .....	43
4.3.2 Atributos de costos.....	43
4.4 Opciones.....	44
4.5 Incertidumbres .....	44
4.5.1 Demanda.....	45
4.5.2 Hidrología .....	45
4.6 Escenarios Factibles .....	45
4.7 Simulaciones eléctricas de la operación.....	48
4.7.1 Criterios y premisas.....	48
4.7.2 Resultados .....	49
4.8 Simulaciones de despacho .....	69
4.8.1 Modelo Utilizado.....	69
4.8.2 Criterios y premisas.....	70
4.8.3 Resultados .....	71
4.9 Curvas Trade Off.....	79
4.9.1 Escenario “Demanda promedio – Hidrología promedio” .....	81
4.9.2 Escenario “Demanda promedio – Hidrología seca” .....	83
4.9.3 Escenario “Demanda promedio – Hidrología húmeda” .....	84
4.9.4 Escenario “Demanda optimista – Hidrología promedio” .....	86
4.9.5 Escenario “Demanda optimista – Hidrología seca” .....	87
4.9.6 Escenario “Demanda optimista – Hidrología húmeda” .....	88
4.9.7 Escenario “Demanda pesimista – Hidrología promedio” .....	89
4.9.8 Escenario “Demanda pesimista – Hidrología seca” .....	90
4.9.9 Escenario “Demanda pesimista – Hidrología húmeda” .....	92
<b>Conclusiones .....</b>	<b>94</b>
<b>Recomendaciones .....</b>	<b>96</b>

<b>Bibliografía .....</b>	<b>97</b>
<b>Anexos.....</b>	<b>99</b>
<b>Anexo A: demanda del SEIN .....</b>	<b>100</b>
<b>Anexo B: rechazos de carga y ENS .....</b>	<b>129</b>
<b>Anexo C: proyectos de equipamientos, despachos del SEIN y costos de las unidades térmicas .....</b>	<b>131</b>

## Índice de tablas

Tabla 1.1:	Tiempo de sobrecarga de principales líneas de transmisión.....	3
Tabla 1.2:	Horas de congestión de equipos del SEIN.....	4
Tabla 2.1:	Conceptos usados en el Trade Off/Risk.....	24
Tabla 2.2:	Opciones, incertidumbres y atributos.....	25
Tabla 4.1:	Opciones de flujo de potencia.....	44
Tabla 4.2:	Etapas y porcentajes de rechazo de carga en el área Sur (280 MW).....	50
Tabla 4.3:	Etapas y porcentajes de rechazo de carga en el área Sur (290 MW).....	52
Tabla 4.4:	Etapas y porcentajes de rechazo de carga en el área Sur (300 MW).....	55
Tabla 4.5:	Etapas y porcentajes de rechazo de carga en el área Sur (310 MW).....	57
Tabla 4.6:	Etapas y porcentajes de rechazo de carga en el área Sur (320 MW).....	60
Tabla 4.7:	Etapas y porcentajes de rechazo de carga en el área Sur (330 MW).....	62
Tabla 4.8:	Etapas y porcentajes de rechazo de carga en el área Sur (340 MW).....	65
Tabla 4.9:	Volúmenes mínimos para el lago Junín.....	71
Tabla 4.10:	Magnitud de costo de operación y pago de la sociedad (demanda promedio – hidrología seca).....	72
Tabla 4.11:	Magnitud de costo de operación y pago de la sociedad (demanda promedio – hidrología promedio).....	73
Tabla 4.12:	Magnitud de costo de operación y pago de la sociedad (demanda promedio – hidrología húmeda).....	73
Tabla 4.13:	Magnitud de costo de operación y pago de la sociedad (demanda optimista – hidrología seca).....	74
Tabla 4.14:	Magnitud de costo de operación y pago de la sociedad (demanda optimista – hidrología promedio).....	75
Tabla 4.15:	Magnitud de costo de operación y pago de la sociedad (demanda optimista – hidrología húmeda).....	76
Tabla 4.16:	Magnitud de costo de operación y pago de la sociedad (demanda pesimista – hidrología seca).....	77
Tabla 4.17:	Magnitud de costo de operación y pago de la sociedad (demanda pesimista – hidrología promedio).....	78
Tabla 4.18:	Magnitud de costo de operación y pago de la sociedad (demanda pesimista – hidrología húmeda).....	79

## Índice de figuras

Figura 1.1:	Cargabilidad de las líneas de transmisión de 220 kV.....	2
Figura 2.1	Características de la variación de la frecuencia para diferentes efectos reguladores de la carga.....	13
Figura 2.2	Colapso de frecuencia.....	15
Figura 2.3	Curva de equilibrio.....	22
Figura 2.4	Dominación estricta.....	27
Figura 2.5	Dominación significativa.....	28
Figura 2.6	Dos listas cortas.....	29
Figura 2.7	Curvas de Compromiso.....	31
Figura 3.1	Metodología de análisis de decisiones.....	35
Figura 4.1	Diagrama de pasos que sigue la metodología de análisis de decisiones.....	39
Figura 4.2	Áreas operativas importantes del SEIN.....	41
Figura 4.3	Horas de sobrecarga de las líneas de transmisión del SEIN.....	42
Figura 4.4	Numero de fallas en líneas de transmisión.....	42
Figura 4.5	Diagrama de escenarios factibles.....	47
Figura 4.6	Comportamiento de la frecuencia del área Sur y área Centro – Norte (280 MW).....	50
Figura 4.7	Comportamiento de los voltajes en el área Sur y área Centro (280 MW).....	51
Figura 4.8	Flujos de potencia en líneas de transmisión (280 MW).....	51
Figura 4.9	Comportamiento de la frecuencia del área Sur y área Centro – Norte (290 MW).....	53
Figura 4.10	Comportamiento de los voltajes en el área Sur y área Centro (290 MW).....	53
Figura 4.11	Flujos de potencia en líneas de transmisión (290 MW).....	54
Figura 4.12	Comportamiento de la frecuencia del área Sur y área Centro – Norte (300 MW).....	55
Figura 4.13	Comportamiento de los voltajes en el área Sur y área Centro (300 MW).....	56
Figura 4.14	Flujos de potencia en líneas de transmisión (300 MW).....	56
Figura 4.15	Comportamiento de la frecuencia del área Sur y área Centro – Norte (310 MW).....	58
Figura 4.16	Comportamiento de los voltajes en el área Sur y área Centro (310 MW).....	58
Figura 4.17	Flujos de potencia en líneas de transmisión (310 MW).....	59
Figura 4.18	Comportamiento de la frecuencia del área Sur y área Centro – Norte (320 MW).....	60
Figura 4.19	Comportamiento de los voltajes en el área Sur y área Centro (320 MW).....	61
Figura 4.20	Flujos de potencia en líneas de transmisión (320 MW).....	61

Figura 4.21	Comportamiento de la frecuencia del área Sur y área Centro – Norte (330 MW).....	63
Figura 4.22	Comportamiento de los voltajes en el área Sur y área Centro (330 MW).....	63
Figura 4.23	Flujos de potencia en líneas de transmisión (330 MW).....	64
Figura 4.24	Comportamiento de la frecuencia del área Sur y área Centro – Norte (340 MW).....	65
Figura 4.25	Comportamiento de los voltajes en el área Sur y área Centro (340 MW).....	66
Figura 4.26	Flujos de potencia en líneas de transmisión (340 MW).....	66
Figura 4.27	Comportamiento de la frecuencia del área Sur y área Centro – Norte (350 MW).....	67
Figura 4.28	Comportamiento de los voltajes en el área Sur y área Centro (350 MW).....	68
Figura 4.29	Flujos de potencia en líneas de transmisión (350 MW).....	68
Figura 4.30	Flujos de potencia y costo de operación.....	80
Figura 4.31	Flujos de potencia y pago de la sociedad.....	80
Figura 4.32	Flujos de potencia y energía no suministrada estimada.....	81
Figura 4.33	Curva Trade–Off de ENS y costo de operación (demanda promedio – hidrología promedio).....	82
Figura 4.34	Curva Trade–Off de ENS y pago de la sociedad (demanda promedio – hidrología promedio).....	83
Figura 4.35	Curva Trade–Off de ENS y costo de operación (demanda promedio – hidrología seca).....	83
Figura 4.36	Curva Trade–Off de ENS y pago de la sociedad (demanda promedio – hidrología seca).....	84
Figura 4.37	Curva Trade–Off de ENS y costo de operación (demanda promedio – hidrología húmeda).....	85
Figura 4.38	Curva Trade–Off de ENS y pago de la sociedad (demanda promedio – hidrología húmeda).....	85
Figura 4.39	Curva Trade–Off de ENS y costo de operación (demanda optimista – hidrología promedio).....	86
Figura 4.40	Curva Trade–Off de ENS y pago de la sociedad (demanda optimista – hidrología promedio).....	86
Figura 4.41	Curva Trade–Off de ENS y costo de operación (demanda optimista – hidrología seca).....	87
Figura 4.42	Curva Trade–Off de ENS y pago de la sociedad (demanda optimista – hidrología seca).....	88
Figura 4.43	Curva Trade–Off de ENS y costo de operación (demanda optimista – hidrología húmeda).....	88

Figura 4.44	Curva Trade-Off de ENS y pago de la sociedad (demanda optimista – hidrología húmeda).....	89
Figura 4.45	Curva Trade-Off de ENS y costo de operación (demanda pesimista – hidrología promedio).....	90
Figura 4.46	Curva Trade-Off de ENS y pago de la sociedad (demanda pesimista – hidrología promedio).....	90
Figura 4.47	Curva Trade-Off de ENS y costo de operación (demanda pesimista – hidrología seca).....	91
Figura 4.48	Curva Trade-Off de ENS y pago de la sociedad (demanda pesimista – hidrología seca).....	91
Figura 4.49	Curva Trade-Off de ENS y costo de operación (demanda pesimista – hidrología húmeda).....	92
Figura 4.50	Curva Trade-Off de ENS y pago de la sociedad (demanda pesimista – hidrología húmeda).....	93



## Lista de acrónimos

SEIN:	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
ENS:	Energía no suministrada esperada
COES:	Comité de Operación Económica del Sistema
ERACMF:	Esquema de rechazo automático de carga por mínima frecuencia
EDAGSF:	Esquema de desconexión automática de generación por sobrefrecuencia

## Resumen

En este trabajo se presenta un análisis para determinar el punto de equilibrio entre los costos asociados a la operación y el riesgo de la operación por incrementar la capacidad de transporte en los enlaces de transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), el mismo que puede ser útil para la toma de decisiones en el planeamiento operativo de la transmisión eléctrica.

El tema surge en la necesidad de plantear propuestas de solución al problema de sobrecargas de los principales enlaces de transmisión del SEIN, que se presentan en la actualidad en condiciones normales de operación debido al crecimiento de la demanda y la falta de planificación de transmisión y generación. Al respecto, el marco regulatorio vigente establece que la operación del SEIN se debe realizar minimizando los costos y maximizando la seguridad. Para lograr este objetivo, se requiere, en principio, identificar un punto de equilibrio entre el costo y el riesgo de la operación.

En este trabajo, la determinación del punto de equilibrio, se realizó mediante un análisis de toma de decisiones bajo incertidumbres, basado en el método Trade-Off/Risk (Compromiso/Riesgo) [1]. Este método ayuda a identificar cuál es el compromiso entre el ahorro de costos operativos y/o el pago de la sociedad que involucra incrementar la capacidad de transmisión y el riesgo en la operación del mismo. El análisis del riesgo de la operación se realizó mediante simulaciones de estabilidad transitoria y de estabilidad de frecuencia ante desconexiones del enlace para distintos incrementos de la capacidad de transferencia de energía y distintos escenarios de demanda e hidrología, con la finalidad de obtener la energía no suministrada esperada (ENS). El análisis económico de la operación, se realizó mediante simulaciones de despacho de mediano plazo (horizonte de un año) para distintos incrementos de capacidad de transferencia de energía y distintos escenarios, con la finalidad de obtener el costo de la operación y el pago de la sociedad.

De la aplicación al SEIN, se determinó que el punto de equilibrio entre el costo de la operación y el riesgo por incrementar la capacidad de transmisión del enlace Mantaro - Socabaya de 220 kV para el año 2009 es de 340 MW, en la dirección de Centro hacia Sur, el cual es superior al nivel de transferencia que se utiliza en la actualidad (280 MW).

En consecuencia, el planteamiento efectuado en esta tesis constituiría una solución de corto plazo a los problemas de sobrecargas de líneas de transmisión, hasta que se implementen soluciones robustas de largo plazo.

## Abstract

In this work an analysis appears to determine the break even point between the associated costs the operation and the operation risks of increasing the capacity in the connections of transmission of the Electrical Interconnected National System (SEIN), this analysis can be useful for the decision making in the operative planning of the electrical transmission.

The subject arises in the necessity to raise proposals of solution to the problem of overloads of the main connections of transmission of the SEIN, that up today appears in normal conditions of operation due to the growth of the demand and the lack of transmission planning and generation. On the matter, the effective regulatory frame establishes that the operation of the SEIN is due to realise diminishing the costs and maximizing the security. In order to achieve this objective, it is required, to identify a break even point between the cost and the risk of the operation.

In this work, the determination of the break even point, was realised by means of an analysis of decision making under uncertainties, based on the Trade-Off/Risk method (Commitment/Risk) [1]. This method helps to identify which is the commitment between the saving of operative costs and/or the payment of the society that it involves to increase the capacity of transmission and the risk in the operation itself. The analysis of the risk of the operation was realised by means of simulations of transitory stability and stability of frequency in disconnections of the main connection for different increases in the capacity of energy transfer and different scenes of demand and hydrology, in order to obtain the energy nonprovided awaited (ENS). The economic analysis of the operation, was realised by means of office simulations in a medium term fram (horizon of a year) for different increases of capacity of energy transfer and different sceneries, in order to obtain the cost of the operation and the payment of the society.

Of the application to the SEIN, it was determined that the break even point between the cost of the operation and the risk of increasing the capacity of transmission of the connection from the Mantaro - Socabaya of 220 kV for year 2009 is of 340 MW, in the operation of Center towards the South, which is superior at the transference level that is used at present (280 MW).

Consequently, the exposition conducted in this thesis would constitute a solution of short term to the problems of overloads of lines of communication, until robust solutions of long term are implemented.

# Capítulo I

## Introducción

### 1.1 Planteamiento del problema

En los últimos años, el aprovechar al máximo los recursos disponibles de los sistemas eléctricos de potencia, sin comprometer en riesgo la operación del sistema, se ha convertido en una tarea imperiosa y necesaria. En ese sentido, para los operadores de sistemas de potencia es importante identificar el nivel máximo de transferencia de los enlaces de transmisión y el riesgo que conlleva transferir dicha cantidad de energía. Esta situación debe ser analizada desde el punto de vista del planeamiento operativo con la finalidad de proporcionar indicadores de riesgo y económicos para que sean usados en la operación de corto plazo.

En el Perú, en la actualidad se ha presentado esta problemática “¿es posible incrementar el nivel de transferencia actual en los enlaces de transmisión sin comprometer el riesgo de la operación eléctrica?”. El marco regulatorio vigente establece que la operación del SEIN debe realizarse preservando la calidad, la seguridad y aprovechando al máximo los recursos energéticos [14 -18]. El planeamiento de la operación del SEIN está a cargo del COES, quien realiza los análisis técnicos respectivos, los cuales se basan en lo establecido en la normativa actual, en las cuales se describen los criterios de operación. No obstante, se ha verificado que en dichos criterios no se precisan con claridad aquellos relacionados con el riesgo de la operación eléctrica. En efecto, en la actualidad, no existen indicadores para determinar el nivel de riesgo de la operación del SEIN y su relación con los costos operativos.

Por otro lado, debido a la ubicación de los recursos de generación y de las más importantes cargas, el país posee un sistema eléctrico concentrado por zonas, las mismas que se encuentran conectadas entre sí por enlaces de transmisión que no necesariamente tienen las redundancias deseadas, por lo que en la actualidad se presentan con frecuencia sobrecargas, problemas de tensión, entre otros. En ese sentido, cada vez se hace necesario realizar, continuamente, análisis de riesgo para evitar problemas en la operación.

Uno de los principales problemas en la operación del SEIN son las sobrecargas que se presenta en los enlaces de transmisión. En la figura 1.1 se muestra el nivel de carga

(cargabilidad) de las principales líneas de transmisión de niveles de tensión de 220 kV para el año 2007.

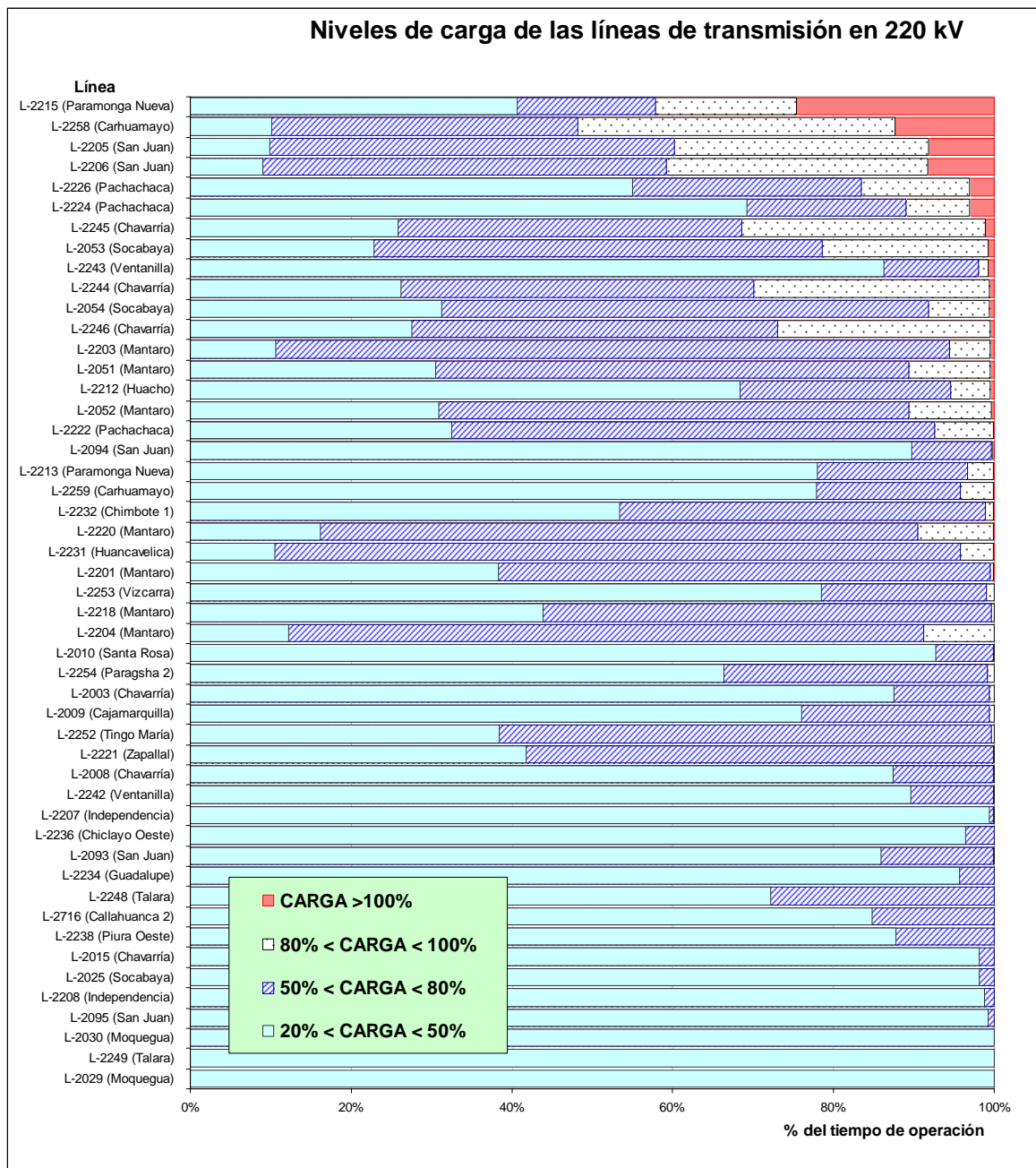


Figura 1.1 Cargabilidad de las líneas de transmisión de 220 kV

Fuente: COES-SINAC

En la tabla 1.1 se describe las líneas de transmisión que operaron en sobrecarga el año 2007.

Línea	Cargabilidad (horas)			
	>120%	<110%,120%>	<105%, 110%>	<100%, 105%>
L-2215(Paramonga)	43,4	549,4	745,1	796,3
L-2258 (Carhuamayo)	45,2	185,1	230,0	618,3
L-2205 (San Juan)	1,3	28,3	187,9	482,1
L-2206 (San Juan)	0,5	27,8	181,7	472,5
L-2226 (Pachachaca)	3,5	72,1	65,0	125,0
L-2224 (Pachachaca)	2,7	53,6	84,4	124,7
L-2245 (Chavarría)	0,0	5,5	18,6	74,1
L-2053 (Socabaya)	2,3	9,8	12,3	41,7
L-2243 (Ventanilla)	11,8	28,6	3,9	15,0
L-2244 (Chavarría)	0,0	3,0	1,6	46,3
L-2054 (Socabaya)	6,3	18,3	12,7	11,9
L-2246 (Chavarría)	0,0	0,0	0,7	42,9
L-2203 (Mantaro)	0,0	0,6	13,8	29,0
L-2051 (Mantaro)	1,0	5,5	11,6	22,8
L-2212 (Huacho)	2,3	4,7	6,7	25,3
L-2052 (Mantaro)	0,6	5,5	8,8	18,3
L-2222 (Pachachaca)	2,2	2,3	3,6	6,2
L-2094 (San Juan)	0,0	3,5	7,5	3,0
L-2213(Paramonga)	0,9	2,9	2,3	7,1
L-2259 (Carhuamayo)	0,2	0,7	2,3	9,8
L-2232 (Chimbote 1)	1,3	0,7	1,1	9,4
L-2220 (Mantaro)	0,0	1,5	2,3	8,0
L-2231 (Huancavelica)	0,0	0,3	3,6	4,8
L-1027 (Toquepala)	0,5	1,1	1,9	4,1
L-1011 (Azángaro)	0,0	3,9	1,8	1,3
L-2201 (Mantaro)	0,0	0,5	4,5	0,5
L-2253 (Vizcarra)	0,0	0,0	0,5	4,8
L-2218 (Mantaro)	0,0	0,0	0,5	3,5
L-2204 (Mantaro)	0,0	0,0	0,0	2,8
L-2010 (Santa Rosa)	0,3	0,8	0,5	0,2
L-2254 (Paragsha 2)	0,0	0,0	0,0	1,4
L-1012 (Juliaca)	0,0	0,0	0,0	0,7
L-1006 (Tintaya)	0,0	0,0	0,0	0,2

**Tabla 1.1 Tiempo de sobrecarga de principales líneas de transmisión**

**Fuente: COES-SINAC**

Las sobrecargas de las líneas L-2215, L-2258, L-2224, L-2244/L-2245/L-2246, L-2051/L-2052, L-2053/L-2054 y L-2259 se presentaron como resultado del despacho económico. Las sobrecargas en las demás líneas se debieron a indisponibilidad de equipos con las que comparten carga o en el caso de las líneas L-2205/L-2206 también por menor generación en el área de Lima por racionamiento de gas.

En la tabla 1.2 se muestra las congestiones presentadas en el año 2007.

<i>Equipo</i>	<b>Ubicación</b>	<b>Horas</b>	<b>Límite de Transmisión</b>
L-2215	Paramonga Nueva –	2582	160 MW
L-2258	Carhuamayo – Paragsha2	1220	152 MVA
L-2051 / L-2052 – L-2053 / L-2054	Interconexión Mantaro -	692	280 MW (*)
L-2205 / L-2206	Pomacocha – San Juan	193	152 MVA
L-2224	Pachachaca – Oroya Nueva	185	152 MVA
L-2233	Chimbote 1 – Trujillo Norte	96	152 MVA
L-2212	Zapallal - Huacho	62	180 MW
L-6620	Aricota - Tomasiri	54	25 MVA
L-6628	Marcona – San Nicolás	47	42 MVA
L-6627	Marcona – San Nicolás	23	42 MVA
L-2244 / L-2245 / L-2246	Ventanilla – Chavarría	19	189 MVA
L-1011	Azángaro - Juliaca	16	75 MVA
L-655	Naña – Santa Clara	8	40 MVA
L-2259	Oroya Nueva – Carhuamayo	7	152 MVA
L-2223	Pachachaca – Callahuanca 2	2	152 MVA

(\*) Límite por estabilidad

**Tabla 1.2 Horas de congestión de equipos del SEIN**

**Fuente: COES-SINAC**

Las congestiones en las líneas L-2215, L-2258, L-2051/L-2052, L-2053/L-2054, L-2224 y L-2244/L-2245/L-2246 se dieron en condiciones de operación normal, como resultado de la demanda y del despacho económico de las unidades en la zona de influencia. Las congestiones en los demás equipos presentados en la tabla 1.2 se dieron en situaciones en la que equipos con las que comparte carga estuvo indisponible.

Actualmente, los límites de transmisión de los principales enlaces del SEIN se determinan mediante un análisis técnico sin considerar un análisis económico, es decir, el equilibrio entre el beneficio y el costo de operación de ese límite. Por ejemplo, la interconexión Mantaro – Socabaya de 220 kV opera con un límite de 280 MW [10], el cual produce en dos años, un promedio de 1384 horas de congestión, ocasionando sobrecostos en la operación. En otros casos, dichos límites han sido establecidos en sus respectivos contratos de concesión. Así, por ejemplo, las líneas L-2232/L-2233 (Chimbote – Trujillo) de 220 kV operan con un límite de 152 MVA.

Debido a la necesidad de explotar al máximo los recursos del sistema y en vista de la presencia de sobrecargas en las líneas del SEIN en condiciones normales de operación, y en evidencia que el marco regulatorio vigente no establece con claridad los criterios relacionados a la evaluación del riesgo de la operación, surge la necesidad de investigar metodologías y herramientas de planeamiento de la operación, que permitan estructurar

un punto de equilibrio que ayude a la toma de decisiones de operación adecuadas para este fin. En ese sentido, se hace importante fijar mediante un análisis, una relación del riesgo y el costo que se incurre en obtener ese nivel de riesgo.

## **1.2 Preguntas a responder**

Los resultados que se esperan obtener en esta tesis, se orientan a resolver las siguientes interrogantes:

- ¿Cuáles son los indicadores para evaluar el riesgo de la operación y los costos asociados, por incrementar la capacidad de transporte del SEIN en el planeamiento operativo?
- ¿Cuáles son los niveles de riesgo actuales de la operación del SEIN con referencia a la capacidad de transporte y cuáles son las recomendaciones necesarias para alcanzar los niveles de riesgo en el punto de equilibrio?
- ¿Cuál es el punto de equilibrio entre el costo de la operación y el riesgo de la operación, por incrementar la capacidad de transporte del SEIN y cuáles son los niveles de riesgo en el punto de equilibrio?
- ¿Es posible utilizar técnicas de análisis de decisión bajo incertidumbres como herramientas de apoyo a la determinación del referido punto de equilibrio en el SEIN?

## **1.3 Objetivo**

El objetivo de la tesis es determinar el punto de equilibrio entre los costos asociados a la operación y el riesgo de la operación por incrementar la capacidad de transporte en el SEIN, mediante un análisis técnico y económico en el planeamiento de la operación. Asimismo, se identificará indicadores que permitan evaluar el riesgo de la operación y los costos asociados.

## **1.4 Alcances**

Los alcances de la tesis son los siguientes:

- La tesis enfoca el análisis desde el punto de vista de planeamiento operativo de la transmisión del SEIN. En ese sentido, el análisis se efectuó para un horizonte de un año. En este caso, se analizó para el año 2009 y para el periodo de avenida y estiaje,



en máxima, media y mínima demanda. Asimismo, se realizó el análisis para diferentes escenarios probables tales como: escenarios de hidrología y de demanda.

- Para seleccionar el enlace de transmisión que será analizado, se realizó una evaluación basado en estadística de fallas, en enlace de áreas importantes y en sobrecargas de las líneas de transmisión.
- Para determinar el punto de equilibrio entre los costos asociados a la operación y el riesgo del mismo, por incrementar la capacidad de transporte en el SEIN, se realizó un análisis de toma de decisiones.

El análisis del riesgo de la operación del SEIN para todos los escenarios planteados, se realizó mediante simulaciones de estabilidad transitoria y de estabilidad de frecuencia, para desconexiones y distintas transferencia de energía del enlace de transmisión a evaluar.

El análisis económico, se realizó mediante simulaciones de despacho de mediano plazo (para un horizonte de un año), con la finalidad de determinar los costos asociados ante los incrementos de la capacidad de transferencia de energía en el enlace de transmisión a evaluar.

- Para realizar los análisis dinámicos de la operación del SEIN se ha utilizado el modelo dinámico del SEIN disponible en el software Power Factory de DigSILENT. Este modelo se ha obtenido del estudio de rechazo automático de carga/generación del SEIN correspondiente al año 2009 [11], el cual fue elaborado por el COES.

Del mismo modo, para realizar las simulaciones de despacho de mediano plazo se utilizó el modelo SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), el cual es multinodal y multiembalse y calcula la política de operación a mínimo costo. Asimismo, se utilizó la base de datos disponible en el COES.

Por otro lado, para realizar los análisis de toma de decisiones, se ha utilizado el método Trade-Off/Risk (Compromiso/Riesgo) [1], que es un método de análisis de decisión bajo incertidumbres. Este método permite identificar cuál sería el compromiso entre el ahorro de costos de operación que involucra incrementar la capacidad de transmisión y el riesgo en la operación del mismo.

- Para cuantificar de manera adecuada el riesgo de la operación del SEIN y los costos asociados, se utilizaron indicadores que normalmente se utilizan en la industria, tales como: la ENS, el pago por la sociedad y el costo de operación.

## **1.5 Aportes**

Los aportes de la tesis son:

- Identificar indicadores adecuados para evaluar el riesgo de la operación del SEIN y su impacto en los costos operativos.
- Evaluar niveles de riesgo de la operación para el SEIN, mediante simulaciones de distintos escenarios de operación.
- Determinar un punto de equilibrio o compromiso entre los costos asociados a la operación y el riesgo de la operación por incrementar la capacidad de transporte en el SEIN.
- Aplicar técnicas de evaluación de riesgo bajo incertidumbres a un problema real de operación del SEIN.
- Efectuar recomendaciones respecto de los actuales niveles de transferencia, para el corto plazo, entre las zonas operativas Centro Norte y Sur del SEIN.

## **Capítulo II**

### **Marco Conceptual**

#### **2.1 Generalidades**

Esta sección tiene como finalidad resumir los conceptos, criterios y fundamentos teóricos que sirven de base para el desarrollo de la tesis. En la primera parte se muestra la problemática de los límites de transmisión, los aspectos teóricos de la estabilidad de frecuencia en sistemas de potencia y los conceptos básicos de la teoría de riesgo de la operación. Asimismo, se resumen los conceptos de equilibrio y se muestran los aspectos teóricos de la metodología de análisis de decisiones Trade Off/Risk.

#### **2.2 Límites de transferencia en transmisión [6]**

Los operadores de un sistema interconectado AC siempre se interesan por la cantidad de potencia que pueden transferir entre varios sistemas o áreas. La cantidad de capacidad de transferencia de energía disponible en un momento dado es función de la estructura del sistema, carga, generación y circuitos disponibles. Al respecto, en los Estados Unidos se estableció la definición de “capacidad de transferencia incremental”. Esta definición depende de las pruebas de la red para conocer las limitaciones de seguridad seleccionadas (una o dos salidas simultáneas) bajo varias condiciones de operación, con la finalidad de determinar la potencia adicional que podría transferirse con seguridad.

Al respecto, si por ejemplo, se quiere determinar la capacidad de un sistema interconectado para transmitir un bloque adicional de 500 MW entre dos sistemas separados por una o más líneas de transmisión, es posible que los criterios de cargabilidad de la red sean violados, si el operador prueba la capacidad del sistema bajo la existencia y planificación de un programa de generación óptimo. Sin embargo, cambiando la generación por una pequeña cantidad, la transferencia podría satisfacer todos los criterios del sistema. ¿Entonces, la transferencia podría realizarse? En algunos casos, la respuesta podría generalmente ser “sí”, con una cláusula agregada que el costo por la transferencia incluiría la recuperación de los costos de generación agregada del sistema que cambió su generación.

Los límites de transferencias pueden ser determinados con un simple flujo de potencia para casos simples y con simulaciones de estabilidad transitoria para casos más complejos.

### 2.3 Variaciones de la frecuencia y la potencia en los sistema eléctricos de potencia [5]

En un sistema de potencia que está compuesto por una serie de centrales y cargas se pueden distinguir las siguientes variaciones de la frecuencia:

a) **Variaciones rápidas y moderadas (frecuencia instantánea)**, que transcurren durante el proceso transitorio y están relacionadas con la variación de la velocidad de los generadores, que aparece por causa de la influencia de los desbalances de los momentos de rotación en los ejes de los generadores.

b) **Variaciones relativamente lentas (frecuencia media)**, típicas para todo el sistema que se determinan por la inercia equivalente de todas las maquinas del sistema y por la acción de los reguladores automáticos de la frecuencia.

#### 2.3.1 Características dinámicas del sistema de potencia durante las variaciones de la frecuencia

Las variaciones de frecuencia (velocidad) durante un proceso transitorio pueden ser encontradas analíticamente. Se asume que la potencia consumida por la carga es proporcional a la frecuencia:

$$P_l = P_{l(0)}(1 + b_f \Delta f) \quad (2.1)$$

Donde  $P_{l(0)}$  = potencia de la carga inmediatamente después del disturbio;

$\Delta f = \frac{\Delta f}{f_0} \Delta w =$  cambio relativo en la frecuencia;

$b_f$  = respuesta de la carga ante variaciones de la frecuencia

Durante el proceso transitorio el regulador de velocidad cambia la potencia de la turbina actuada sobre  $P_r$  que es determinada por:

$$sP_r = \frac{-\Delta f P_{t.nom}}{\sigma \tau_s} - \frac{P_r}{\tau_s} \quad (2.2)$$

Donde:

$\tau_s$  es la constante de tiempo del servomotor.

$\sigma$  es el estatismo permanente del regulador de velocidad

La ecuación diferencial que describe los cambios de la frecuencia en el sistema es escrita de la siguiente forma:

$$Ms\Delta f + P_l - P_t = 0 \quad (2.3)$$

Donde

$$P_t = P_{t0} + P_r$$

$P_t$  es la potencia de la turbina

La ecuación 2.2 puede ser escrita como

$$sP_r + k_2P_r + k_1\Delta f = 0 \quad (2.4)$$

Donde

$$k_1 = \frac{P_{t.nom}}{\sigma\tau_s} \quad k_2 = \frac{1}{\tau_s}$$

$M$  es la constante de inercia

Se asume que un cambio en la potencia de la carga ocurre en el momento  $t=0$ , donde tenemos:

$$\Delta P_{(0)} = P_{l(0)} - P_{t0}$$

En este caso la ecuación del movimiento tiene la forma:

$$Ms\Delta f + P_{l(0)}(1 + b_f\Delta f) - P_{t0} - P_r = 0 \quad (2.5)$$

o

$$Ms\Delta f + P_{l(0)}b_f\Delta f - P_r + \Delta P_{(0)} = 0$$

Donde (de 2.4)

$$P_r = -k_1 \frac{\Delta f}{s + k_2}$$

De donde:

$$Ms\Delta f(s + k_2) + P_{l(0)}b_f\Delta f(s + k_2) + k_1\Delta f + \Delta P_{(0)}(s + k_2) = 0$$

y

$$\Delta f_{*}(s) = -\frac{\Delta P_{(0)}(s + k_2)}{M \left[ s^2 + k_2 s + \frac{k_1}{M} + \frac{P_{l(0)} b_f (s + k_2)}{M} \right]} = \frac{-\Delta P_{(0)}(s + k_2)}{MF(s)} \quad (2.6)$$

Donde:

$$F(s) = s^2 + s \left( k_2 + \frac{k'}{M} \right) + \frac{k_1 + k_2 k'}{M} = 0$$

Aquí:  $k' = b_f P_{l(0)}$

Las raíces de la ecuación  $F(s) = 0$  están dadas por:

$$P_{1,2} = -\frac{1}{2} \left( k_2 + \frac{k'}{M} \right) \pm \sqrt{\frac{1}{4} \left( k_2 + \frac{k'}{M} \right)^2 - \frac{k_1 + k_2 k'}{M}}$$

Desarrollando la ecuación que esta dentro de la raíz y reduciendo se obtiene:

$$= -\frac{1}{2} \left( k_2 + \frac{k'}{M} \right) \pm \sqrt{\frac{1}{4} \left( k_2 - \frac{k'}{M} \right)^2 - \frac{k_1}{M}} = -\alpha \pm j\Omega_{self} \quad (2.7)$$

Donde:

$$\alpha = \frac{1}{2} \left( \frac{1}{\tau_s} + \frac{1}{M_{eq}} \right) ; \quad M_{eq} = \frac{M}{b_f P_{l(0)}}$$

$$\Omega_{self} = \sqrt{\frac{P_{t.nom}}{\sigma \tau_s M} - \frac{1}{4} \left( \frac{1}{\tau_s} + \frac{1}{M_{eq}} \right)^2}$$

Aquí,  $M_{eq}$  es la constante de inercia equivalente. En el dominio del tiempo nosotros tenemos:

$$\Delta f_{*}(t) = -\frac{\Delta P_{(0)}\sigma}{P_{t.nom} + k'\sigma} - \left[ (A + jB)e^{(-\alpha + j\Omega_{self})t} + (A - jB)e^{(-\alpha - j\Omega_{self})t} \right] \frac{\Delta P_{(0)}}{M}$$

Donde

$$A = -\frac{\sigma M}{2(P_{t.nom} + k'\sigma)}$$

$$B = \frac{1}{2\Omega_{self}} \left[ \frac{\sigma(M + k'\tau_s)}{2\tau_s(P_{t.nom} + k'\sigma)} - 1 \right]$$

Sustituyendo

$$A + jB = \sqrt{A^2 + B^2} e^{j\varphi}$$

$$A - jB = \sqrt{A^2 + B^2} e^{-j\varphi}$$

Donde

$$\varphi = \tan^{-1} \frac{B}{A}$$

Nosotros obtenemos:

$$\Delta f_{*}(t) = \frac{-\Delta P_{(0)}\sigma}{P_{t.nom} + k'\sigma} - e^{-\alpha t} \sqrt{A^2 + B^2} \frac{\Delta P_{(0)}}{M} \left[ e^{j(\Omega_{self}t + \varphi)} + e^{-j(\Omega_{self}t + \varphi)} \right]$$

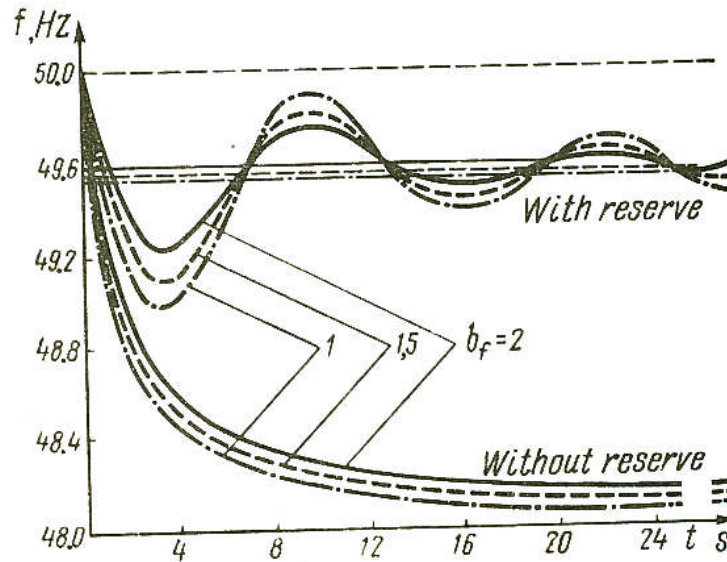
o

$$\Delta f_{*}(t) = \frac{-\Delta P_{(0)}\sigma}{P_{t.nom} + P_{l(0)}b_f\sigma} - 2e^{-\alpha t} \sqrt{A^2 + B^2} \frac{\Delta P_{(0)}}{M} \cos(\Omega_{self}t + \varphi) \quad (2.8)$$

La expresión final para la frecuencia en Hz, puede ser escrita como:

$$f(t) = f_0 \left[ 1 - \frac{\Delta P_{(0)}\sigma}{P_{t.nom} + P_{l(0)}b_f\sigma} - 2e^{-\alpha t} \sqrt{A^2 + B^2} \frac{\Delta P_{(0)}}{M} \cos(\Omega_{self}t + \varphi) \right] \quad (2.9)$$

Esta expresión puede ser usada para analizar el efecto de la regulación de la carga, tal como se muestra en la figura 2.1. Los resultados de los cálculos según la ecuación (2.9) para diferentes valores de reserva y del efecto regulador de la carga  $b_f$  se muestran en forma de un grupo de curvas en la figura 2.1.



**Figura 2.1 Características de la variación de la frecuencia para diferentes efectos reguladores de la carga ( $b_f = 1 \dots\dots 2$ )**

Fuente: [5]

Con ayuda de las expresiones obtenidas se puede analizar la influencia del efecto regulador de la carga. Es evidente que en los cálculos sin considerar el efecto regulador de la carga se obtendrán desviaciones de la frecuencia un tanto aumentadas con respecto al valor permanente. Además hay que tener presente que las características de frecuencia de la carga de los sistemas de potencia puede tener una dependencia no lineal respecto a la frecuencia. No obstante, para el diapasón de las variaciones importantes (desde el punto de vista práctico) de las magnitudes  $\Delta P$  y  $\Delta f$  dicha dependencia con gran grado de exactitud se puede considerar lineal. Por eso, para los cálculos prácticos de la variación de la frecuencia en los sistemas resulta aceptable considerar las características de las cargas en forma de la dependencia

$$P_l = P_{l(0)} (1 + b_f \Delta f)$$

En el régimen permanente el valor de la frecuencia esta dado por:

$$f_\infty = f_0 \left[ 1 - \frac{\Delta P_{(0)} \sigma}{P_{t.nom} + P_{l(0)} b_f \sigma} \right]$$

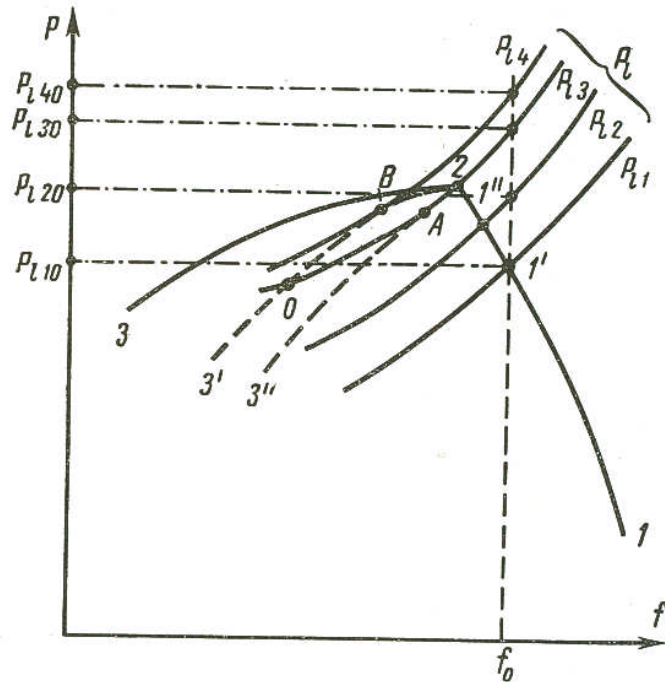
Cuando  $b_f = 0$ , la desviación de frecuencia es:



$$\Delta f = \frac{\Delta P_{(0)} \sigma f_0}{P_{t.nom}}$$

### **2.3.2 Inestabilidad de la frecuencia (alud de frecuencia)**

El fenómeno de la inestabilidad (alud) de la frecuencia puede aparecer cuando existe una combinación desfavorable de las características de las unidades con las de los dispositivos auxiliares (consumo propio), las cuales predeterminan la generación de potencia por los generadores, por un lado, y el consumo de potencia por las cargas, por el otro. En estos casos una disminución pequeña de la frecuencia puede más adelante hacerse más profunda y tomar un carácter en forma de alud. La causa de este fenómeno consiste en la disminución de la potencia suministrada por los generadores al disminuir la frecuencia. Esto sucede en ausencia de la reserva de la potencia generada en el sistema debido a que los mecanismos auxiliares (de consumo propio de las centrales térmicas) bajan su productividad al bajar la frecuencia. La pérdida de la estabilidad puede estar también relacionada con una acción incorrecta de los reguladores de frecuencia, cuyas características y parámetros pueden ser elegidos desfavorablemente con respecto a la estabilidad de su funcionamiento en paralelo. Al considerar la influencia de la variación de la frecuencia en el funcionamiento de los generadores, las características de la potencia (generada en el sistema) van a tener la forma presentada en la figura 2.2.



**Figura 2.2 Colapso de frecuencia**

1-2, característica del generador durante la acción del regulador primario y secundario de frecuencia; 2-3, característica del generador para una abertura completa (natural); 2-3', característica del generador para una abertura completa y disminución de la potencia con la baja de la frecuencia debida a la baja de la potencia de los motores de los equipos auxiliares de consumo de la central; 2-3'', lo mismo que 2-3' pero para una influencia mucho mayor de los equipos auxiliares;  $P_{L1}$  característica de potencia de la carga,  $P_{L10}$  potencia de la carga bajo condiciones normales;  $P_{L2}$ ,  $P_{L20}$ ,  $P_{L3}$ ,  $P_{L30}$ ,  $P_{L4}$ ,  $P_{L40}$  lo mismo para aumentos de la carga; 1', 1'', 2 puntos de régimen estable; A, B puntos de régimen crítico que conlleva al alud de frecuencia; 0 punto de régimen inestable

Fuente: [5]

### 2.3.3 Medidas para prevenir la inestabilidad de la frecuencia (rechazo automático por frecuencia)

De los análisis de frecuencia mostrados en 2.3.1 y 2.3.2 se concluye que la disminución de la frecuencia en un sistema eléctrico de potencia en algunos casos provoca la disminución de la potencia activa suministrada por los generadores, los cuales pueden causar la inestabilidad de su régimen (alud de frecuencia).

La disminución de la frecuencia provoca la aminoración de la potencia reactiva generada y al mismo tiempo el aumento del consumo de dicha potencia por la carga, lo que causa la disminución de la tensión en las barras de carga del sistema, que algunas veces puede ocasionar el alud de tensión.

El fenómeno de alud de frecuencia y probablemente alud simultaneo de tensión, se verifica durante algunos segundos. En tan corto tiempo a los ingenieros responsables de

la operación les es difícil evaluar la situación creada y tomar medidas necesarias en el sistema. La disminución de la frecuencia hasta límites peligrosos puede evitarse en dos casos:

- Si en el sistema se tiene una reserva rotante lo suficientemente grande
- Si con la disminución de la frecuencia se desconecta automáticamente una parte de la carga, es decir se realiza el llamado rechazo automático por frecuencia.

La potencia adicional se puede obtener lo más rápido posible en el caso cuando la reserva en caliente la conforman generadores hidráulicos, sin embargo, la inercia de la regulación de las turbinas hidráulicas permiten a las unidades de reserva entregar toda la potencia solamente pasados 15-20 segundos. Esto no siempre puede prevenir la avería. La reserva en las centrales termoeléctricas puede ser efectiva solamente cuando las calderas son suficientemente potentes y los equipos de las unidades están abastecidos de dispositivos automáticos.

#### **2.4 Riesgo en sistemas de potencia [2]**

La incertidumbre del comportamiento de un sistema eléctrico de potencia es la raíz del origen del riesgo. Las fallas fortuitas de los equipos del sistema son generalmente salidas que escapan del control de las personas. Las cargas siempre tienen incertidumbre siendo imposible obtener un pronóstico exacto de la carga. La evaluación del riesgo ha sido transformada a un desafío y a un esencial compromiso en el servicio de toda la industria de potencia. La gestión del riesgo incluye por lo menos las siguientes tres tareas:

- Realizar la evaluación cuantitativa del riesgo
- Determinar medidas para reducir el riesgo
- Justificar un aceptable nivel de riesgo

El propósito de la evaluación cuantitativa es crear los índices que representan el riesgo del sistema. Una definición del riesgo en el diccionario de la Real Academia de la Lengua Española es “la probabilidad de pérdida o daño a seres humanos o activos”. La definición puede ser usada en casos generales. Sin embargo, un comprensible índice de riesgo no solo podría contener la probabilidad de un evento, pero sí una combinación de probabilidades de eventos y sus consecuencias. En otros trabajos, la evaluación del riesgo de un sistema de potencia no solo reconoce la probabilidad de eventos de falla, reconoce también la severidad y el grado de sus consecuencias. En el transcurrir del tiempo se han realizado varios trabajos sobre el riesgo del sistema. Los primeros criterios y métodos usados en aplicaciones prácticas han sido basados en métodos

determinísticos, tal como el porcentaje de reserva en el planeamiento de la generación y el principio de la contingencia simple en el planeamiento de la transmisión. Los criterios determinísticos han servido por años a la industria de potencia. La debilidad básica es que ellos no responden a la incertidumbre natural del comportamiento del sistema, variación de carga y a la falla de componentes.

Una medida para reducir el riesgo del sistema está generalmente asociada con el crecimiento de las instalaciones y demanda del sistema. Para determinar una medida racional, el impacto de la medida en la reducción del riesgo y el costo necesario para implementarlo podrían ser cuantificados. El análisis económico es usualmente requerido. En la gestión del riesgo, un importante concepto apreciado es que el riesgo cero nunca puede ser alcanzado desde que los eventos de fallas fortuitas son incontrolables. En algunos casos, se toma la decisión de aceptar un riesgo mientras este pueda ser justificado técnica y financieramente. El seleccionar una medida racional para reducir el riesgo o aceptar un nivel de riesgo, es un proceso de toma de decisiones. Podría reconocerse que por una parte, la evaluación de la magnitud del riesgo es lo básico de este proceso, y de otra parte, el proceso es más que la evaluación del riesgo y requiere de evaluaciones técnicas, económicas, sociales y ambientales.

La evaluación del riesgo de un sistema de potencia puede ser aplicada para todas las áreas de la industria de potencia eléctrica, incluyendo:

- Evaluación de la cuantificación de la confiabilidad en sistemas de generación, transmisión y distribución
- Criterios probabilísticos en el planeamiento del sistema y operación
- Compromiso entre el riesgo del sistema y el beneficio económico en un proceso de toma de decisiones
- Monitoreo del riesgo de la operación
- Gestión de fallas por envejecimiento de equipamiento
- Estrategias de repuestos de equipamientos

## **2.4.1 Conceptos básicos de la evaluación del riesgo en sistemas de potencia [2]**

### **2.4.1.1 Evaluación del riesgo del sistema**

La evaluación del riesgo de un sistema de potencia es generalmente asociada con las cuatro tareas siguientes:

- Determinar los modelos de salida de los componentes
- Seleccionar los estados del sistema y calcular sus probabilidades
- Evaluar las consecuencias de la selección de los estados del sistema
- Calcular los índices de riesgo

Un sistema de potencia esta conformado por algunos componentes como generadores, líneas de transmisión, cables, transformadores, interruptores y una variedad de equipos de fuente de potencia reactiva. La salida de componentes es la raíz de la causa del estado de falla de un sistema.

La primera parte de la evaluación del riesgo es determinar los modelos de salidas de componentes. Las fallas de los componentes son clasificadas en dos categorías: salidas independientes y salidas dependientes. Cada categoría puede ser en el futuro clasificado de acuerdo a los modos de salida. En algunos casos, solo son consideradas las salidas forzadas por reparación, mientras que en otros casos también son modeladas las salidas planeadas.

La segunda tarea es seleccionar los estados de falla del sistema, y calcular sus probabilidades. En estos casos pueden usar dos métodos para seleccionar el estado del sistema: la enumeración de estado y la simulación de Monte Carlo.

La tercera tarea es realizar el análisis del estado del sistema fallado y evaluar sus consecuencias. Dependiendo del sistema estudiado, el análisis podría ser asociado con un balance de potencia simple o la identificación de conectividad de la configuración de la red o un proceso de cálculo complejo, incluyendo flujo de potencia, flujo óptimo de potencia o hasta una evaluación transitoria de estabilidad.

Como se mencionó, el riesgo es una combinación de probabilidad y consecuencia. Con la información obtenida en la segunda y tercera tarea, se puede crear un índice que verdaderamente represente el riesgo real del sistema. Existen algunos posibles índices de riesgo para diferentes propósitos. La mayoría de ellos son básicamente el valor esperado de una variable aleatoria, aunque se puede calcular una distribución de probabilidad en algunos casos. Es importante apreciar que los valores esperados no son parámetros determinísticos. Los índices esperados sirven como indicadores del riesgo que reflejan varios factores, incluyendo capacidad y salida de componentes, perfil de carga e incertidumbres del pronóstico, configuración del sistema, condiciones de operación y otros.

Según el análisis del estado del sistema, la evaluación del riesgo del sistema de potencia puede ser dividida en dos aspectos básicos: la suficiencia del sistema y la seguridad del sistema. La suficiencia está relacionada con la existencia de suficientes instalaciones dentro del sistema que satisfagan la demanda de carga de los consumidores y las restricciones operacionales del sistema. La suficiencia por consiguiente está asociada con la condición estática que no incluye la dinámica del sistema y los procesos transitorios. La seguridad está relacionada con la capacidad del sistema de responder a disturbios dinámicos y transitorios que se presentan dentro del sistema. La seguridad está por lo tanto asociada con la respuesta del sistema ante cualquier perturbación. Normalmente la evaluación de la seguridad del sistema requiere del análisis dinámico, transitorio, de estabilidad del sistema. Debe ser precisado que la mayor parte de técnicas de evaluación de riesgo que han sido usadas en aplicaciones actuales, están en el dominio de la evaluación de la suficiencia de un sistema. Algunas ideas de la evaluación de la seguridad se han tratado recientemente, sin embargo la aplicación práctica en esta área es limitada.

Un sistema de potencia incluye las tres funciones fundamentales de generación, transmisión (incluyendo subestaciones) y distribución. Tradicionalmente las tres zonas funcionales estaban incluidas en un servicio. Con el proceso de la reforma de la industria de potencia, las tres zonas funcionales han sido gradualmente separadas de forma organizacional independientes en compañías de generación, transmisión y distribución en algunas ciudades. En este caso, la evaluación del riesgo puede ser y es, conducida en cada una de estas zonas funcionales. La evaluación del riesgo para el sistema global, incluyendo generación, transmisión y distribución, es impráctica porque cada uno de los sistemas es tan enorme de manejar en términos de capacidad computacional y requerimiento de precisión. Por otro lado, los modelamientos de cálculos y algoritmos son absolutamente diferentes para la evaluación del riesgo del sistema generación, transmisión y distribución.

#### **2.4.2 Evaluación del riesgo en la planificación de la operación de la transmisión [2]**

La esencial función del planeamiento de la operación en un centro de control es la selección segura, confiable y económica de los modos de operación bajo diferentes condiciones de operación. Las técnicas de análisis en operación han sido por años usualmente basados en el principio determinístico. Comparado con el planeamiento del desarrollo de transmisión, una diferencia es que adicionalmente al criterio (N-1), en el planeamiento de la operación son también estudiados contingencias dobles o triples asociadas con equipamientos críticos. Esto se realiza porque en la operación del

sistema un componente puede fallar cuando otro componente está fuera de servicio por mantenimiento y/o por que simultáneamente falla.

La evaluación de la probabilidad del riesgo de los modos de operación de la transmisión podría ser direccionada como una parte de la función del planeamiento de la operación por las siguientes razones:

- Cualquier sistema, incluso si satisface el requerimiento del criterio de la simple contingencia (N-1), todavía tiene un riesgo operacional esperado para niveles grandes de fallas. Algunas salidas de potencia y colapsos son causadas por múltiples fallas de equipamientos.
- Existen con frecuencia varios modos de operación que satisfacen totalmente el criterio de operación determinístico. Esto es necesario para identificar el modo de operación de menor riesgo que asegure la confiabilidad de todo el sistema.
- El criterio de operación determinístico está basado en el estudio del peor caso, incluyendo el pico de carga y la condición de operación extrema. Es impráctico cubrir un enorme número de fallas de múltiples componentes usando un planteamiento determinístico. La evaluación del riesgo proporciona los índices de riesgo como por ejemplo la ENS (energía no suministrada esperada), que combinan las consecuencias de todos los posibles eventos de fallas con las probabilidades de sus ocurrencias. Esto es obviamente un valioso aumento a las técnicas de análisis determinísticos de la operación.

La evaluación del riesgo del sistema de transmisión ha sido considerada en ciertos trabajos del planeamiento del desarrollo del sistema, pero por ahora no ha sido suficientemente direccionado en el planeamiento de la operación. Una diferencia fundamental entre el planeamiento del desarrollo del sistema y el planeamiento de la operación es que el primero está normalmente asociado con reforzamientos del sistema en el marco del largo plazo (varios o más de 10 años), mientras que el último está asociado con las medidas operacionales en el corto plazo (poco menos de un año). Una manipulación operacional puede ser una opción en las alternativas de la planificación del desarrollo del sistema. Sin embargo, cada una de las alternativas generalmente requiere la permanente modificación de un rol de la operación, no de medidas operacionales en el corto plazo. En el planeamiento de la operación no está la adición de nuevos equipos. Las medidas de operación incluyen transferencia de carga, cambios en los patrones de generación, reconfiguraciones temporales de la red, acciones de desconexión y otros.

### **2.4.3 Concepto de la evaluación del riesgo en el planeamiento de la operación [3]**

La filosofía básica de la evaluación del riesgo del sistema de transmisión para la planificación del desarrollo del sistema y para el planeamiento de la operación es absolutamente similar, pueden evaluarse niveles altos de eventos de fallas asociados con múltiples salidas de componentes, incluyendo sus consecuencias y sus probabilidades de ocurrencia. Por una parte existen algunos requerimientos especiales en la evaluación del riesgo de la operación y estas son relacionadas con la simulación de medidas de operación, incluyendo transferencia de carga, cambios en los patrones de generación, reconfiguraciones de la red, acciones de desconexión y otros. Cada una de las medidas causa cambio incremental (positivo o negativo) en el riesgo del sistema. Las medidas de operación son temporales y generalmente no son consideradas en la evaluación del riesgo del planeamiento del desarrollo del sistema.

Una transferencia de carga solo cambia la localización de la carga pero no cambia el nivel total de carga del sistema. La transferencia podría mover una parte del riesgo de un área hacia otra. Es interesante que el decremento del riesgo de un área donde la carga fue desconectada, no sea igual al incremento del riesgo en la otra área donde la carga fue conectada. En algunos casos la transferencia de carga reduce el riesgo de la operación de todo el sistema. En la evaluación del riesgo del planeamiento del desarrollo del sistema, normalmente se asume un perfil de carga constante de cada barra. Aunque un incremento del pico anual de carga con los años es considerado en el planeamiento del desarrollo, esto es completamente diferente del concepto de la transferencia de carga en la operación.

Los cambios en los patrones de generación son una acción común en la operación del sistema. El cambio puede ser necesario debido a cualquier criterio de seguridad de la operación, como por ejemplo rechazo de generación en algunos estados del sistema. Los cambios de los patrones significan ajustes en la capacidad de salida de generación en diferentes generadores.

Las reconfiguraciones de la red y acciones de desconexión de equipamientos en operación son asociadas con la modificación temporal de la topología de la red. Obviamente esto cambia la distribución del flujo de potencia y por consiguiente el riesgo. Las reconfiguraciones de la red son usualmente relacionadas con periodos relativamente largos (algunos hacia algunos meses). El principal beneficio de las reconfiguraciones de la red y la desconexión de equipamientos es la posibilidad de mover una parte del riesgo de un área hacia otra o de un nivel de voltaje hacia otro con

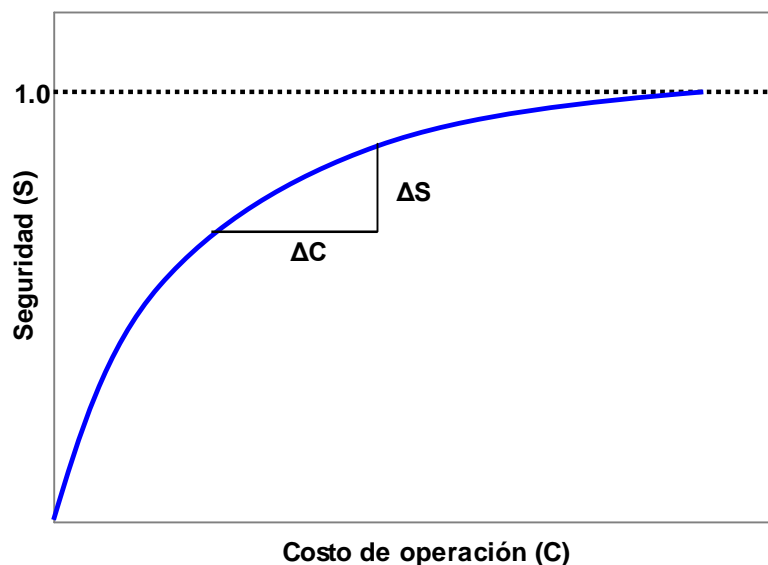


el riesgo total reducido de todo el sistema. La racionalidad y tolerancia del nivel de riesgo transferido hacia un área puede ser evaluada a través de una cuantificación de los índices de riesgo.

Los ingenieros de operación han tomado decisiones de forma diaria, semanal o mensual. Existen algunos casos simples, cuando un esquema de operación es solo relacionado con una estructura localizada de red y las consecuencias de los eventos de fallas que pueden ser directamente observados. En estos casos, la evaluación del riesgo puede ser aún fácilmente realizado usando métodos de cálculo a mano o hoja de cálculo electrónica si un apropiado programa de computación no está disponible.

## 2.5 El Concepto de equilibrio

El proceso de planificación y operación de los sistemas de potencia involucra resolver compromisos (o lograr el equilibrio) entre diversos objetivos frecuentemente en conflicto (costo de operación y seguridad). La figura 2.3 ilustra el tema del equilibrio (o compromiso).



Cada incremento en la Seguridad cuesta más que el anterior.  
¿Cuál es el punto de “equilibrio” entre el Costo y la Seguridad?

Figura 2.3 Curva de equilibrio

La operación involucra lograr un equilibrio entre objetivos que frecuentemente se encuentran en conflicto. Cada aumento en seguridad cuesta más que el anterior o, lo que es lo mismo, hay una saturación. El codo de la curva es la región donde aumentos en seguridad empiezan a ser muy costosos, por lo que resulta imprescindible identificar esta región.

## 2.6 Método Trade-Off / Risk [1]

Los planificadores de sistemas de potencia deben determinar el tipo y el momento oportuno de las inversiones en presencia de una gran incertidumbre de los valores futuros de los parámetros más importantes, tales como: crecimiento de la demanda, costos de capitales, precios de combustibles y otros. Además, las decisiones son caracterizadas por múltiples objetivos, los cuales están con frecuencia en conflicto uno con el otro.

Las herramientas tradicionales del planeamiento no se ocupan del todo en las incertidumbres, múltiples objetivos y muchas opciones. En ese sentido, este método soluciona todos estos inconvenientes.

El método Trade-Off/Risk (Compromiso/Riesgo) es un método de análisis de decisión bajo incertidumbres. Este método es un enfoque del planeamiento estratégico que consiste en cuatro pasos:

- Formular el problema del planeamiento (operación)
- Desarrollar una base de datos
- Análisis de Compromiso
- Análisis de Riesgo

La definición de los principales conceptos usados en éste método se presentan en la tabla 2.1.

Concepto	Definición
Opción	En un estudio se puede elegir un juego de opciones, por ejemplo, construir una planta nueva de carbón o una interconexión eléctrica. Cada opción tiene parámetros que son especificados (por ejemplo: año o tamaño).
Plan	Es un juego de opciones específicas, por ejemplo: "construir una planta de carbón de 600 MW en un año determinado y añadir 350 MW en otro año".
Atributos	Son medidas de las bondades de un plan. Los atributos están en función de las opciones e incertidumbre. El objetivo es minimizar o maximizar cada atributo.
Incetidumbre	Está más allá del conocimiento previo o control. Cada una tiene parámetros que representan una realización. Las incertidumbres pueden ser modeladas probabilísticamente.

Concepto	Definición
Futuro	Es un juego de resultados o realizaciones de incertidumbres, por ejemplo: 3% de crecimiento de carga o 1% del crecimiento del precio de combustible.
Escenario	Es un juego completo de variables específicas (opciones e incertidumbres), es decir una combinación de un plan particular con un futuro particular.
Lista corta o juego de decisiones	Es un juego de planes que no están dominados. En particular es un juego de planes cerca de la rodilla de la curva de Compromiso.
Riesgo	Es un peligro al cual se esta expuesto, si se selecciona un plan en lugar de otro, debido a las incertidumbres. El riesgo esta relacionado con atributos, pero aun más con decisiones. Una medida del riesgo es la probabilidad que un plan particular sea inferior que otro. El riesgo también es medido en términos de exposiciones.
Robustez	Un plan robusto es un plan que sale seleccionado para cada futuro, es decir, no importa como resultan las incertidumbres.
Exposición	Es una medida de riesgo. Es determinado por la identificación de las condiciones (futuros) para las cuales no esta en la lista corta.

**Tabla 2.1 Conceptos usados en el Trade Off/Risk**

Fuente: "The Trade-Off/Risk Method: A Strategic Approach to Power Planning" [1]

### 2.6.1 Formulación del problema de planeamiento (operación)

El problema del planeamiento (operación) se formula en términos de tres elementos principales:

- Una variedad de opciones
- Incertidumbres irreducibles
- Un juego de objetivos del planeamiento (operación), expresado en términos de atributos

La tabla 2.2 exhibe algunos de estos elementos.

Opciones típicas	Importantes incertidumbres	Atributos que reflejan los objetivos
Desconectar equipos del sistema	Evolución de la hidrología	Riesgo/seguridad (energía no suministrada)
Traslado de cargas de un área del sistema a otro	Crecimiento de la demanda	Económicos (costos de electricidad)
Incrementos de capacidad de transmisión	Precios de combustible	Calidad de servicio (confiabilidad)
Estación central de plantas	Cambios en la regulación	Financiero (requerimientos de capital)
Plantas modulares	Desarrollo de tecnología	Ambiental (emisiones)
Gestión de carga	Costos de inversión	
Transmisión		
Plantas de recursos renovables		

**Tabla 2.2 Opciones, incertidumbres y atributos**

Fuente: "The Trade-Off/Risk Method: A Strategic Approach to Power Planning" [1]

Las opciones disponibles incluyen una variedad de instalaciones tradicionales, así como fuentes de energía, conservación, gestión de carga y otros. Las opciones pueden ser amplias (por ejemplo un estudio de la reestructuración del sector eléctrico de potencia nacional) o reducidas (por ejemplo un estudio para reemplazar un transformador de distribución). El número de opciones consideradas en un estudio particular puede reducirse o expandirse a lo largo del estudio. Con frecuencia algunas opciones en una lista inicial son descartadas después de una investigación preliminar.

En la tabla 2.2 se lista algunas incertidumbres más importantes en la actualidad. Algunas de estas incertidumbres son relacionadas con factores externos, por lo tanto es imposible eliminar las incertidumbres totalmente. Se deduce que la finalidad debería ser encontrar un plan que sea robusto o flexible en la presencia de las incertidumbres. Los objetivos de la planificación son expresados en términos de atributos, o medidas de bondad. Estos atributos reflejan el interés de los involucrados en el problema. En el pasado, el planeamiento del sistema en países industrializados y en vía de desarrollo ha enfatizado en un solo atributo, el costo de la electricidad. El objetivo fue minimizar este atributo, sujeto a criterios o estándares de confiabilidad, seguridad, emisiones, etc.

### 2.6.2 La base de datos del planeamiento

El método Compromiso/Riesgo usa cuatro juegos de datos:

- Una lista de planes
- Una lista de futuros
- Una lista de escenarios
- Los valores de los atributos para cada escenario

Una vez que el planificador ha identificado sus opciones e incertidumbres, éstas son usadas para representar diferentes planes y futuros. Esto se realiza tomando todas las combinaciones de las opciones especificadas para desarrollar los planes, y tomando todas las combinaciones de las realizaciones de incertidumbre para desarrollar los futuros. Sin embargo, como algunas de las combinaciones de opciones pueden producir obviamente planes imprácticos y por otro lado, algunas combinaciones de incertidumbre pueden producir futuros imposibles, la capacidad del planificador es necesaria para especificar un reducido número de planes y futuros realizables.

Una vez que los juegos de planes y futuros realizables ha sido desarrollados, el planificador combina cada plan con cada futuro (ignorando las combinaciones irrazonables) para crear escenarios. Los valores de los atributos para cada escenario, por ejemplo la medida del comportamiento de cada plan bajo cada futuro, pueden ser obtenidos por medio de simulaciones. Estas simulaciones son realizadas a través de modelos de planeamiento o modelos complementarios. Este podría ser el caso de los atributos que impactan el medio ambiente o algún indicador financiero que no se obtiene directamente por modelos de planeamiento de potencia.

### 2.6.3 Principios del análisis de Compromiso

Con frecuencia no es posible optimizar un plan en términos de cada uno de los objetivos simultáneamente. Las decisiones realizadas por lo tanto envuelven evaluaciones de factores conflictivos para encontrar el mejor Compromiso entre los objetivos.

Esta metodología realiza este Compromiso en el planeamiento de sistemas eléctricos de potencia. Una premisa básica es que no hay una única manera para cuantificar los costos o beneficios relacionados con diferentes objetivos. El análisis de Compromiso es una manera organizada de eliminar algunos posibles planes que son dominados o inferiores a otros planes. Se deja un juego relativamente pequeño de planes (llamado la lista corta o juego de decisiones) que representan un compromiso razonable.

### 2.6.3.1 Concepto de dominación

**Dominación estricta:** se dice que un plan, por ejemplo  $P_2$ , domina estrictamente a otro plan  $P_1$ , si  $P_2$  domina (es mejor que)  $P_1$  en términos de cada atributo. La figura 2.4 ilustra este concepto para un ejemplo que incluye dos atributos, costo y probabilidad de pérdida de carga (LOLP), que están siendo minimizadas.

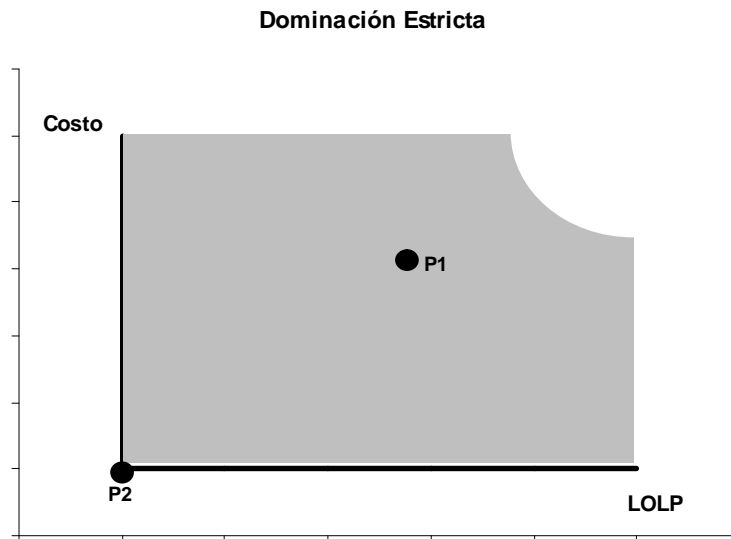
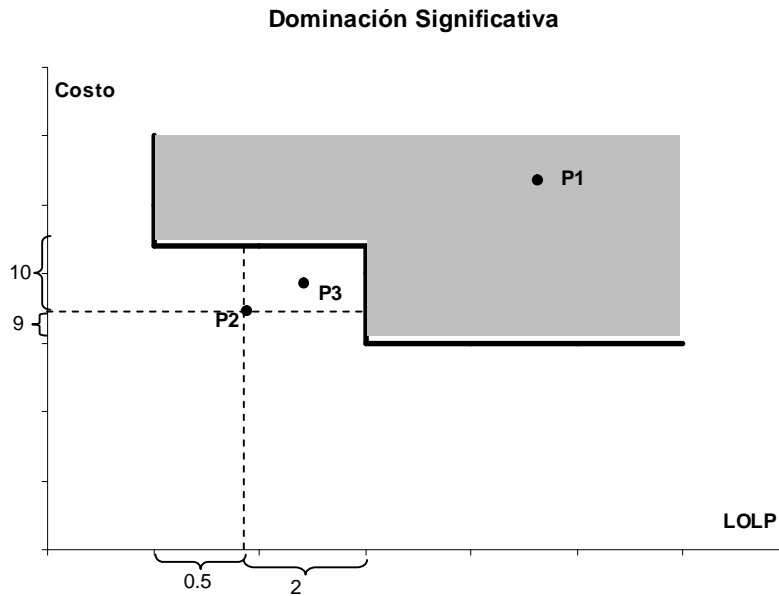


Figura 2.4 Dominación estricta

**Dominación significativa:** esto es un tipo de dominación más útil y relacionado puesto que considera un grado de tolerancia cuando se compara dos planes. Este concepto es ilustrado en la figura 2.5. El plan  $P_2$  domina significativamente a todos los planes del área sombreada. Este concepto es más adecuado para situaciones de la vida real porque los planes y decisiones creadas son a menudo indistintos entre valores de atributos similares pero diferentes. Por ejemplo, podríamos percibir que una diferencia de 10 millones de dólares entre el costo de dos alternativas de un proyecto principal no es significativo. Sin embargo, una tercera alternativa costando 50 millones de dólares más, podría ser visto inaceptable.



**Figura 2.5 Dominación significativa**

Mientras que  $P_2$  domina a  $P_1$  en ambos sentidos estricta y significativamente (ver figuras 2.4 y 2.5), es posible tener dominación estricta sin dominación significativa y viceversa. Por ejemplo, aunque  $P_2$  domina estrictamente a  $P_3$ ,  $P_2$  no domina significativamente a  $P_3$ . La mayor parte de la región que es estrictamente dominada por  $P_2$  es también significativamente dominada. La dominación significativa no desecha planes que están cerca de  $P_2$ , hasta que ellos puedan ser estrictamente dominados. La base para esto es que ellos están lo suficientemente cercano a  $P_2$  que para propósitos prácticos son los mismos. Sin embargo, la dominación significativa rechaza planes donde una mejora insignificante en un atributo es alcanzado por un gran costo en términos de otro.

### 2.6.3.2 Listas Cortas

Una lista corta es un juego de planes que continúan una vez que se eliminan todos los planes que han sido dominados. Un determinado problema de la operación y planeamiento de la energía puede tener varias listas cortas, dependiendo de la definición de la dominación que es utilizada y como la definición es aplicada. Dos listas cortas importantes son el juego de la superficie de Compromiso (trade-off-surface) y el juego de la rodilla (knee set), este último a menudo es el más útil. Estos dos juegos se ilustran en la figura 2.4 para un ejemplo de dos atributos. El objetivo en este caso es reducir al mínimo ambos atributos, costos y LOLP.

La **superficie de Compromiso** (una curva en el problema de la figura 2.6) es el juego de todos los planes que no son estrictamente dominados. Dos teoremas probados relacionados con la superficie de Compromiso son:

- Cada problema del planeamiento de la energía tiene un juego de la superficie de Compromiso.
- El juego de la superficie de Compromiso es único.

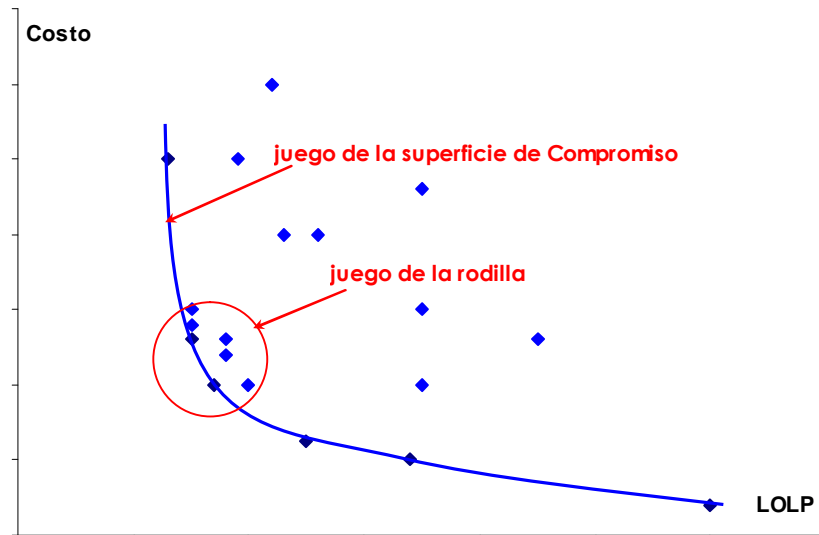


Figura 2.6 Dos listas cortas

**El juego de la Rodilla** consiste en todos los planes que no están significativamente dominados. Este juego puede por lo tanto incluir los planes que son estrictamente dominados pero que estén cerca de la rodilla. Además, los planes que no son estrictamente dominados (parte de la superficie de Compromiso) pero están alejados de la rodilla son excluidos. Los valores de los parámetros significativos determinan qué planes compondrán el juego de la rodilla. Hay dos teoremas para el juego de la rodilla, el teorema de existencia y de unicidad:

- Cada problema tiene un juego de la rodilla si ciertas condiciones en los parámetros de la significación (no dados aquí) se cumplen.
- Si para los valores particulares de los parámetros de la significación un juego de la rodilla existe, este es único.

Si todos los planes dominados fueran dominados por el mismo miembro (plan) de la superficie de Compromiso, éste podría ser el plan óptimo. Sin embargo, esta situación es inusual puesto que un solo plan es raramente el mejor en términos de cada atributo.



De los dos juegos de decisiones, el juego de la rodilla es generalmente el más interesante. El juego de la superficie de Compromiso puede incluir los planes que exhiben una saturación o una disminución en el comportamiento del rendimiento. Éstos son los planes que son peores que otros en términos de uno o más atributos, mientras que al mismo tiempo son equivalentes (solamente levemente mejor) en términos de otros atributos. Estos planes están en los extremos de la superficie de Compromiso en la figura 2.6 y son excluidos del juego de la rodilla.

Pueden existir los planes interiores o dominados que están absolutamente cerca de la superficie de Compromiso. Estos planes apenas son dominados, quizás por menos que el margen de error de los métodos usados para calcular sus valores de atributos. El juego de la rodilla incluye estos planes, así adoptando un acercamiento más realista y más útil.

#### **2.6.4 Incertidumbre y Riesgo**

Esta parte está dirigida al problema de cómo manejar el riesgo e incertidumbre dentro del análisis de Compromiso. El trato con el riesgo correctamente requiere de cuatro pasos:

- Realizar el análisis de *Compromiso* para cada futuro y encuentre una *lista global corta*.
- Mida la robustez de cada plan incluido en la lista corta global.
- Si el plan no es completamente robusto, media las exposiciones.
- Desarrolle barreras de protección contra futuros adversos.

El proceso es iterativo dentro de un gran proceso de *Compromiso*. El desarrollo de barreras implica la formulación de nuevas opciones, por lo tanto nuevos planes pueden ser creados y añadidos a la base de datos. Luego el nuevo análisis de *Compromiso* es realizado y la nueva lista global corta es encontrada.

##### **2.6.4.1 Lista global corta**

Existen varias maneras de definir la lista global corta. La definición que sigue es fácil para aplicarlo computacionalmente y conducirlo hacia un valioso análisis:

- Una **lista corta condicional**, es una lista corta (como se definió en la sección 2.6.3.2) condicionada a un futuro particular, es decir, con valores de todas las incertidumbres fijas.
- La **lista global corta**, es el juego de todos los planes que están en una lista corta condicional para al menos en un futuro.

En la sección 2.6.3.2 se mostró la definición de dos diferentes listas cortas. Si escogemos la más atractiva de ellas, por ejemplo el juego de la rodilla, para un problema en particular, la lista global corta sería la que contiene todos los planes que se incluyan en el juego de la rodilla para al menos en un futuro. El procedimiento para encontrar una lista global corta es simple: Todo lo necesario es hacer un análisis de Compromiso para cada futuro y combinar las listas cortas.

### 2.6.4.2 Robustez

La robustez mide la seguridad o la falta de riesgo de una decisión. Un plan que es 100% robusto, es un plan que esta en la lista corta para todos los futuros. Dos preguntas podríamos responder en la evaluación de la robustez:

- Cual es la posibilidad que lamentáramos la selección de un plan particular.
- Cuanto podríamos lamentarnos esto.

Ejemplo de Plan Robusto:

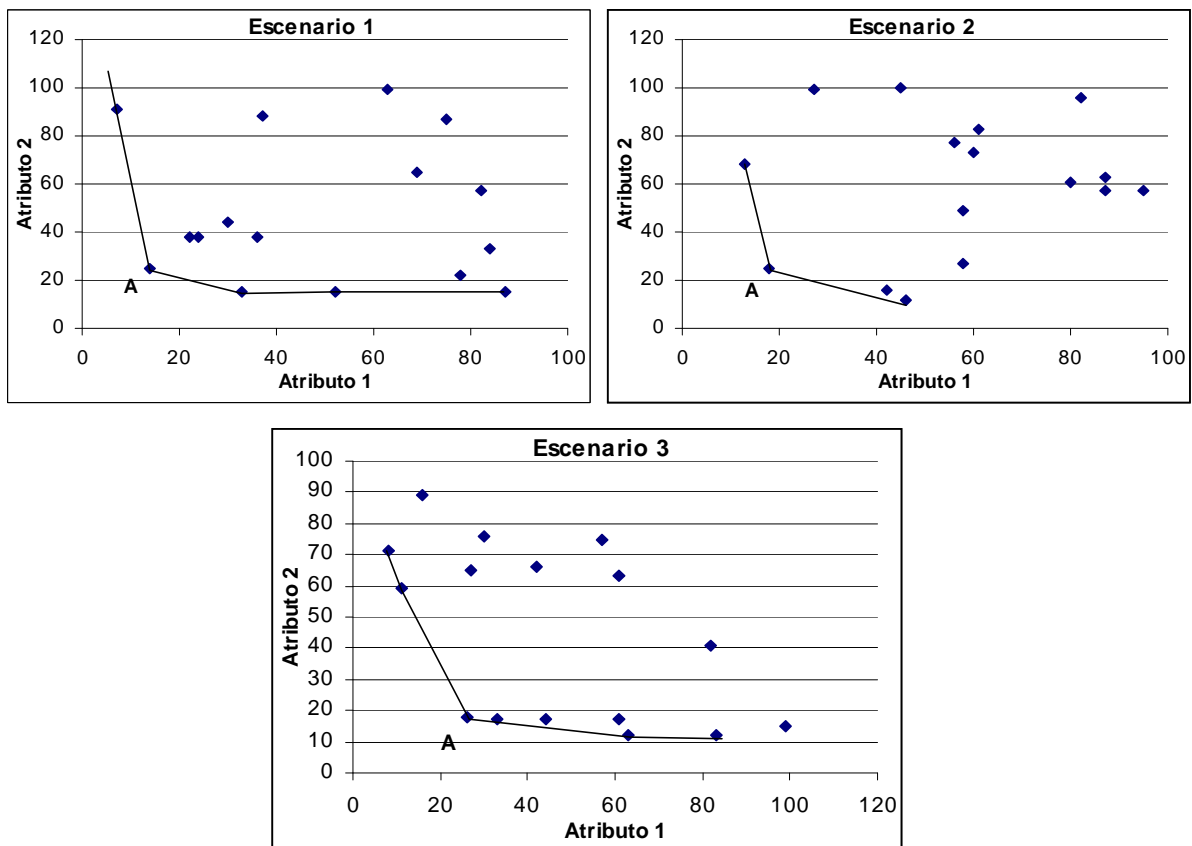


Figura 2.7 Curvas de Compromiso

Obviamente, un plan que es robusto para todos los futuros, no nos llevará a lamentarnos.

El Plan A es robusto debido a que se encuentra en la rodilla la curva para todos los escenarios.

#### **2.6.4.3 Exposiciones y barreras**

Si un plan no es completamente robusto, entonces una segunda medida de un plan peligroso es el grado hasta el cual nosotros podríamos lamentarnos la selección de este. Esto es la cantidad por la cual el plan seleccionado se diferencia del plan que habríamos seleccionado, si tendríamos la previsión perfecta con respecto a las incertidumbres.

La evaluación de las exposiciones es un proceso de dos pasos:

- Determinar el futuro para el cual el plan seleccionado no está en la lista corta condicional.
- Determine las diferencias, en términos de atributos, entre el plan seleccionado y el plan que hubiéramos seleccionado, si nosotros conociéramos el futuro.

Si la decisión es riesgosa, sin embargo, podríamos buscar maneras para mitigar esto. Esto podría realizarse a través de los siguientes pasos:

- Evalué la exposición del plan seleccionado (por ejemplo plan A) como se explicó anteriormente.
- Determine que planes están en el juego condicional para los futuros donde el plan A está expuesto.
- Examine estos planes para conocer si hay características comunes que puedan protegerlas de los futuros adversos.
- Identificado estas barreras, proceder a introducirlos en el plan A para formular así un nuevo plan.

Resumiendo, el método de Compromiso/Riesgo es un método que ofrece tres ventajas fundamentales:

- Implementa un método sencillo y poderoso para la expansión de bases de datos para uso en análisis de decisión bajo incertidumbres.
- Permite encontrar curvas de equilibrio y sus codos, para problemas que requieren modelar cualquier número de dimensiones.

- Facilita el análisis de riesgos, incluyendo aspectos como robustez, arrepentimiento, etc., relacionados con la toma de decisiones.
- Compromiso/Riesgo: Sirve para resolver problemas multi-objetivo.

La meta final que se persigue con el modelo es conseguir el balance necesario entre el desempeño y la calidad en la operación de la red, sobre la base de criterios que tengan en cuenta la incertidumbre, la robustez de la solución y la mitigación del riesgo en las decisiones relativas a la expansión de las redes.

## **Capítulo III**

### **Metodología de Evaluación**

#### **3.1 Generalidades**

En la actualidad se vienen presentando cambios coyunturales, los cuales demuestran que cada día se pone más en evidencia que las metodologías de operación y planificación deben lograr un balance entre los aspectos técnicos, económicos y regulatorios.

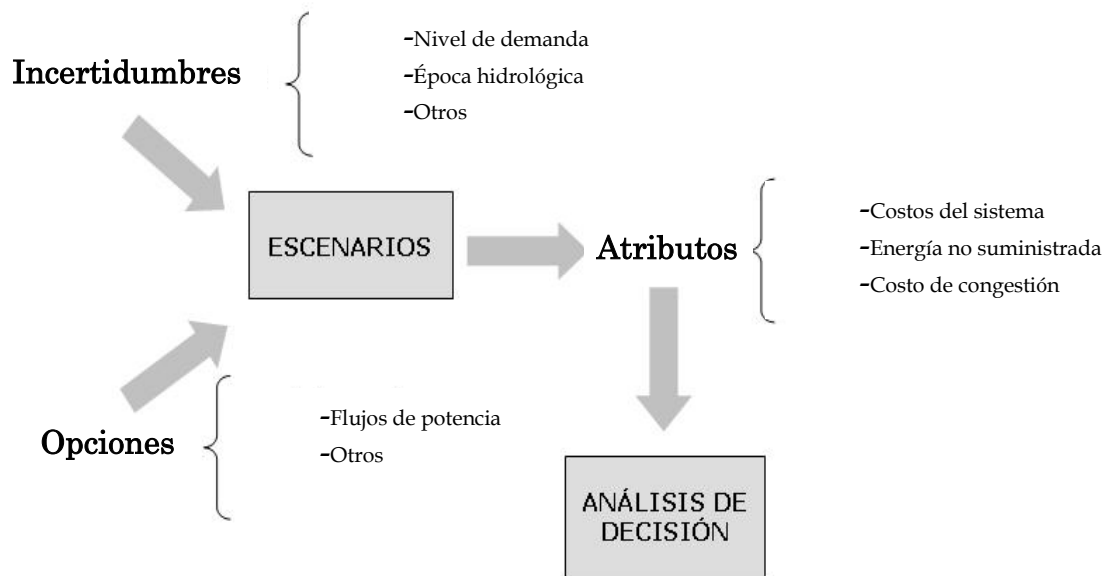
Para determinar niveles adecuados de riesgo de la operación de un sistema de potencia acorde con un costo aceptable, se debe realizar análisis basados en una metodología que relacione el riesgo de la operación y el costo con la finalidad de hallar un punto de equilibrio. Por lo tanto, es importante que el personal técnico encargado de la operación del sistema utilice indicadores provenientes de una evaluación del planeamiento de la operación, con la finalidad de utilizarlos para tomar decisiones en la operación.

En esta sección, se muestra una metodología que permite evaluar y determinar un punto de equilibrio de la operación del SEIN con respecto al riesgo operativo y costos. Esta metodología es un modelo de análisis de decisión bajo incertidumbres conocido como Trade-Off/Risk (Compromiso/Riesgo) [1]. Dicho método fue desarrollado inicialmente hace más de dos décadas y posee un largo historial de uso en numerosos estudios en varios países del mundo.

Con este método se deberá encontrar el equilibrio que debe existir entre el riesgo de la operación y los costos asociados por incrementar la capacidad de transmisión de los enlaces del SEIN, sobre la base de criterios que tengan en cuenta la incertidumbre y la robustez de la solución.

#### **3.2 Desarrollo de la metodología**

Afortunadamente, existen metodologías muy robustas que pueden manejar las realidades modernas del problema de la operación y/o planificación de los sistemas eléctricos de potencia. El método aplicado en este trabajo se basa en un análisis de toma de decisiones, tal como se muestra en la figura 3.1.



**Figura 3.1 Metodología de análisis de decisiones**

El problema analítico es el de determinar un plan que encuentre el equilibrio que debe existir entre el riesgo de la operación y el costo asociado por incrementar la capacidad de transmisión de los enlaces de transmisión del SEIN. Asimismo, este análisis debe tener en cuenta la incertidumbre y la robustez de la solución.

### 3.2.1 Incertidumbres

En esta parte de la metodología se debe plantear y determinar cuales son las incertidumbres a la que estarán expuestas nuestras decisiones, con la finalidad de realizar una adecuada evaluación de riesgo de la decisión tomada para que esta sea robusta. Las incertidumbres son parámetros desconocidos o fuera de nuestro control.

La operación de un sistema eléctrico de potencia puede presentar diferentes incertidumbres tales como: nivel de demanda, niveles de hidrología, precios de combustibles, costos de inversión, cambios en la regulación, etc.

### 3.2.2 Opciones

Las evaluaciones de sistemas de potencia nacen justo para obtener indicadores que permitan elegir la mejor opción respecto al análisis realizado. En esta parte de la metodología se debe plantear cual es la lista de opciones a elegir.

Las opciones o los planes son las decisiones que se pueden tomar (se encuentran dentro de nuestro control).

La operación de un sistema eléctrico de potencia puede presentar diferentes incertidumbres tales como: opciones de plantas, opciones de distribución, niveles de tensión, etc.

### **3.2.3 Escenarios**

En esta parte se utiliza la información de las incertidumbres elegidas y las opciones del análisis. Con esta información se construye los escenarios factibles para que sean analizados. Un escenario consiste de un plan (el cual incluye un grupo de opciones) y una materialización específica de cada incertidumbre.

### **3.2.4 Atributos**

En un análisis de evaluación de la operación de sistemas eléctricos de potencia, es importante disponer de indicadores de comportamiento que sirven para medir las bondades de cada opción. Los atributos miden cuán adecuado es cada plan, en vista de las incertidumbres, desde el punto de vista de los interesados.

En la operación de un sistema eléctrico de potencia se puede tener diferentes indicadores (atributos) tales como: costos de operación, costos de inversión, calidad, emisiones de contaminantes, interrupciones de carga, etc.

### **3.2.5 Análisis de decisión**

En esta etapa se analiza y evalúa el riesgo de la operación y el costo asociado por incrementar la capacidad de transporte de los enlaces de transmisión del SEIN para determinar el punto de equilibrio.

Esta etapa también llamada evaluación de las decisiones, consta de dos partes:

- El análisis de *Compromiso*
- El análisis de *Riesgo de la decisión*

#### **3.2.5.1 Análisis de Compromiso**

En el análisis de *Compromiso* se determinan las magnitudes de los atributos elegidos para evaluar las bondades de las opciones. Esto se realiza para todos los escenarios

planteados. También se determinan las curvas de *Compromiso* y sus respectivas *rodillas* con la finalidad de elegir las listas cortas donde están las opciones más interesantes.

Para determinar las magnitudes de los atributos en este estudio, se realiza dos análisis: un análisis eléctrico y un análisis de costos.

#### **a) Análisis eléctrico**

Con el análisis eléctrico se desarrolló la evaluación del riesgo de la operación del SEIN. El análisis del riesgo de la operación del SEIN para todos los escenarios planteados, se realizó mediante simulaciones dinámicas de estabilidad transitoria y de estabilidad de frecuencia, para desconexiones en distintas transferencia de energía del enlace de transmisión a evaluar, con la finalidad de determinar la magnitud del atributo que mide el nivel de riesgo de la operación.

#### **b) Análisis de costos**

La evaluación del despacho económico es una actividad importante, ya que una de las funciones principales del operador es elaborar y ejecutar el despacho a mínimo costo y con un adecuado nivel de calidad y seguridad.

Esta parte se realizó mediante simulaciones de despacho de mediano plazo (para un horizonte de un año), con la finalidad de determinar los costos asociados ante los incrementos de la capacidad de transferencia de energía en el enlace de transmisión a evaluar. Este análisis se desarrollo para todos los escenarios planteados.

El objetivo de las simulaciones es estimar los costos asociados a la operación de cada opción analizada.

#### **3.2.5.2 Análisis de riesgo de las decisiones**

En esta parte se analiza el riesgo de elegir una opción (flujo de potencia a transmitir), para lo cual se realiza el análisis de compromiso para todos los escenarios planteados y se determina la robustez de la opción elegida.

Este análisis tiene la finalidad de asegurar que la opción elegida sea la mejor o una de las mejores ante cualquier escenario que se presente en el futuro.



## **Capítulo IV**

### **Aplicación de la metodología y resultados**

#### **4.1 Generalidades**

En esta sección se aplica la metodología de evaluación para determinar el equilibrio entre el riesgo de la operación y el costo asociado por incrementar la capacidad de transporte en un enlace de transmisión del SEIN para el año 2009.

Como se mencionó en los capítulos anteriores, el objetivo es determinar cual es flujo de potencia que se puede transportar en un enlace de transmisión del SEIN con la finalidad de reducir los costos de operación y mantener un adecuado nivel de riesgo.

En la figura 4.1 se muestra un diagrama de los pasos que sigue la metodología de análisis de decisión bajo incertidumbres Trade Off/Risk (Compromiso/Riesgo).

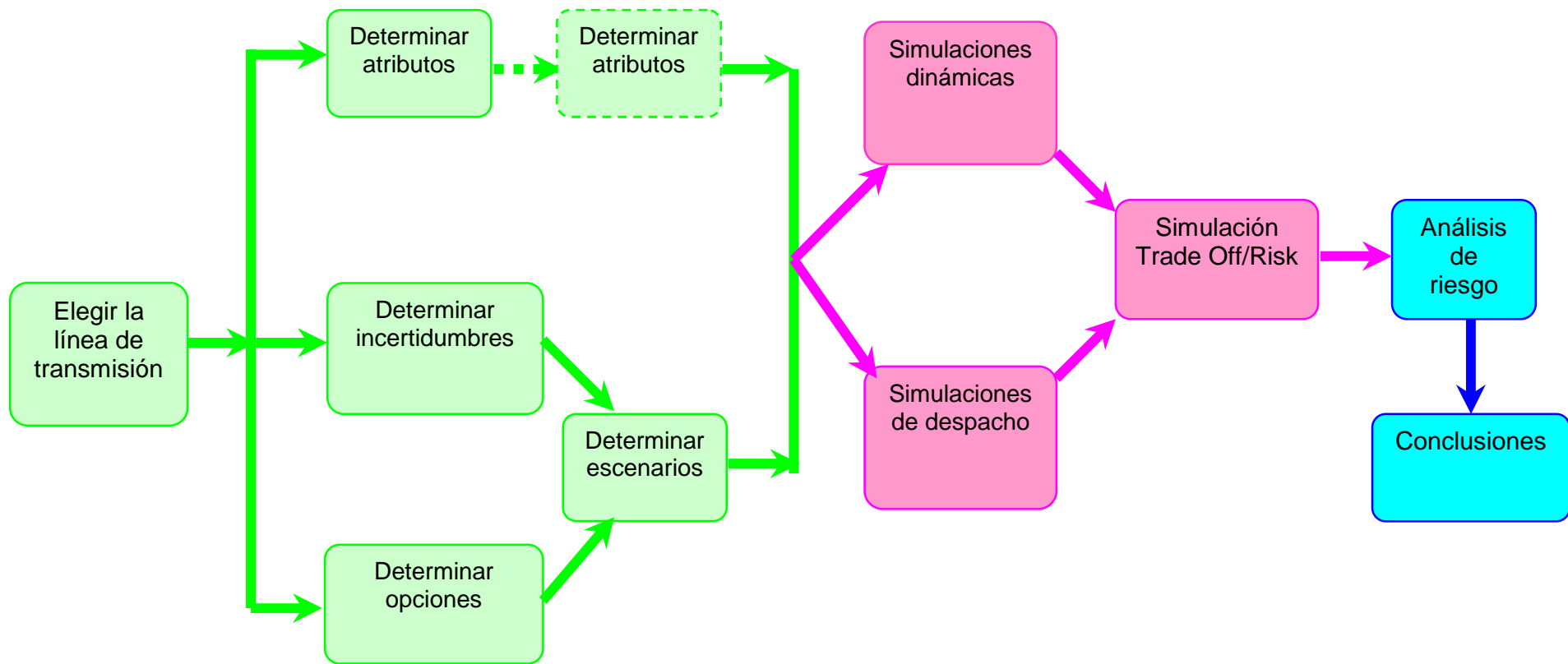


Figura 4.1 Diagrama de los pasos que sigue la metodología de análisis de decisiones

## **4.2 Elección del enlace de transmisión**

La elección del enlace de transmisión del SEIN que será analizado, se efectuó basado en los siguientes criterios:

- Líneas que enlazan áreas importantes
- Líneas que actualmente presentan sobrecargas
- Líneas que afectan la seguridad de áreas operativas
- Líneas que presentan mayor desconexiones por fallas

En la figura 4.2 se muestra el sistema de transmisión del SEIN, el cual está dividido en tres grandes áreas importantes; el área Norte, el área Centro y el área Sur. Asimismo, se muestra las líneas que enlazan estas áreas; las líneas Chimbote – Paramonga de 220 kV que enlaza el área Norte y el área Centro y las líneas Mantaro - Socabaya de 220 kV que enlazan el área Centro y el área Sur.

De igual forma dentro de cada área existen líneas que enlazan sub áreas de operación, como el área Sur Este y el área Sur Oeste.



**Figura 4.2 Áreas operativas importantes del SEIN**

**Fuente: Red de Energía del Perú**

En la figura 4.3 se muestra una estadística de las horas de operación en sobrecarga de las líneas de transmisión del SEIN para el año 2008. Como se aprecia las líneas L-2053 y L-2054 (Cotaruse – Socabaya) de 220 kV son las que operan mayor tiempo sobrecargadas.

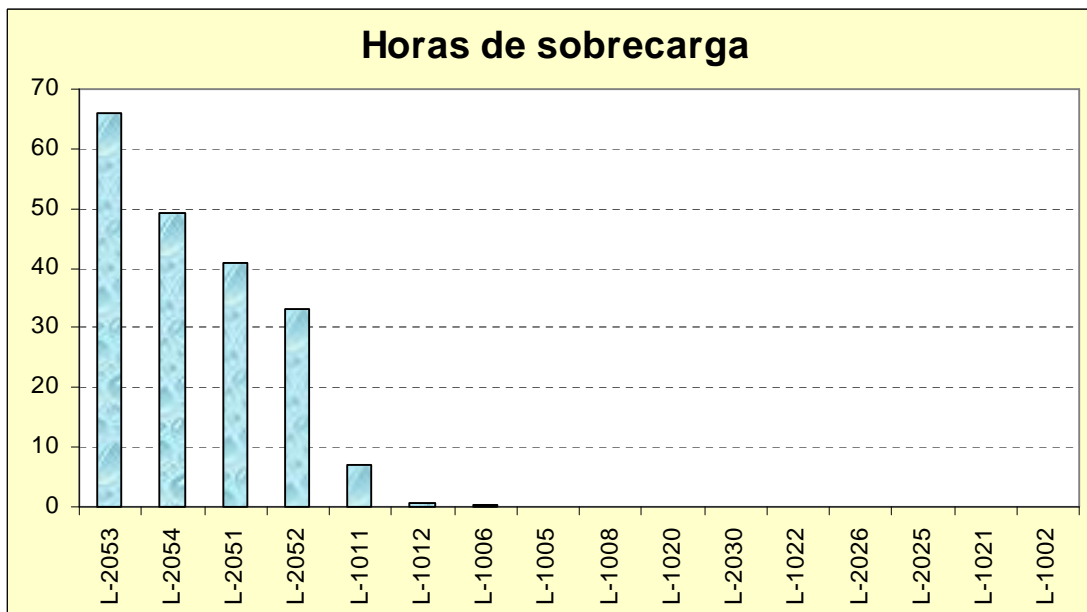


Figura 4.3 Horas de sobrecarga de las líneas de transmisión del SEIN

En la figura 4.4 se muestra una estadística de las desconexiones de líneas de transmisión por falla. Como se aprecia la línea que presenta mayor número de desconexiones por falla por cada 100 km al año es la línea L-1012 de 138 kV. Asimismo, la línea L-2053 y L-2054 presentan más de dos desconexiones al año.

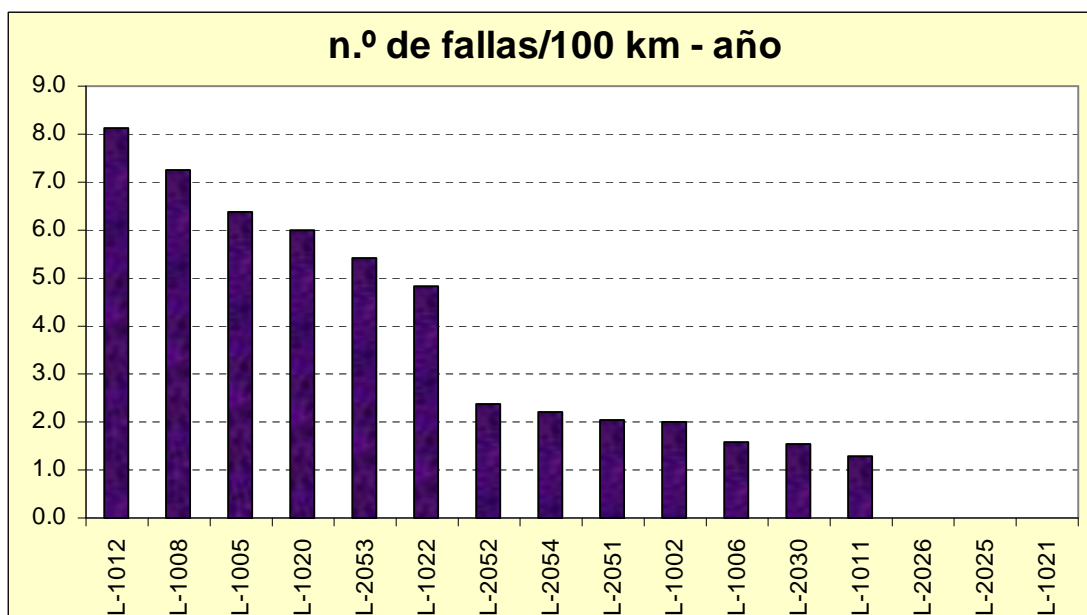


Figura 4.4 Numero de fallas en líneas de transmisión

Según la referencia [13], un índice adecuado es 2.64 fallas por cada 100 km por año para líneas de 220 kV que enlazan áreas importantes.

Por lo tanto, como se muestra en las estadísticas y siguiendo los criterios planteados, las líneas L-2053 y L-2054 (Cotaruse – Socabaya) de 220 kV, se eligen en este trabajo para ser analizadas, ya que son líneas que enlazan áreas importantes (área Centro y área Sur), operan mayor tiempo sobrecargadas y presentan un número de fallas mayor que lo indicado en la referencia [13].

### **4.3 Atributos**

En un sistema eléctrico de potencia se puede tener atributos como: confiabilidad, seguridad, costo de inversiones, costo de operación, pago de la sociedad, emisiones ambientales. Para este caso se eligió atributos que cuantifiquen de cierta forma el riesgo de la operación y los costos asociados.

#### **4.3.1 Atributos de riesgo de la operación**

Para evaluar el riesgo de la operación de un sistema eléctrico de potencia, se debe identificar indicadores que la cuantifiquen. Normalmente y según las referencias [2], [3], [4], [7] y [8] el riesgo de la operación se puede medir con ciertos parámetros eléctricos tales como: frecuencia, voltaje, flujos de potencia, energía no suministrada estimada, etc.

En ese sentido, se eligió como atributo la **energía eléctrica no suministrada estimada (ENS)**, ya que este atributo de cierta forma depende del voltaje y de la frecuencia en el esquema de rechazo de carga automático del SEIN [11].

#### **4.3.2 Atributos de costos**

Para evaluar los costos que se incurren en la operación de un sistema eléctrico de potencia, se debe identificar indicadores que lo cuantifiquen. En este trabajo se eligió dos atributos:

- El costo de operación
- El pago de la sociedad

El costo de operación se calcula con las simulaciones de despacho y son los costos de las unidades de generación que se incurren para generar la electricidad.

El pago de la sociedad también se calcula con las simulaciones de despacho y es el costo de la energía eléctrica que la Sociedad tiene que pagar. En este caso son los costos que incurren los consumidores del área Sur. Se calcula con la expresión 4.1.

$$PS = D_1 * CMg_1 + D_2 * CMg_2 + \dots + D_n * CMg_n \quad (4.1)$$

PS: pago de la sociedad

$D_n$ : demanda en energía de la barra “n” (MWh)

$CMg_n$ : costo marginal de la barra “n” (S./MWh)

#### 4.4 Opciones

Como se mencionó en los capítulos previos, la interconexión de 220 kV Mantaro – Socabaya actualmente tiene un límite de transmisión de 280 MW cuando se transmite en la dirección de Centro hacia el Sur.

Como el objetivo es determinar hasta que flujo máximo se puede transmitir por la interconexión, se eligió una muestra mayor igual al límite operativo (280 MW) con incrementos de 10 MW. En la tabla 4.1 se muestra las 11 opciones de flujos de potencia de transmisión que serán analizados.

Línea de transmisión	Opción	Flujos de potencia de Centro hacia Sur (MW)
Interconexión Centro – Sur	1	280
	2	290
	3	300
	4	310
	5	320
	6	330
	7	340
	8	350
	9	360
	10	370
	11	380

Tabla 4.1 Opciones de flujo de potencia

#### 4.5 Incertidumbres

Uno de los desafíos principales es el hecho que hay parámetros cuyos valores se desconocen o no podemos controlar. Las incertidumbres son especialmente importantes en estudios estratégicos. En este trabajo se plantea realizar el análisis con dos clases

de incertidumbre: la demanda y la hidrología. Estas incertidumbres son importantes porque afectan a la operación del SEIN.

#### **4.5.1 Demanda**

La demanda de electricidad en el Perú se divide en dos partes:

- Demanda que crece en forma vegetativa, probablemente demanda residencial y comercial. Esta demanda crece con aumentos en la población y refleja la economía local.
- Demanda industrial que cambia en forma “quantum”. Esta clase de demanda es mucho más difícil de predecir. Responde a mercados mundiales por productos industriales peruanos.

Se realizan tres escenarios de demanda:

- Demanda optimista
- Demanda media
- Demanda pesimista

En el anexo A se muestra los datos de demanda de energía que se ha considerado en el trabajo para los tres escenarios.

#### **4.5.2 Hidrología**

La hidrología es una incertidumbre difícil de pronosticar, y afecta a la operación del SEIN. Se ha tomado la información disponible de las series hidrológicas desde el año 1965.

Se realiza tres escenarios de hidrología:

- Hidrología húmeda (50% de excedencia)
- Hidrología media (60% de excedencia)
- Hidrología seca (90% de excedencia)

#### **4.6 Escenarios Factibles**

En la evaluación es de vital importancia realizar el análisis de riesgo, con la finalidad de verificar que la opción escogida sea robusta para todos los escenarios que se podrían presentarse en el futuro.



La evaluación se ha realizado para el año 2009 y para incertidumbres de variación de demanda y variación de hidrología. En total son 99 escenarios analizados, que son todas las combinaciones de demanda, hidrología y opciones planteadas.

En la figura 4.5 se muestra un diagrama de todos los escenarios que son analizados.

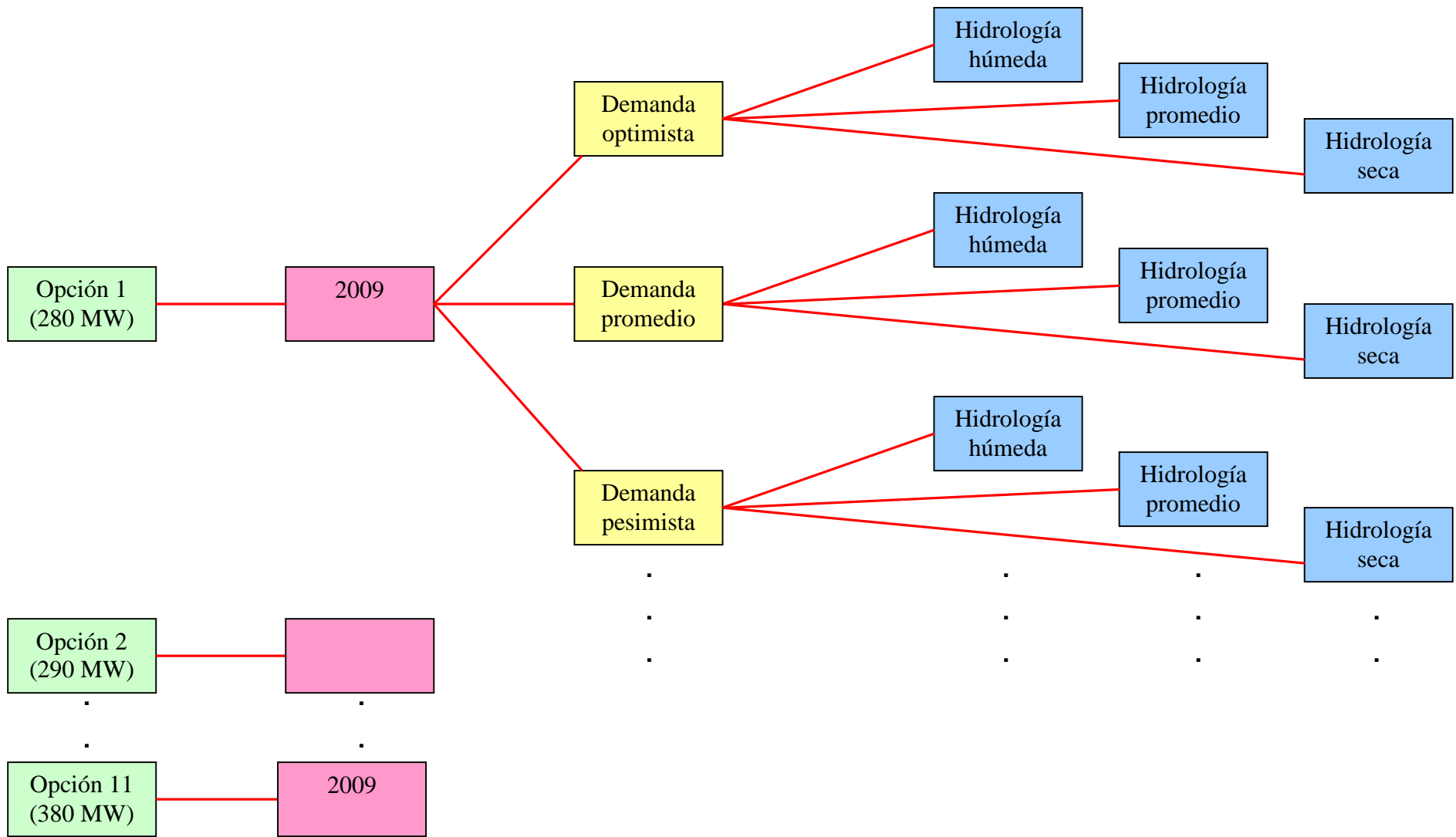


Figura 4.5 Diagrama de escenarios factibles

#### **4.7 Simulaciones eléctricas de la operación**

La operación de los sistemas eléctricos de potencia se encuentra continuamente expuesta a la ocurrencia de eventos, tales como, desconexiones de equipos de transmisión, desconexiones de unidades de generación, desconexiones de cargas importantes y otros. Los eventos pueden cambiar la configuración del sistema eléctrico, como por ejemplo, formar sistemas radiales o sistemas aislados, y como resultado, ocasionan cambios en el despacho y en los niveles de seguridad y calidad de la operación. Además pueden ocasionar interrupciones de carga, restricciones operativas, mantenimientos no programados, configuraciones de la red eléctrica no previstas, mala calidad de la energía eléctrica suministrada a los usuarios y otros.

Para determinar la magnitud del atributo energía no suministrada estimada del área Sur del SEIN se realizó un análisis del riesgo de la operación del SEIN para todos los escenarios planteados mediante simulaciones dinámicas de estabilidad transitoria y de estabilidad de frecuencia, donde se analizaron desconexiones de las líneas L-2053 y L-2054 (Mantaro – Socabaya) de 220 kV para todas las opciones de transferencia de energía.

Para realizar los análisis dinámicos de la operación del SEIN se ha utilizado el modelo dinámico del SEIN disponible en el software Power Factory de DigSILENT. Este modelo se ha obtenido del estudio de rechazo automático de carga/generación del SEIN correspondiente al año 2009 [11], el cual fue elaborado por el COES.

##### **4.7.1 Criterios y premisas**

Los criterios y premisas que se han considerado para las simulaciones son los siguientes:

- Los análisis se han realizado considerando un día típico de avenida (caso extremo) en condiciones de demanda media y demanda máxima. No se realizó simulaciones para avenida (mínima demanda) y estiaje, ya que para esos escenarios no se necesita transmitir un flujo mayor al máximo actual 280 MW. Asimismo, se consideró para las simulaciones, la CT Ilo2 fuera de servicio (caso más crítico).
- Se realizó las simulaciones dinámicas de la operación del SEIN para los diferentes escenarios mencionados en el ítem 4.6.

- Con la finalidad que la frecuencia no se mantenga baja durante un tiempo suficientemente largo y provocar daños en las turbinas de vapor, se determinó como premisa que luego del evento analizado y después de la actuación del ERACMF, el valor final alcanzado en la simulación debería estar próximo a 59.5 Hz.
- Para incrementar la capacidad de transmisión del enlace se incrementó básicamente el porcentaje de la primera y segunda etapa del ERACMF vigente para el SEIN para el 2009.
- Debido a que se esta modificando el porcentaje de carga de la primera y segunda etapa del EARCMF para aumentar el flujo de potencia de la interconexión Mantaro – Socabaya, se esta alterando el EARCMF actual como conjunto (SEIN). En este caso se considera que este aumento es equivalente a implantar un esquema especial de rechazo de carga (aumentar las cargas o etapas).
- Para hallar la energía no suministrada estimada se consideró un tiempo igual al tiempo de reposición de suministros promedio que se ha ejecutado en fallas y desconexiones similares en el SEIN. Este valor según la estadística de los datos del COES – SINAC tiene un valor de 30 minutos en promedio. Asimismo, se consideró la estadística de desconexiones del enlace en el año. Para la interconexión Mantaro – Socabaya se tiene que son 2 desconexiones por año y en el periodo de avenida. En ese sentido la energía no suministrada estimada (ENS) se calculó de la siguiente forma:

$$ENS = P_{int} * Desc * t \quad (4.2)$$

ENS: Energía no suministrada

$P_{int}$ : Potencia interrumpida (rechazo de carga en MW)

Desc = 2 desconexiones al año

t = 0.5 horas (tiempo promedio de reposición de suministros)

- Los despachos de las unidades de generación y el ingreso de las nuevas instalaciones que se han considerado para el análisis, se muestran en el anexo C.

#### 4.7.2 Resultados

En esta sección se muestra los resultados que se han obtenido de las simulaciones de la operación para cada flujo de potencia transmitido.

#### 4.7.2.1 Flujo de 280 MW

Cuando se transmite un flujo de potencia de 280 MW por la interconexión Mantaro – Socabaya desde el área Centro hacia el área Sur, se mantienen los porcentajes de rechazo de carga actuales, ya que es el flujo máximo que se puede transmitir en la actualidad y el EARCMF esta preparado para el mismo. En la tabla 4.2 se muestra los porcentajes de rechazo considerados para este caso.

Numero de etapas	Porcentaje de rechazo de carga	
	Actual	280 MW
1	4.5%	4.5%
2	6.5%	6.5%
3	3.5%	3.5%
4	9.0%	9.0%
5	9.0%	9.0%

Tabla 4.2 Etapas y porcentajes de rechazo de carga en el área Sur (280 MW)

En las figuras 4.6, 4.7 y 4.8 se muestra el comportamiento de las variables eléctricas del SEIN (frecuencia, tensión y flujos) cuando desconecta la interconexión con un flujo de 280 MW.

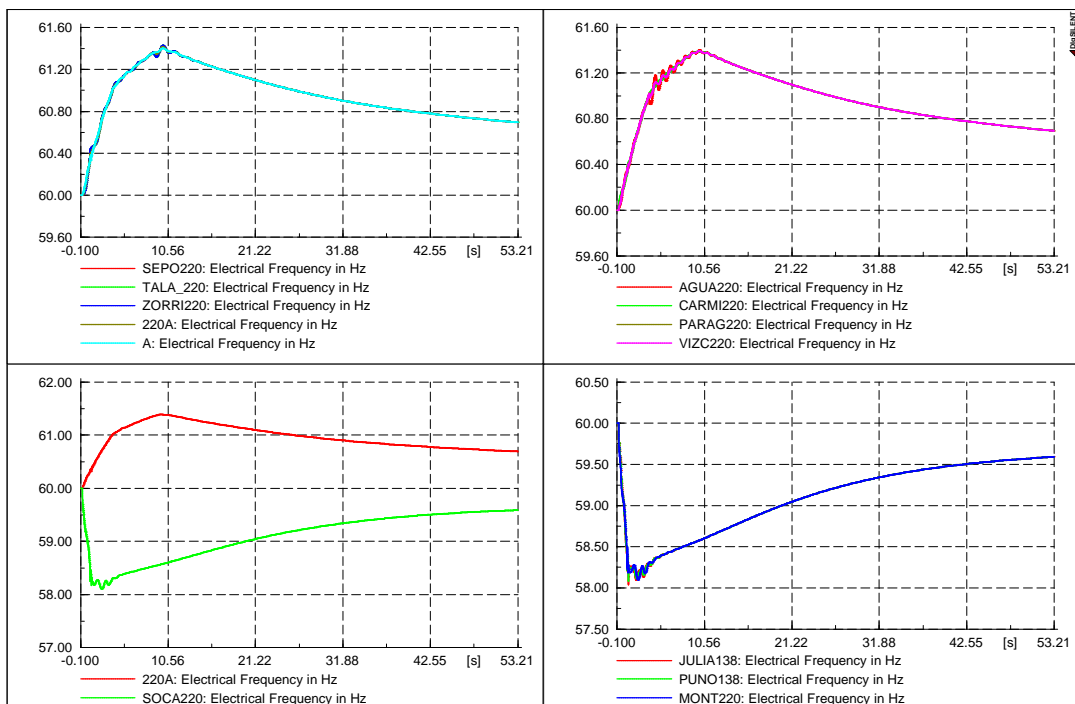
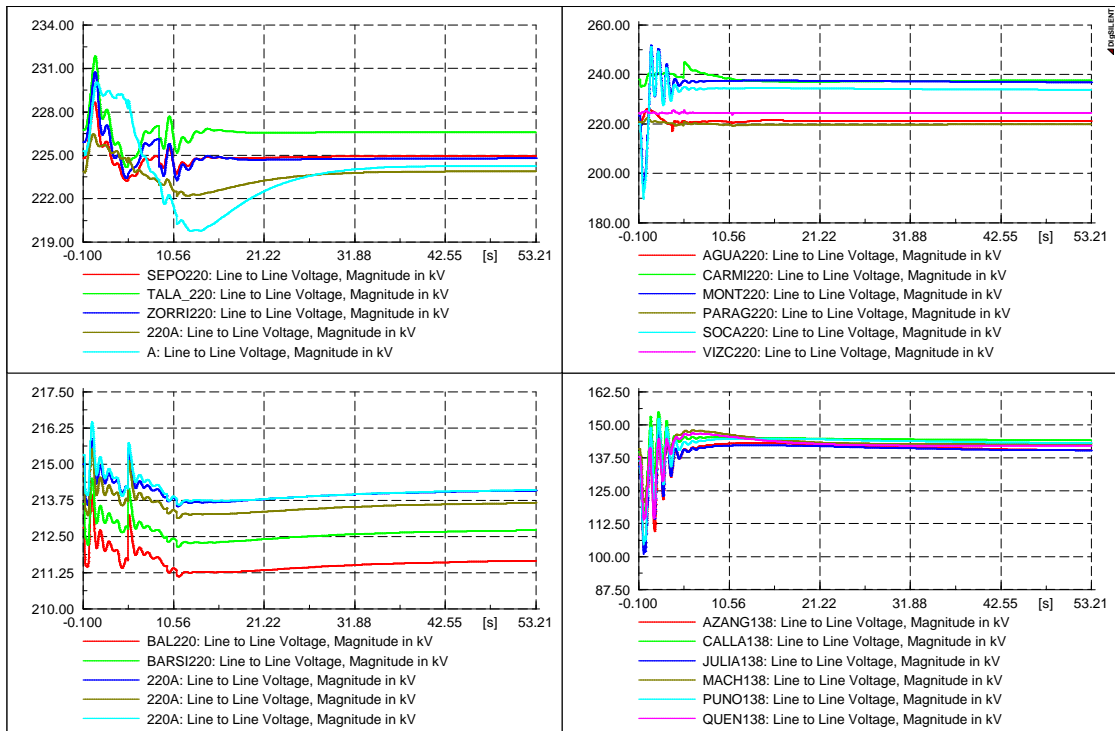
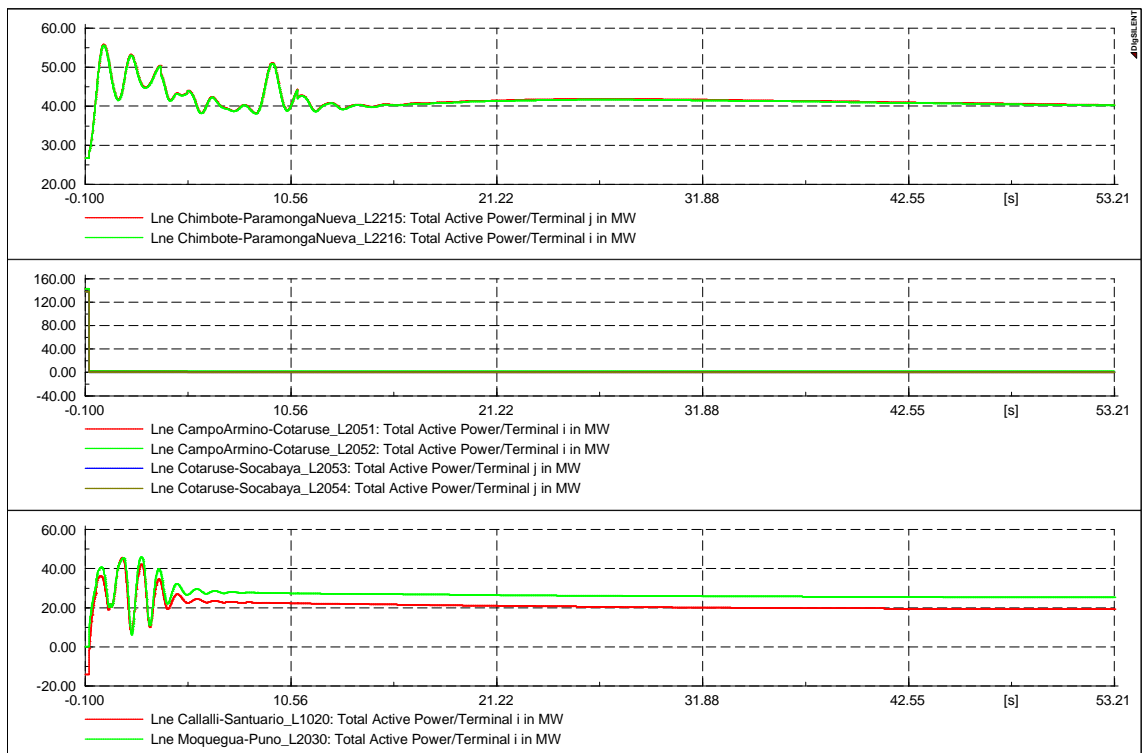


Figura 4.6 Comportamiento de la frecuencia del área Sur y área Centro – Norte (280 MW)



**Figura 4.7 Comportamiento de los voltajes en el área Sur y en el área Centro (280 MW)**



**Figura 4.8 Flujos de potencia en líneas de transmisión (280 MW)**

Con esta desconexión se corta la inyección de flujo de potencia al área Sur ocasionando un déficit de energía que provoca una disminución de la frecuencia en esta área. En el área Centro se produce un exceso de energía provocando un incremento de la frecuencia. La evolución muestra que luego de la desconexión, la frecuencia en el área Sur se estabiliza alrededor de 59.5 Hz. Asimismo, los voltajes y los flujos de potencia luego del transitorio se estabilizan dentro de los rangos aceptables de operación.

En este caso, la desconexión de la interconexión ocasiona un rechazo de carga de 262.2 MW en el área Sur. En el anexo B se muestra los detalles de los rechazos.

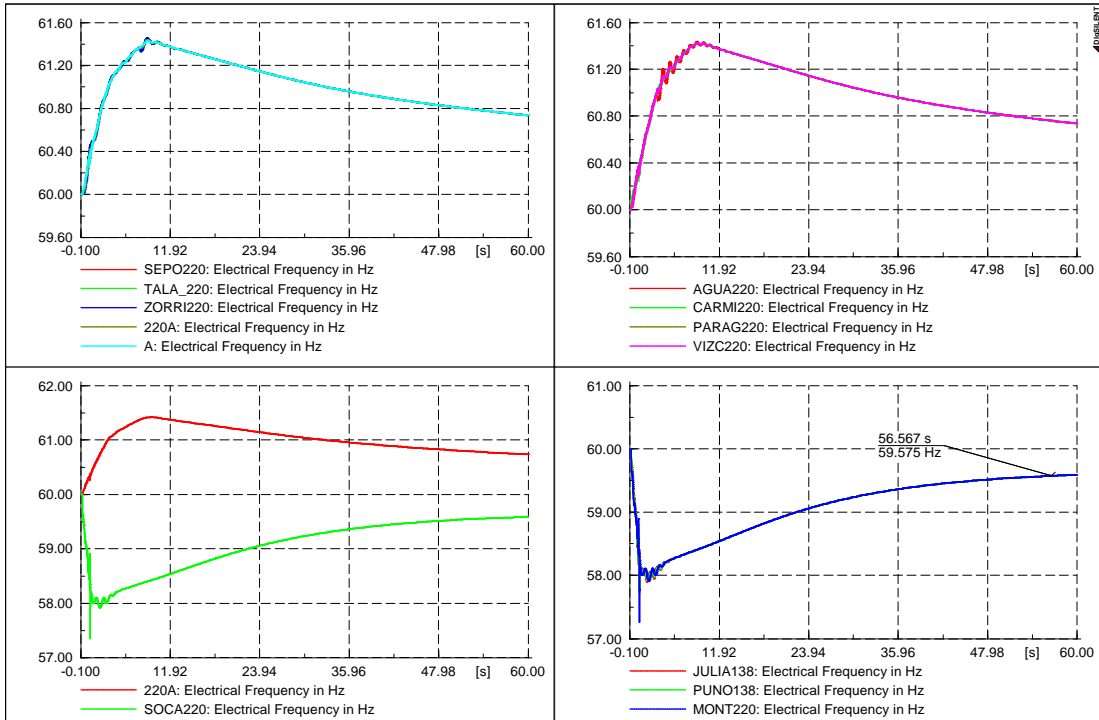
#### 4.7.2.2 Flujo de 290 MW

Cuando se transmite un flujo de potencia de 290 MW por la interconexión Mantaro – Socabaya desde el área Centro hacia el área Sur se incrementa la magnitud del porcentaje de rechazo de carga de la primera etapa. En la tabla 4.3 se muestra los porcentajes de rechazo considerados para este caso.

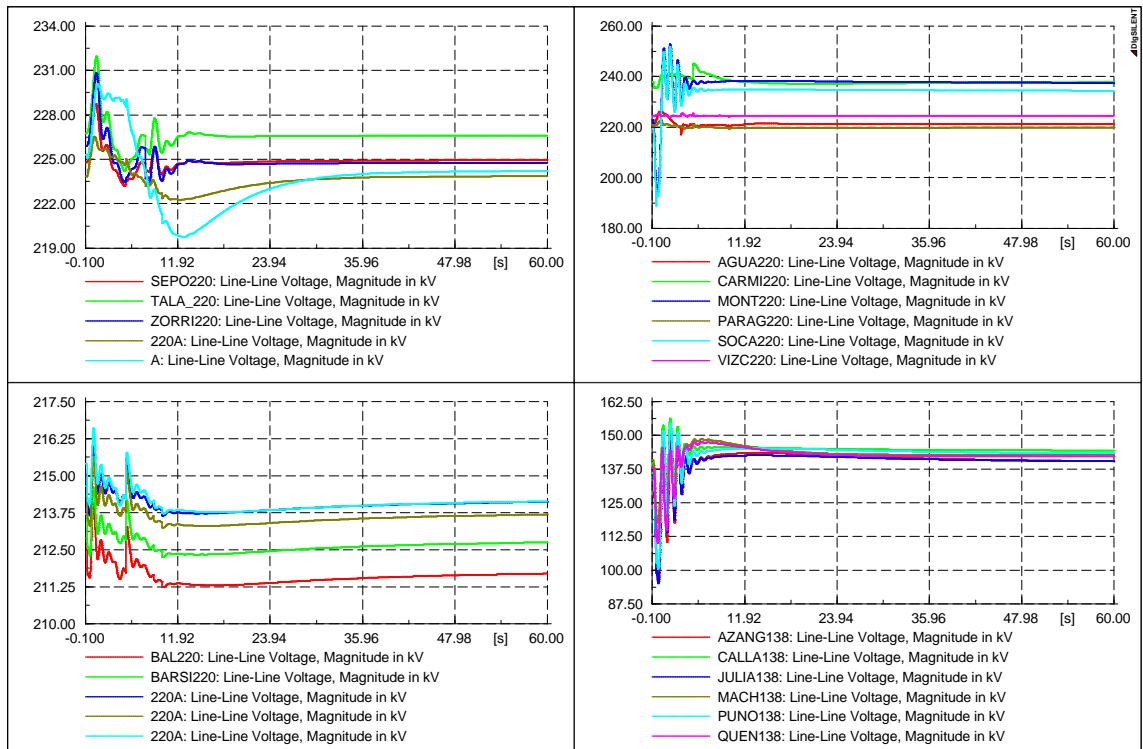
Numero de etapas	Porcentaje de rechazo de carga	
	Actual	290 MW
1	4.5%	6.3%
2	6.5%	6.5%
3	3.5%	3.5%
4	9.0%	9.0%
5	9.0%	9.0%

**Tabla 4.3 Etapas y porcentajes de rechazo de carga en el área Sur (290 MW)**

En las figuras 4.9, 4.10 y 4.11 se muestra el comportamiento de las variables eléctricas del SEIN (frecuencia, tensión y flujos) cuando desconecta la interconexión con un flujo de 290 MW.

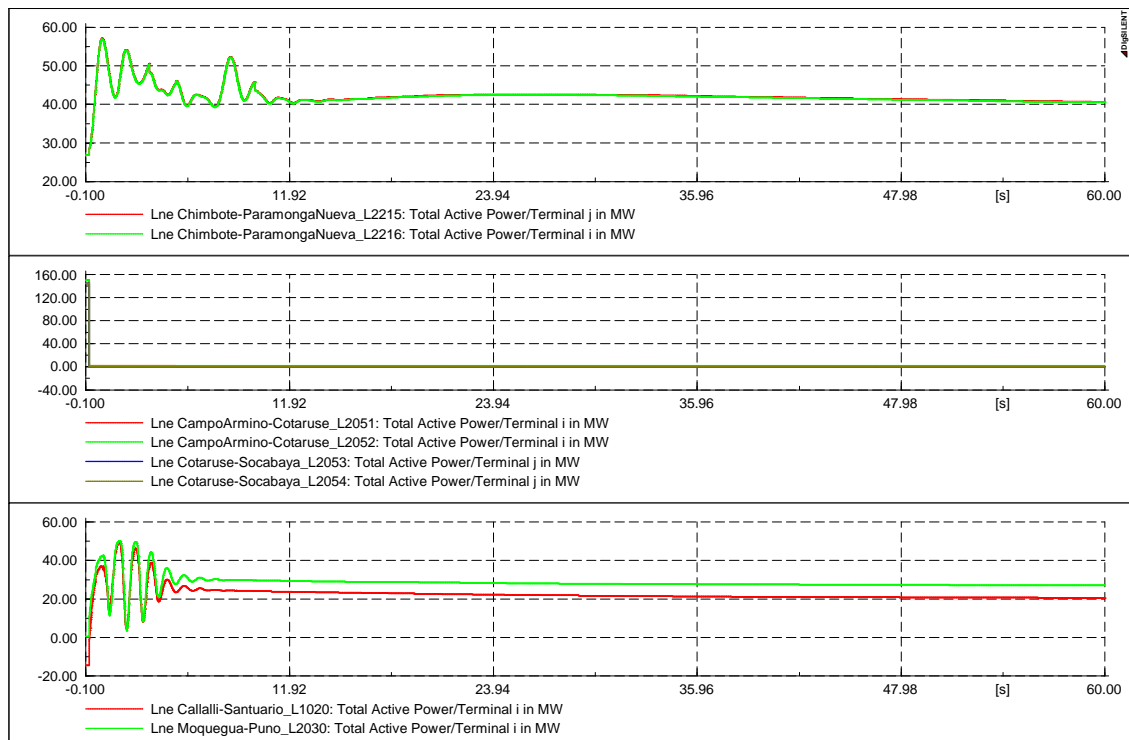


**Figura 4.9 Comportamiento de la frecuencia del área Sur y área Centro – Norte (290 MW)**



**Figura 4.10 Comportamiento de los voltajes en el área Sur y en el área Centro (290 MW)**





**Figura 4.11 Flujos de potencia en líneas de transmisión (290 MW)**

Con esta desconexión se corta la inyección de flujo de potencia al área Sur ocasionando un déficit de energía que provoca una disminución de la frecuencia en esta área. En el área Centro se produce un exceso de energía provocando un incremento de la frecuencia. La evolución muestra que luego de la desconexión, la frecuencia en el área Sur se estabiliza alrededor de 59.5 Hz. Los voltajes y los flujos de potencia luego del transitorio se estabilizan dentro de los rangos aceptables de operación.

El sistema Sur no pierde estabilidad ya que se cuando se incrementa el porcentaje de carga de la primera etapa se esta disminuyendo la potencia acelerante del sistema, por lo cual se puede transmitir un mayor flujo.

En este caso, la desconexión de la interconexión ocasiona un rechazo de carga de 272.4 MW en el área Sur. En el anexo B se muestra los detalles de los rechazos.

#### 4.7.2.3 Flujo de 300 MW

Cuando se transmite un flujo de 300 MW por la interconexión Mantaro – Socabaya desde el Centro hacia el Sur se incrementa la magnitud del porcentaje de rechazo de carga de la primera y segunda etapa. En la tabla 4.4 se muestra los porcentajes de rechazo considerados para este caso.

Numero de etapas	Porcentaje de rechazo de carga	
	Actual	300 MW
1	4.5%	7.0%
2	6.5%	7.0%
3	3.5%	4.0%
4	9.0%	9.0%
5	9.0%	9.0%

Tabla 4.4 Etapas y porcentajes de rechazo de carga en el área Sur (300 MW)

En las figuras 4.12, 4.13 y 4.14 se muestra el comportamiento de las variables eléctricas del SEIN (frecuencia, tensión y flujos) cuando desconecta la interconexión con un flujo de 300 MW.

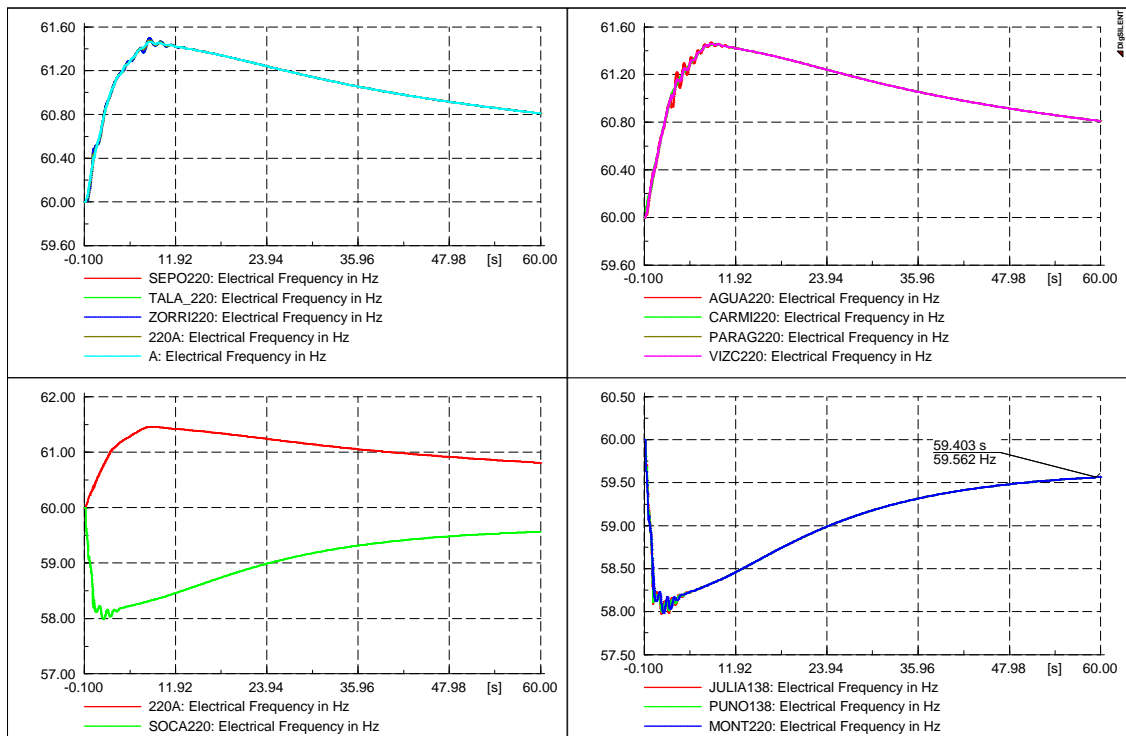
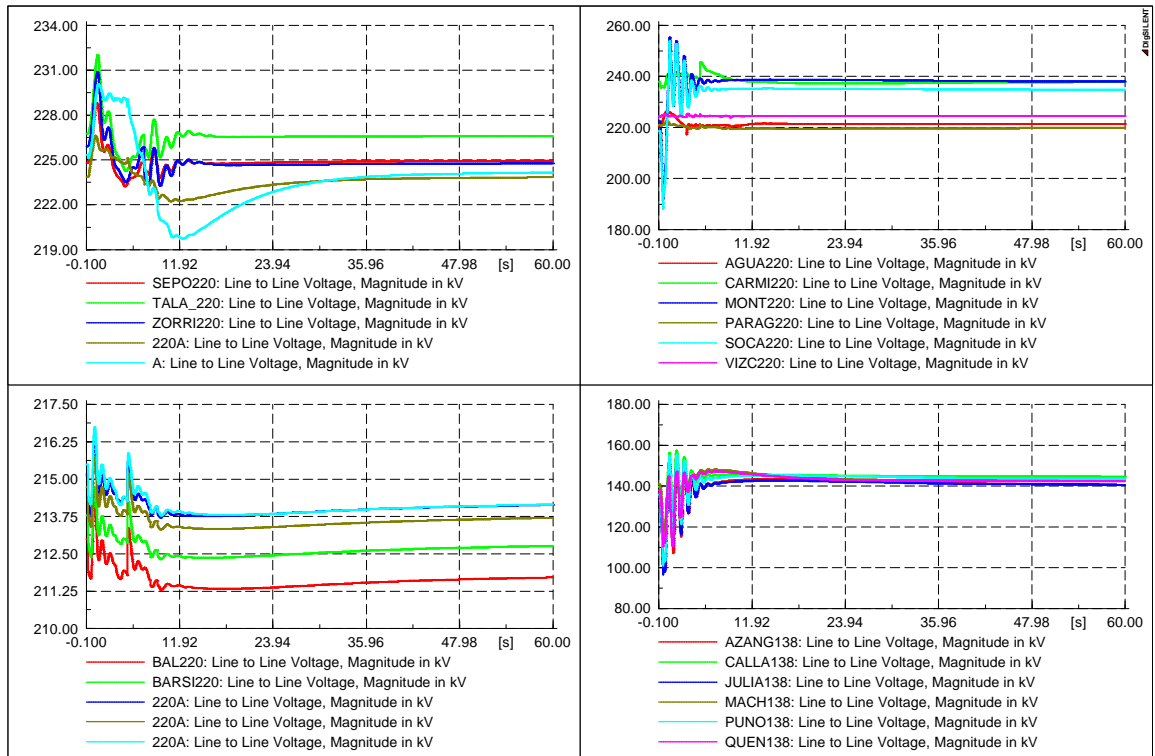
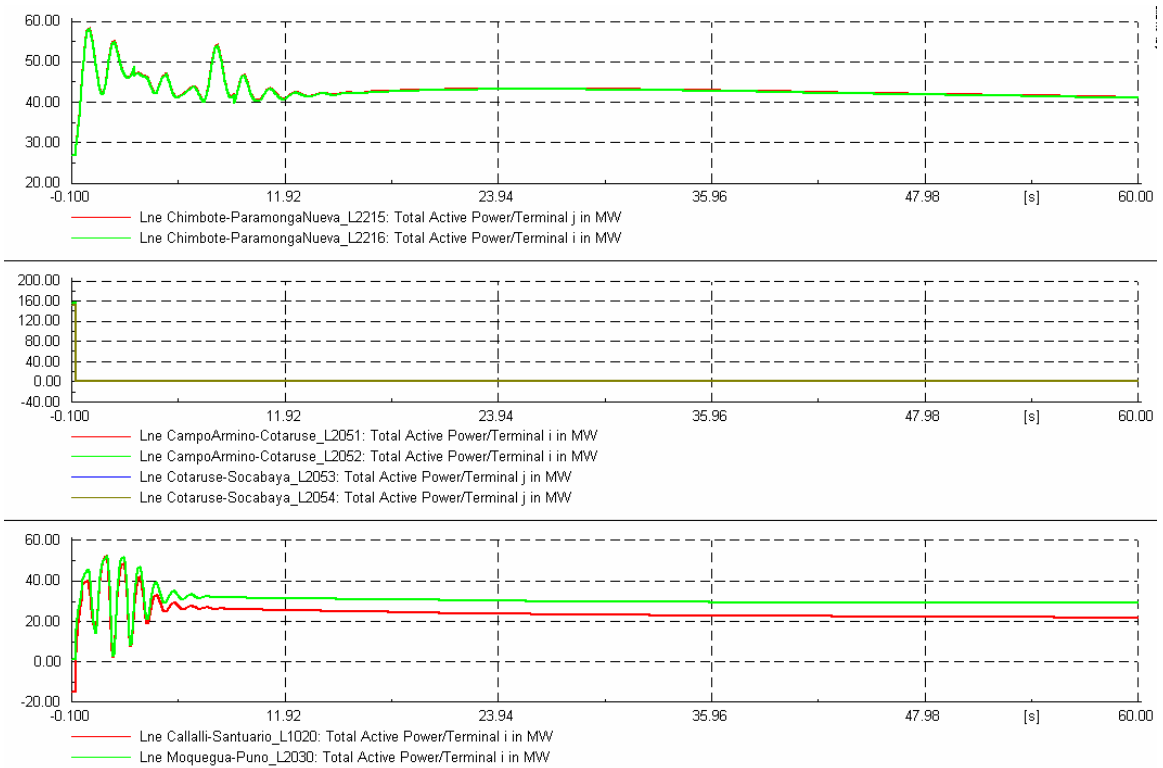


Figura 4.12 Comportamiento de la frecuencia del área Sur y área Centro – Norte (300 MW)



**Figura 4.13 Comportamiento de los voltajes en el área Sur y en el área Centro (300 MW)**



**Figura 4.14 Flujos de potencia en líneas de transmisión (300 MW)**

Con esta desconexión se corta la inyección de flujo de potencia al área Sur ocasionando un déficit de energía que provoca una disminución de la frecuencia en esta área. En el área Centro se produce un exceso de energía provocando un incremento de la frecuencia. La evolución muestra que luego de la desconexión, la frecuencia en el área Sur se estabiliza alrededor de 59.5 Hz. Los voltajes y los flujos de potencia luego del transitorio se estabilizan dentro de los rangos aceptables de operación.

El sistema Sur no pierde estabilidad ya que se cuando se incrementa el porcentaje de carga de la primera etapa se esta disminuyendo la potencia acelerante del sistema, por lo cual se puede transmitir un mayor flujo.

En este caso, la desconexión de la interconexión ocasiona un rechazo de carga de 282.0 MW en el área Sur. En el anexo B se muestra los detalles de los rechazos.

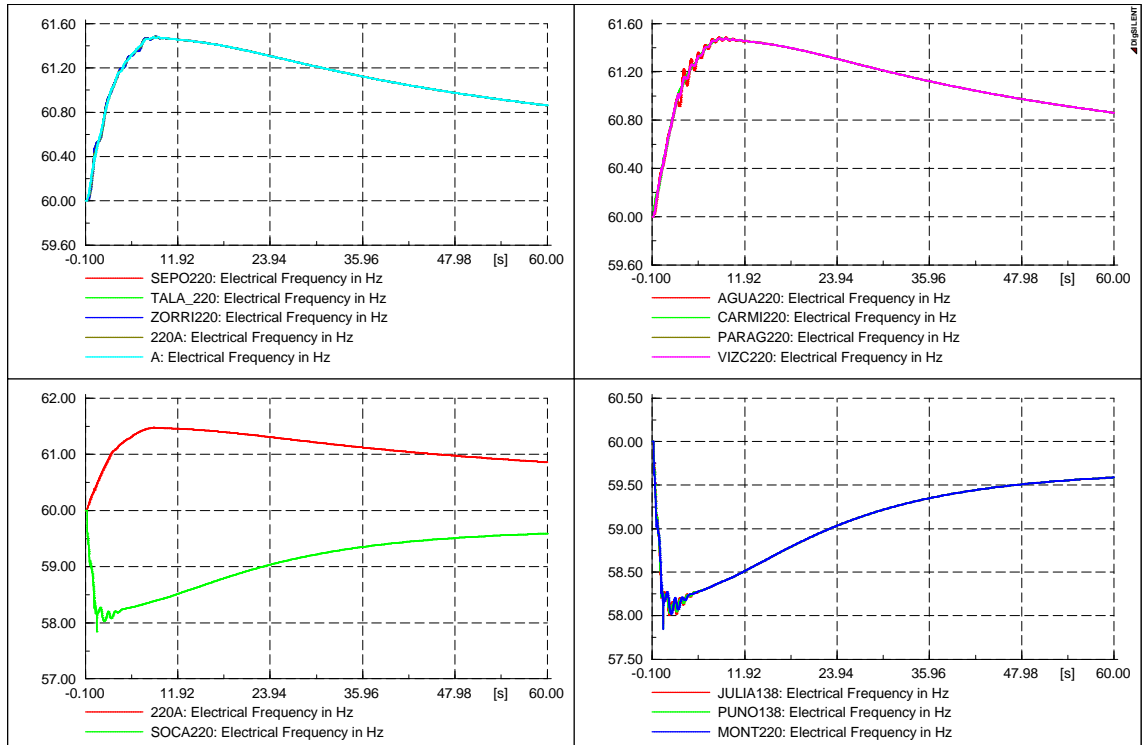
#### 4.7.2.4 Flujo de 310 MW

Cuando se transmite un flujo de 310 MW por la interconexión Mantaro – Socabaya desde el Centro hacia el Sur se incrementa la magnitud del porcentaje de rechazo de carga de la primera y segunda etapa. En la tabla 4.5 se muestra los porcentajes de rechazo considerados para este caso.

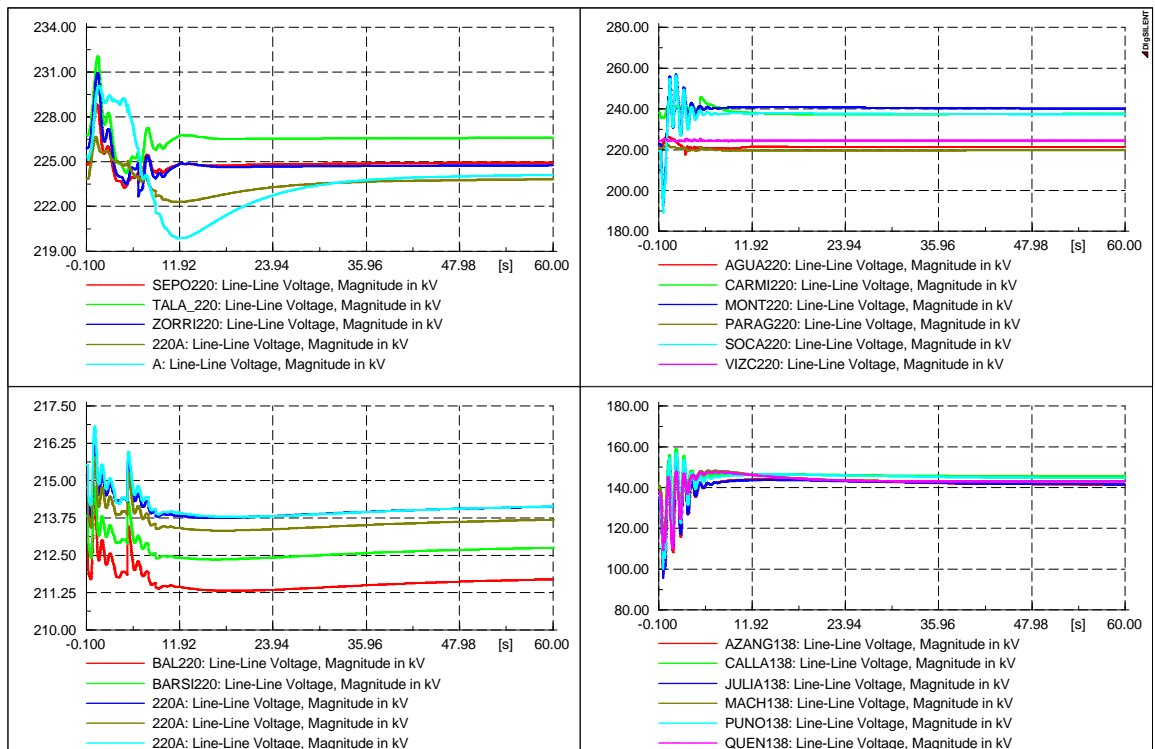
Numero de etapas	Porcentaje de rechazo de carga	
	Actual	310 MW
1	4.5%	8.5%
2	6.5%	7.7%
3	3.5%	4.0%
4	9.0%	9.0%
5	9.0%	9.0%

**Tabla 4.5 Etapas y porcentajes de rechazo de carga en el área Sur (310 MW)**

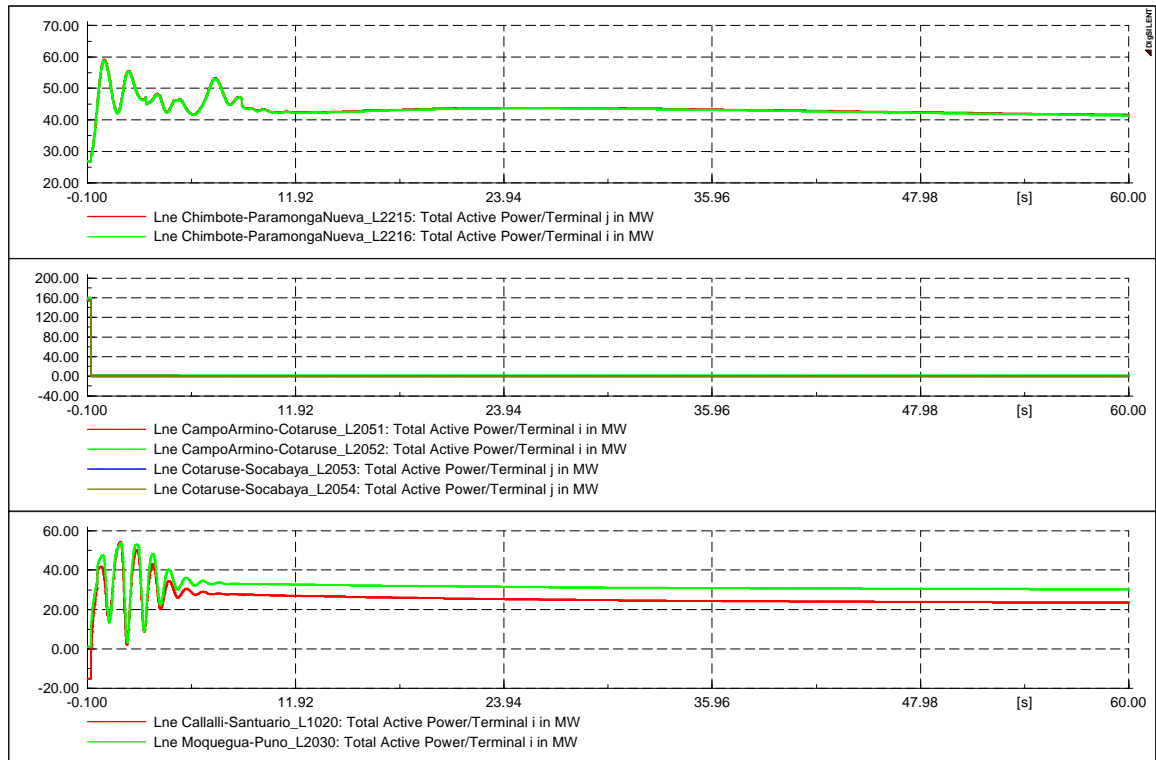
En las figuras 4.15, 4.16 y 4.17 se muestra el comportamiento de las variables eléctricas del SEIN (frecuencia, tensión y flujos) cuando desconecta la interconexión con un flujo de 310 MW.



**Figura 4.15 Comportamiento de la frecuencia del área Sur y área Centro – Norte (310 MW)**



**Figura 4.16 Comportamiento de los voltajes en el área Sur y en el área Centro (310 MW)**



**Figura 4.17 Flujos de potencia en líneas de transmisión (310 MW)**

Con esta desconexión se corta la inyección de flujo de potencia al área Sur ocasionando un déficit de energía que provoca una disminución de la frecuencia en esta área. En el área Centro se produce un exceso de energía provocando un incremento de la frecuencia. La evolución muestra que luego de la desconexión, la frecuencia en el área Sur se estabiliza alrededor de 59.5 Hz. Los voltajes y los flujos de potencia luego del transitorio se estabilizan dentro de los rangos aceptables de operación.

El sistema Sur no pierde estabilidad ya que cuando se incrementa el porcentaje de carga de la primera etapa se está disminuyendo la potencia acelerante del sistema, por lo cual se puede transmitir un mayor flujo.

En este caso, la desconexión de la interconexión ocasiona un rechazo de carga de 294.5 MW en el área Sur. En el anexo B se muestra los detalles de los rechazos.

#### 4.7.2.5 Flujo de 320 MW

Cuando se transmite un flujo de potencia de 320 MW por la interconexión Mantaro – Socabaya desde el Centro hacia el Sur se incrementa la magnitud del porcentaje de rechazo de carga de la primera y segunda etapa. En la tabla 4.6 se muestra los porcentajes de rechazo considerados para este caso.

Numero de etapas	Porcentaje de rechazo de carga	
	Actual	320 MW
1	4.5%	11.5%
2	6.5%	7.5%
3	3.5%	4.0%
4	9.0%	9.0%
5	9.0%	9.0%

Tabla 4.6 Etapas y porcentajes de rechazo de carga en el área Sur (320 MW)

En las figuras 4.18, 4.19 y 4.20 se muestra el comportamiento de las variables eléctricas del SEIN (frecuencia, tensión y flujos) cuando desconecta la interconexión con un flujo de 320 MW.

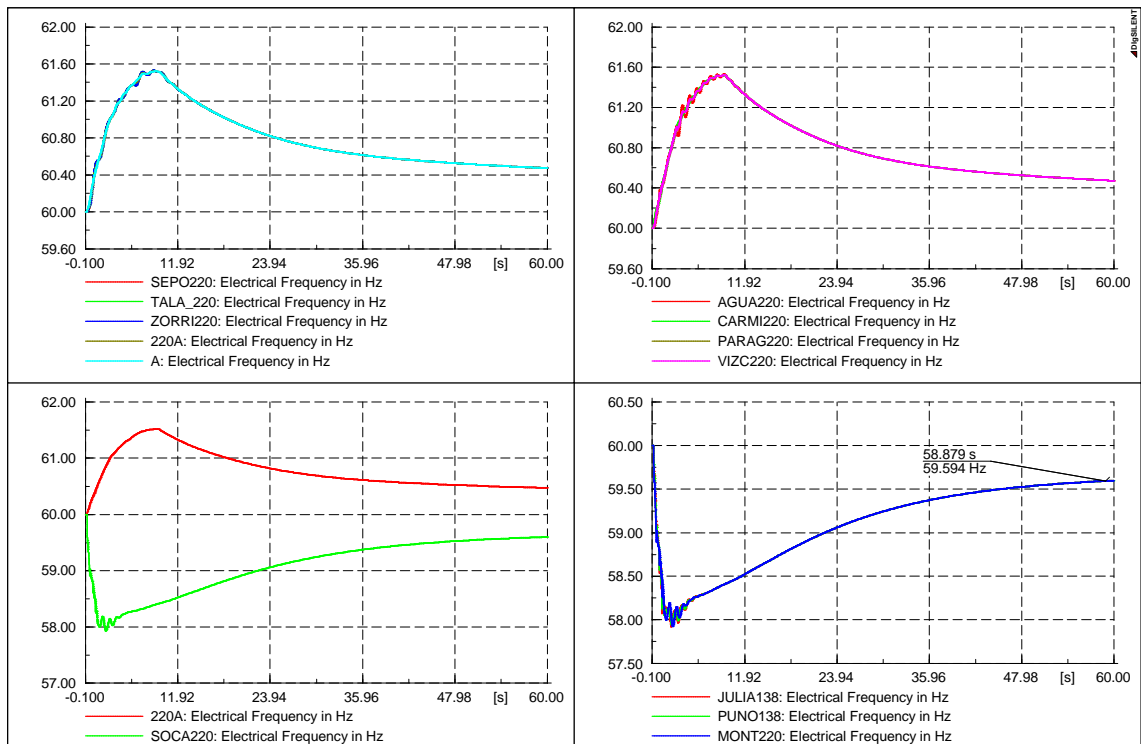
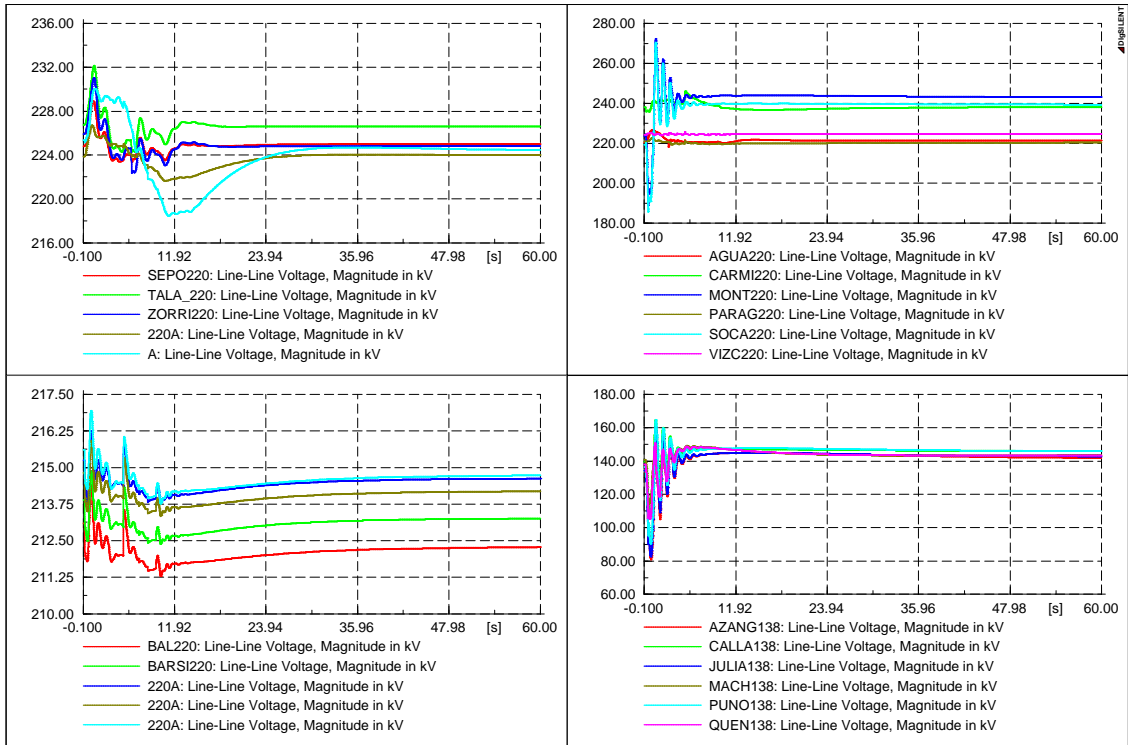
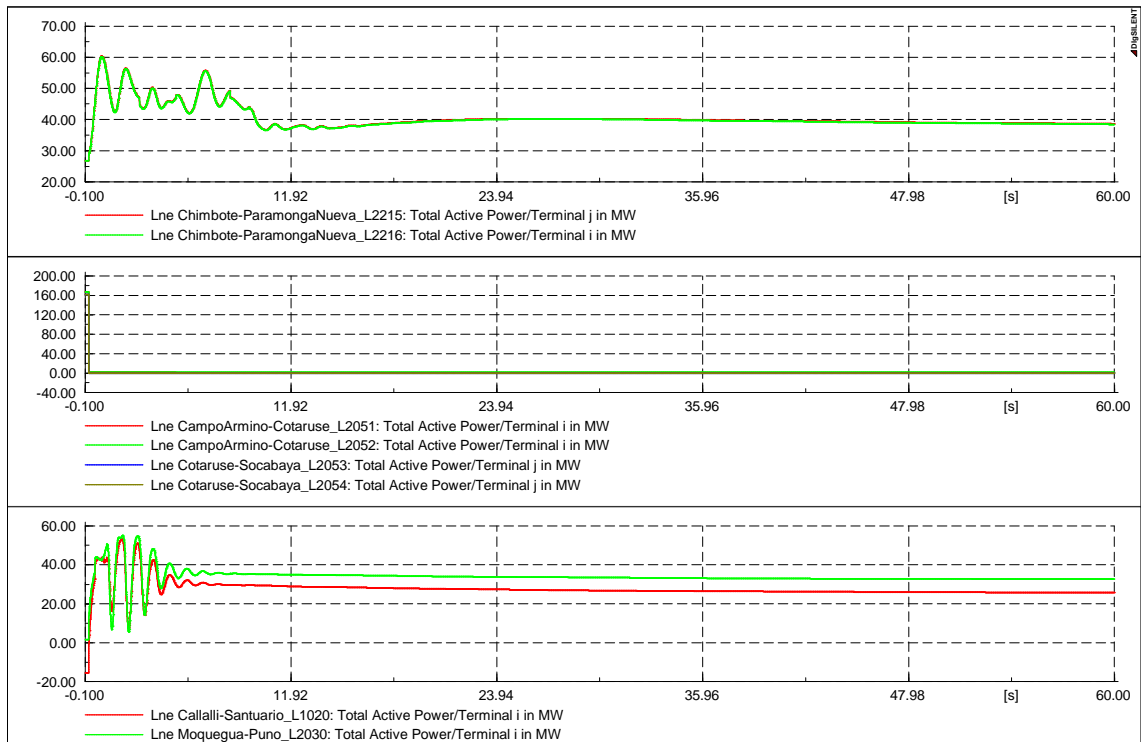


Figura 4.18 Comportamiento de la frecuencia del área Sur y área Centro – Norte (320 MW)



**Figura 4.19 Comportamiento de los voltajes en el área Sur y en el área Centro (320 MW)**



**Figura 4.20 Flujos de potencia en líneas de transmisión (320 MW)**

Con esta desconexión se corta la inyección de flujo de potencia al área Sur ocasionando un déficit de energía que provoca una disminución de la frecuencia en esta área. En el



área Centro se produce un exceso de energía provocando un incremento de la frecuencia. La evolución muestra que luego de la desconexión, la frecuencia en el área Sur se estabiliza alrededor de 59.5 Hz. Los voltajes y los flujos de potencia luego del transitorio se estabilizan dentro de los rangos aceptables de operación.

El sistema Sur no pierde estabilidad ya que cuando se incrementa el porcentaje de carga de la primera etapa se está disminuyendo la potencia acelerante del sistema, por lo cual se puede transmitir un mayor flujo.

En este caso, la desconexión de la interconexión ocasiona un rechazo de carga de 210.4 MW en el área Sur. En el anexo B se muestra los detalles de los rechazos.

#### 4.7.2.6 Flujo de 330 MW

Cuando se transmite un flujo de 330 MW por la interconexión Mantaro – Socabaya desde el Centro hacia el Sur se incrementa la magnitud del porcentaje de rechazo de carga de la primera y segunda etapa. En la tabla 4.7 se muestra los porcentajes de rechazo considerados para este caso.

Numero de etapas	Porcentaje de rechazo de carga	
	Actual	330 MW
1	4.5%	12.0%
2	6.5%	9.0%
3	3.5%	4.0%
4	9.0%	9.0%
5	9.0%	9.0%

**Tabla 4.7 Etapas y porcentajes de rechazo de carga en el área Sur (330 MW)**

En las figuras 4.21, 4.22 y 4.23 se muestra el comportamiento de las variables eléctricas del SEIN (frecuencia, tensión y flujos) cuando desconecta la interconexión con un flujo de 330 MW.

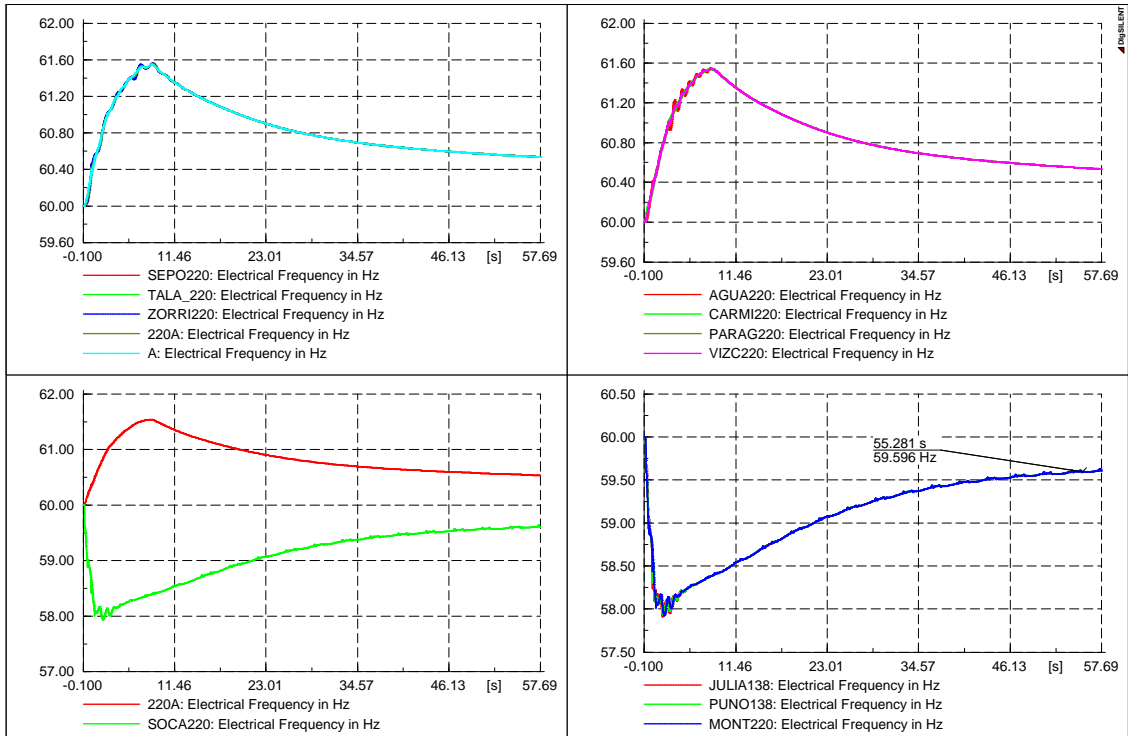


Figura 4.21 Comportamiento de la frecuencia del área Sur y área Centro – Norte (330 MW)

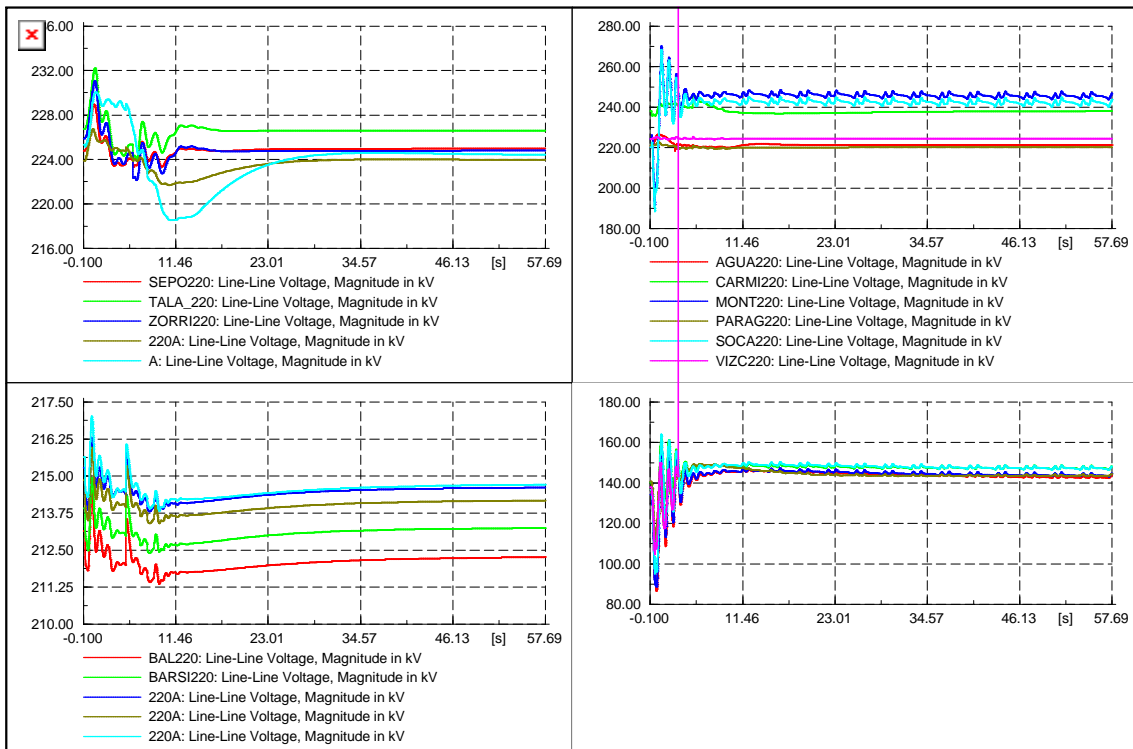
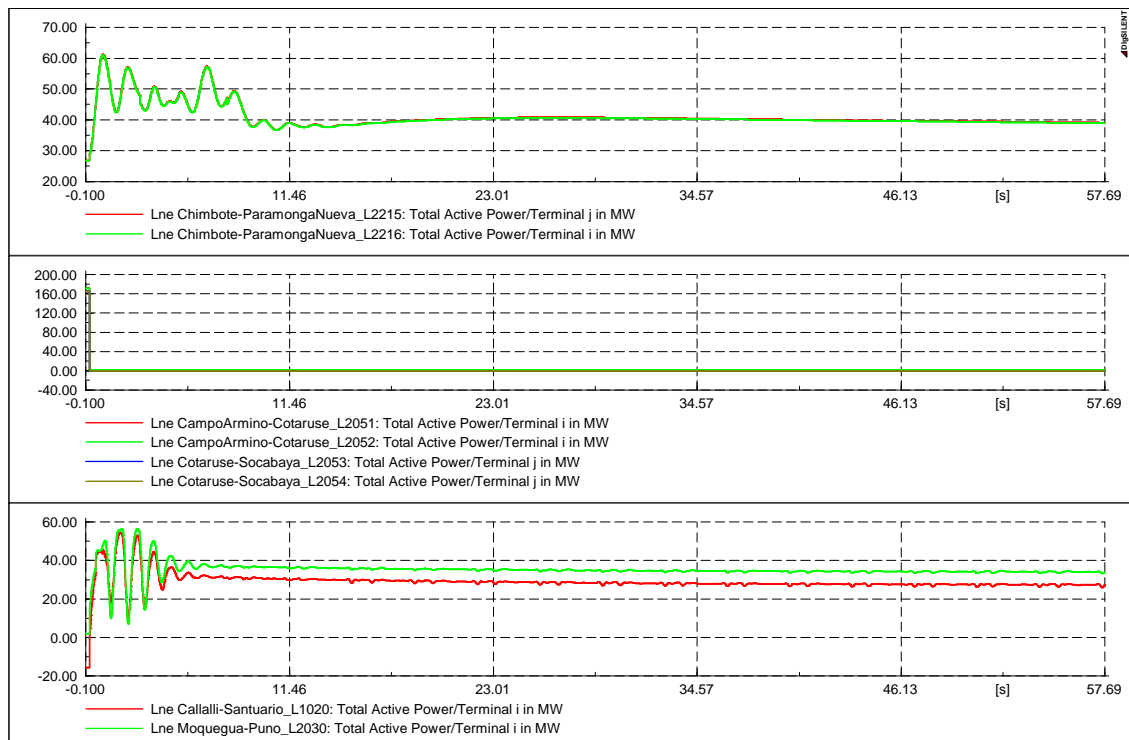


Figura 4.22 Comportamiento de los voltajes en el área Sur y en el área Centro (330 MW)



**Figura 4.23 Flujos de potencia en líneas de transmisión (330 MW)**

Con esta desconexión se corta la inyección de flujo de potencia al área Sur ocasionando un déficit de energía que provoca una disminución de la frecuencia en esta área. En el área Centro se produce un exceso de energía provocando un incremento de la frecuencia. La evolución muestra que luego de la desconexión, la frecuencia en el área Sur se estabiliza alrededor de 59.5 Hz. Los voltajes y los flujos de potencia luego del transitorio se estabilizan dentro de los rangos aceptables de operación.

El sistema Sur no pierde estabilidad ya que cuando se incrementa el porcentaje de carga de la primera etapa se está disminuyendo la potencia acelerante del sistema, por lo cual se puede transmitir un mayor flujo.

En este caso, la desconexión de la interconexión ocasiona un rechazo de carga de 221.8 MW en el área Sur. En el anexo B se muestra los detalles de los rechazos.

#### 4.7.2.7 Flujo de 340 MW

Cuando se transmite un flujo de 340 MW por la interconexión Mantaro – Socabaya desde el Centro hacia el Sur se incrementa la magnitud del porcentaje de rechazo de carga de la primera y segunda etapa. En la tabla 4.8 se muestra los porcentajes de rechazo considerados para este caso.

Numero de etapas	Porcentaje de rechazo de carga	
	Actual	340 MW
1	4.5%	14.3%
2	6.5%	9.0%
3	3.5%	4.0%
4	9.0%	9.0%
5	9.0%	9.0%

Tabla 4.8 Etapas y porcentajes de rechazo de carga en el área Sur (340 MW)

En las figuras 4.24, 4.25 y 4.26 se muestra el comportamiento de las variables eléctricas del SEIN (frecuencia, tensión y flujos) cuando desconecta la interconexión con un flujo de 340 MW.

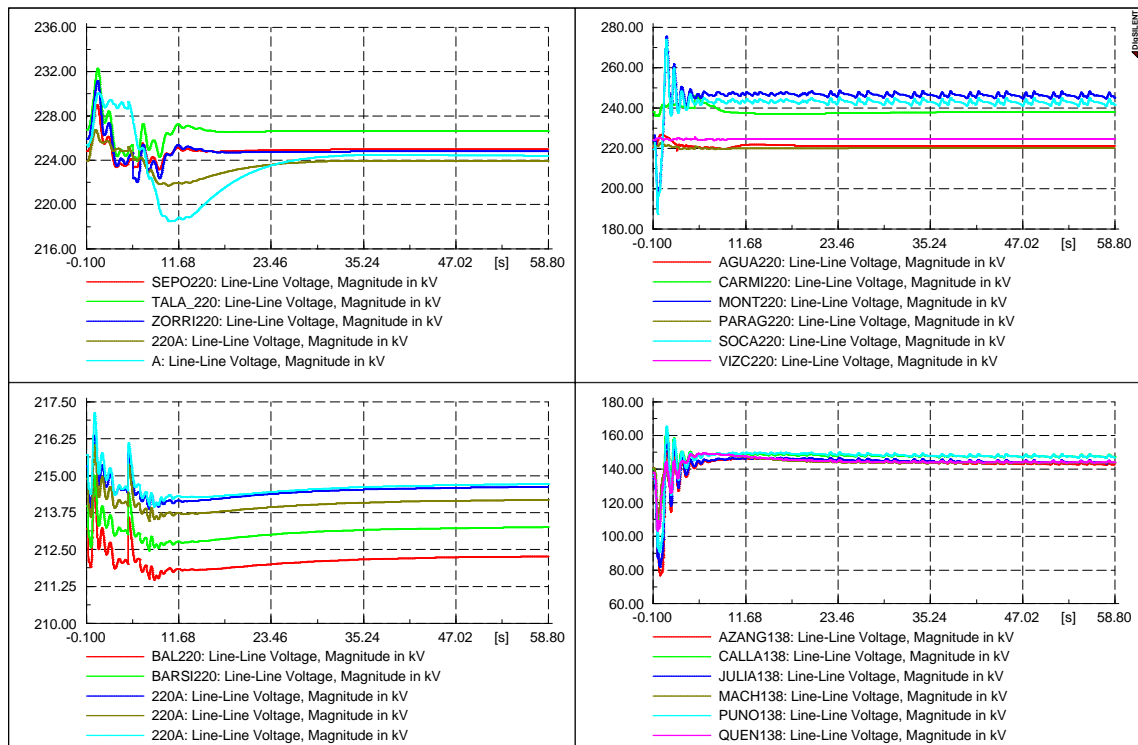
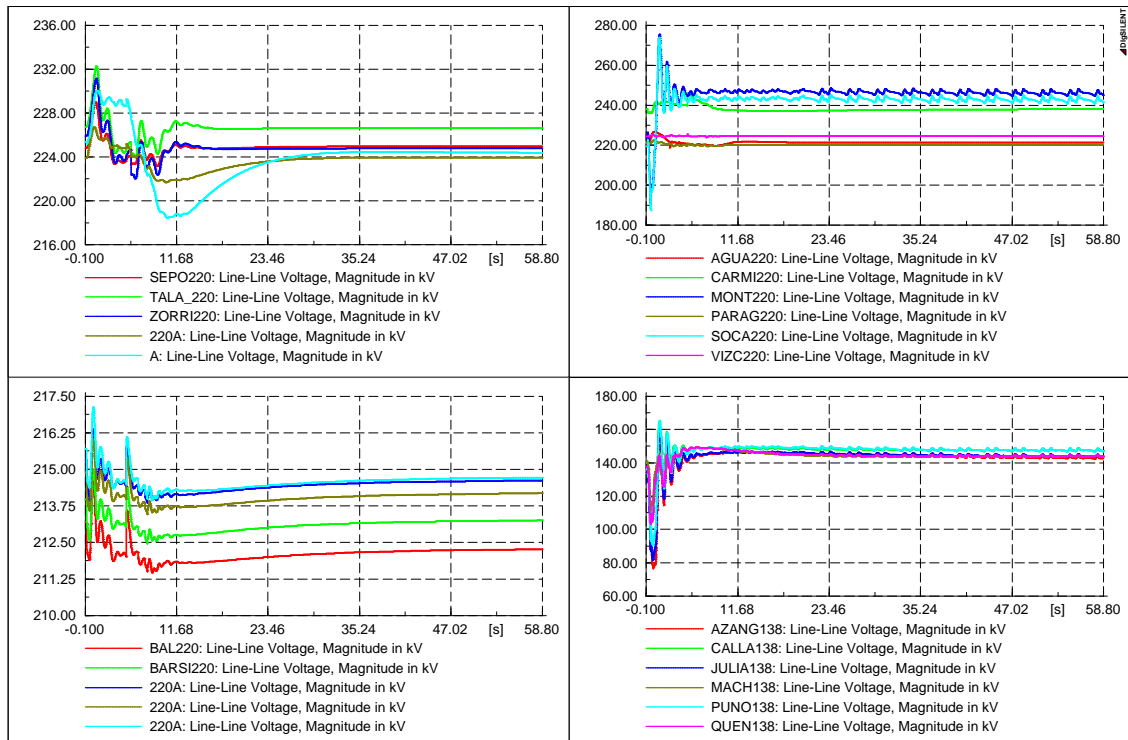
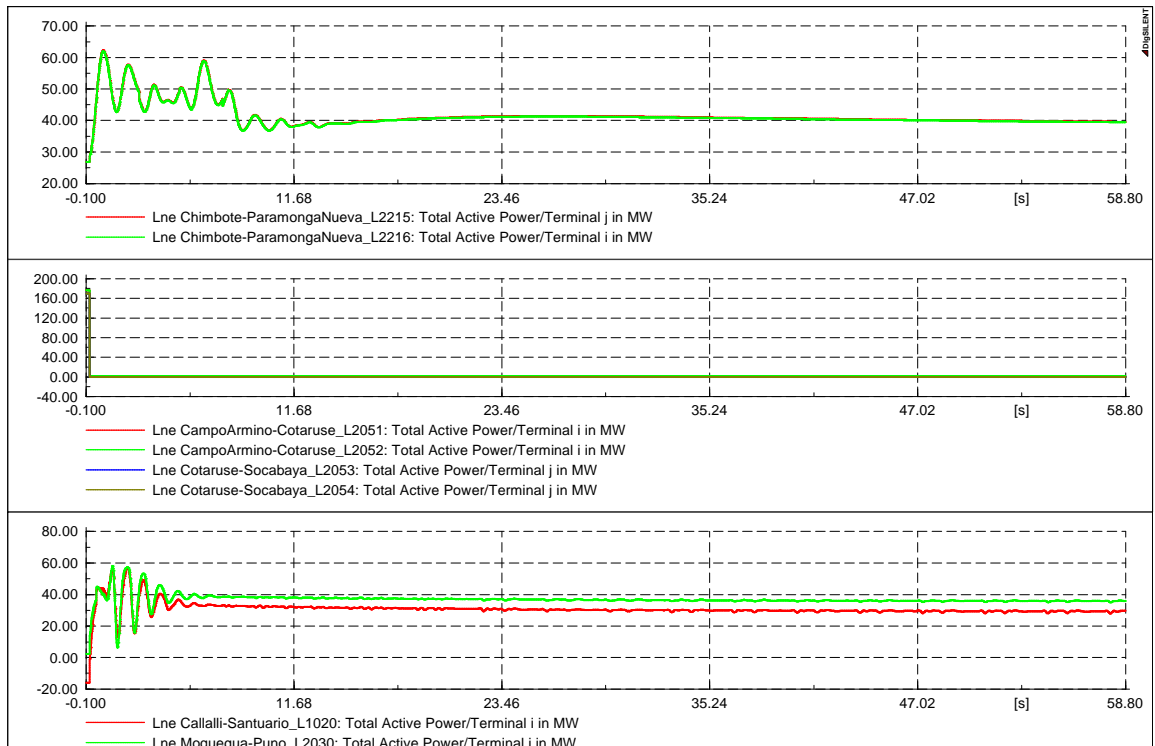


Figura 4.24 Comportamiento de la frecuencia del área Sur y área Centro – Norte (340 MW)



**Figura 4.25 Comportamiento de los voltajes en el área Sur y en el área Centro (340 MW)**



**Figura 4.26 Flujos de potencia en líneas de transmisión (340 MW)**

Con esta desconexión se corta la inyección de flujo de potencia al área Sur ocasionando un déficit de energía que provoca una disminución de la frecuencia en esta área. En el

área Centro se produce un exceso de energía provocando un incremento de la frecuencia. La evolución muestra que luego de la desconexión, la frecuencia en el área Sur se estabiliza alrededor de 59.5 Hz. Los voltajes y los flujos de potencia luego del transitorio se estabilizan dentro de los rangos aceptables de operación.

El sistema Sur no pierde estabilidad ya que cuando se incrementa el porcentaje de carga de la primera etapa se esta disminuyendo la potencia acelerante del sistema, por lo cual se puede transmitir un mayor flujo.

En este caso, la desconexión de la interconexión ocasiona un rechazo de carga de 334.8 MW en el área Sur. En el anexo B se muestra los detalles de los rechazos.

#### 4.7.2.8 Flujo de 350 MW

Cuando se transmite un flujo de potencia 350 MW por la interconexión Mantaro – Socabaya desde el área Centro hacia el área Sur y desconecta la interconexión, a pesar que se incrementa la magnitud del porcentaje de rechazo de carga el sistema Sur pierde sincronismo.

En las figuras 4.27, 4.28 y 4.29 se muestra el comportamiento de las variables eléctricas del SEIN (frecuencia, tensión y flujos) cuando desconecta la interconexión con un flujo de 350 MW.

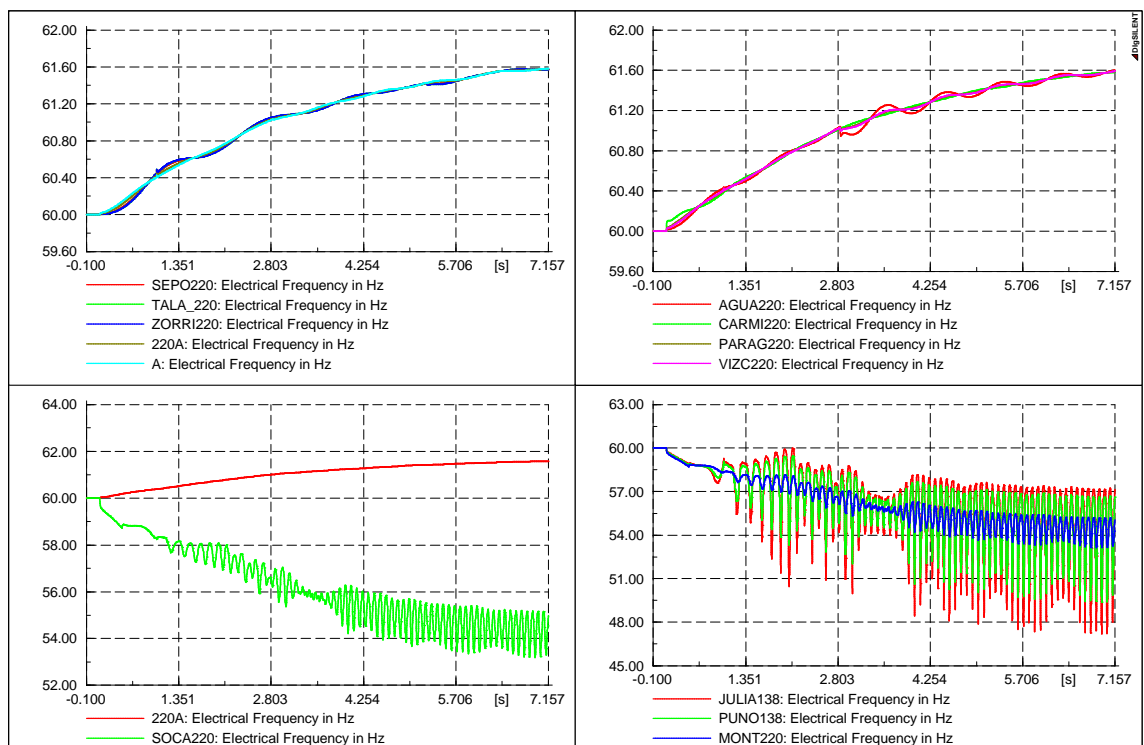
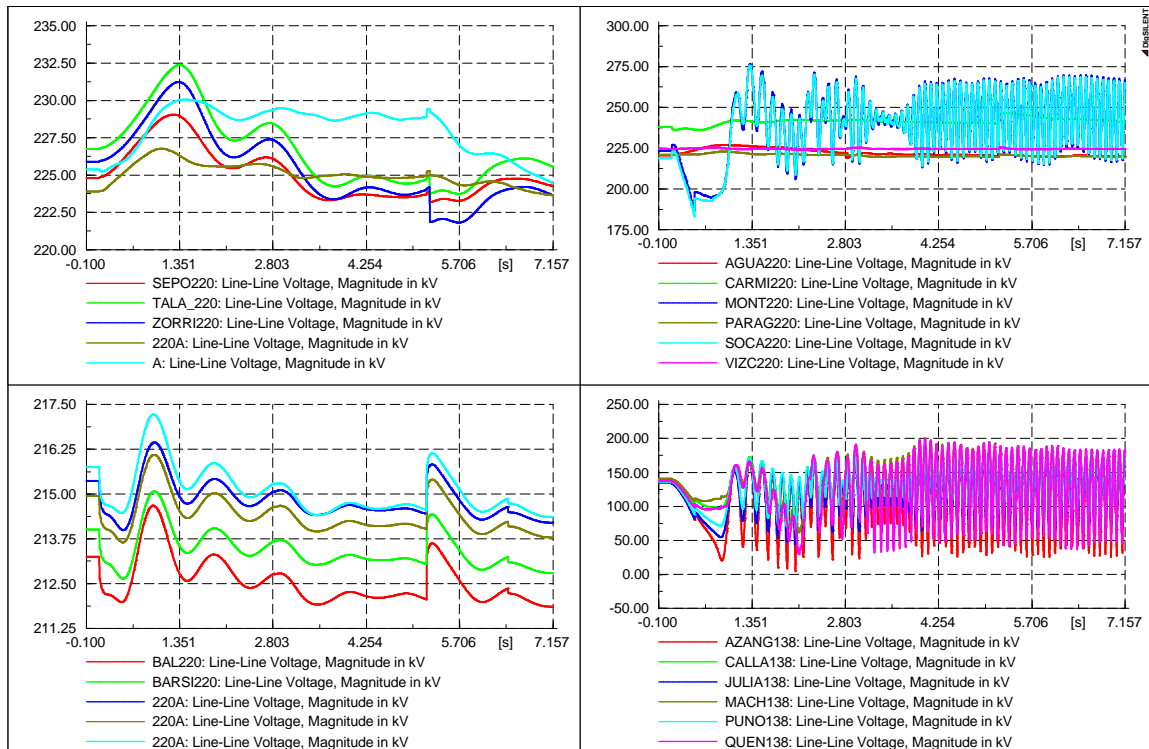
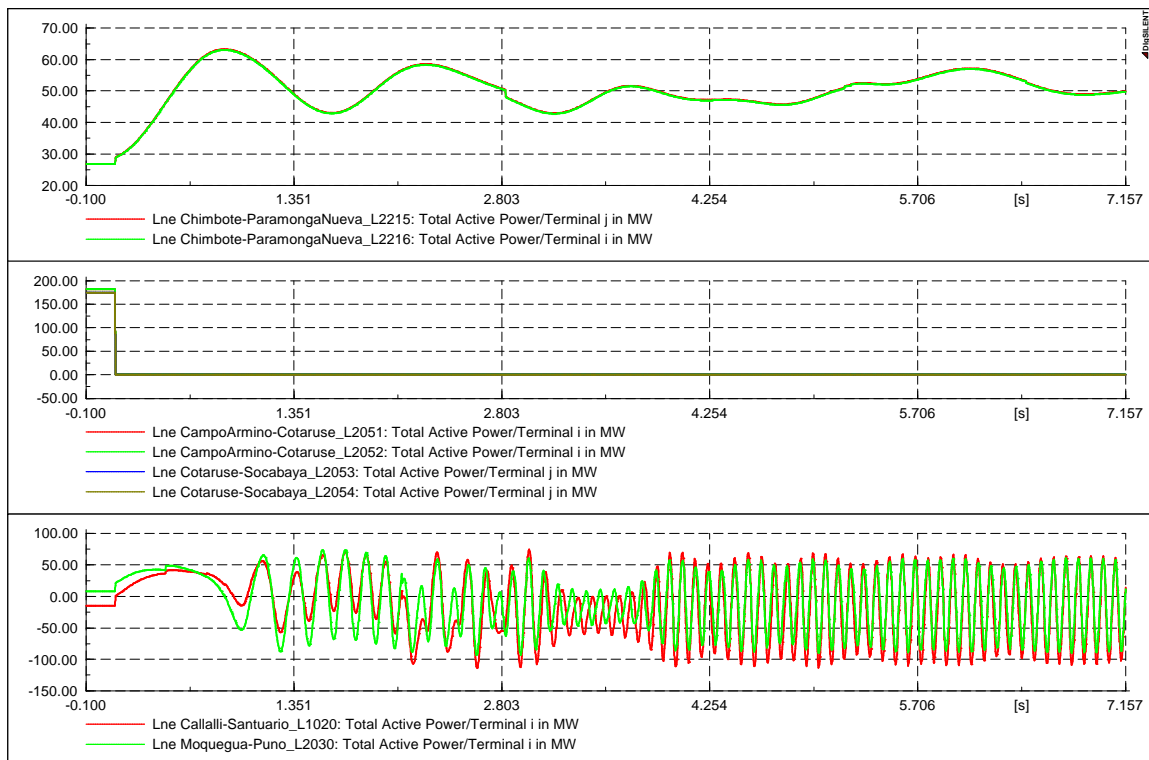


Figura 4.27 Comportamiento de la frecuencia del área Sur y área Centro – Norte (350 MW)



**Figura 4.28 Comportamiento de los voltajes en el área Sur y en el área Centro (350 MW)**



**Figura 4.29 Flujos de potencia en líneas de transmisión (350 MW)**

Con esta desconexión se corta la inyección de flujo de potencia al área Sur ocasionando un déficit de energía que provoca una disminución de la frecuencia en esta área. En el área Centro se produce un exceso de energía provocando un incremento de la frecuencia. La evolución muestra que en este caso ocurre pérdida de sincronismo y el área Sur colapsa ocasionando una interrupción total de los suministros.

En este caso, la desconexión de la interconexión ocasiona una interrupción de 830.5 MW en el área Sur. En el anexo B se muestra los detalles de los rechazos.

En consecuencia para flujos mayores también se presenta la pérdida de sincronismo ocasionando el colapso del área Sur. Para todos flujos de transmisión mayores a 340 MW se produce una interrupción de 830.5 MW.

#### **4.8 Simulaciones de despacho**

La operación de los sistemas eléctricos de potencia se realiza basada a un despacho económico de las unidades de generación. En este trabajo para determinar la magnitud de los atributos costos de operación y pago de la sociedad se realizó simulaciones de despacho de mediano plazo de la operación del SEIN para el año 2009 modificando la capacidad máxima de transmisión en la interconexión Mantaro – Socabaya de 220 kV para cada opción.

Las simulaciones de mediano plazo se realizaron con el programa SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming) el cual es multinodal y multiembalse y se utilizó la base de datos del COES - SINAC. Las simulaciones se realizaron incrementando la capacidad del enlace Mantaro – Socabaya para cada opción.

Se determinó la magnitud del costo de operación y del pago de la sociedad para cada flujo de potencia en el enlace de transmisión a ser analizado.

##### **4.8.1 Modelo Utilizado**

Se ha usado el modelo SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), el cual es multinodal y multiembalse.

El SDDP es un modelo de despacho hidrotérmico estocástico con representación de la red de transmisión para estudios de largo, mediano y corto plazo. El modelo calcula la política de operación de mínimo costo de un sistema hidrotérmico, tomando en cuenta los siguientes aspectos:



- Detalles operativos de las centrales hidroeléctricas (balance hídrico, límites de almacenamiento y límites en los caudales turbinados, vertidos, filtrados, etc.)
- Modelo detallado de las centrales térmicas (unit commitment, contratos take or pay, contratos de combustible, curvas de eficiencia, restricciones de combustible, térmicas multi-combustible, etc.)
- Incertidumbre hidrológica: se pueden utilizar modelos estocásticos de caudales que representan las características del sistema hidrológico.
- Red de transmisión detallada: análisis de flujos de potencia en corriente continua, límites en los flujos de potencia, cálculo de pérdidas, restricciones de seguridad.
- Demanda de energía por bloque y por barras en etapas mensuales y semanales (para estudios de largo y mediano plazo) o etapas horarias (para estudios de corto plazo)

Además de calcular la política de operación a mínimo costo, el modelo genera los costos marginales, costos de congestión de la transmisión y valor marginal del agua para cada central hidroeléctrica entre otros.

#### **4.8.2 Criterios y premisas**

Nuestro sistema hidrológico esta compuesto por embalses que obedecen a diferentes necesidades, tales como: energía eléctrica, riego y agua potable. Dada la prioridad del uso de agua para generación eléctrica, sólo se incluye en la optimización los embalses cuyo uso obedece estrictamente a necesidades de energía eléctrica. Las descargas de los embalses, que obedecen a necesidades de riego y agua potable, son informadas por los integrantes.

Los embalses optimizados son los siguientes:

- Lago Junín.
- Lagunas de Electroperu.
- Lagunas de las centrales Pachachaca y Oroya.
- Lagunas de las centrales Yuncan y Yaupi.
- Lagunas de la central Cañón del Pato.
- Lagunas de la central Cahua.
- Lagunas de la central San Gabán.
- Lagunas de la central Machupichu.

Los embalses cuyas descargas están determinadas por las restricciones de agua potable y riegos son:

- Lagunas de Edegel, limitadas por agua potable.
- Lagunas de la central Charcani, limitadas por riego y agua potable.
- Laguna de la central Gallito Ciego, limitada por riego.
- Laguna de la central Aricota, limitada por riego.

El modelado del lago Junín considera los límites de volumen almacenado establecidos por la Resolución del Ministerio de Agricultura no. 0149-98-AG, aplicado al año 2008, se presentan en la tabla 4.9.

Los análisis de han realizado considerando los diversos escenarios planteados, para el año 2009 incluyendo las nuevas instalaciones del SEIN.

Fecha	Volumen útil mínimo (Mio m3)	Volumen total mínimo (Mio m3)	Porcentaje de reserva (%)
01 de Junio	347.9	462.9	100
01 de Julio	295.7	410.7	85
01 de Agosto	243.6	358.6	70
01 de Septiembre	191.4	306.4	55
01 de Octubre	139.2	254.2	40
01 de Noviembre	87.0	202.0	25
01 de Diciembre	34.8	149.8	10
31 de Diciembre	10.4	125.4	3

**Tabla 4.9 Volúmenes mínimos para el lago Junín**

Fuente: COES-SINAC

### 4.8.3 Resultados

En esta sección se muestra los resultados que se han obtenido de las simulaciones de despacho de la operación para cada flujo de potencia transmitido.

#### 4.8.3.1 Escenario: demanda promedio – hidrología seca

En este escenario se considera una demanda promedio y una hidrología seca (excedencia 90%). En la tabla 4.10 se muestra las magnitudes del costo de operación y el pago de la sociedad obtenidos para cada flujo de potencia de transmisión.

<b>Escenario: demanda promedio - hidrología seca</b>		
<b>Flujo de potencia (MW)</b>	<b>Costo de operación (millones \$)</b>	<b>Pago de la sociedad (millones \$)</b>
280	816.8	1303.2
290	817.0	1296.6
300	816.6	1306.1
310	819.0	1311.9
320	815.5	1303.5
330	815.3	1294.0
340	815.2	1278.4
350	815.2	1277.0
360	815.0	1297.7
370	815.3	1292.4
380	814.8	1282.5

**Tabla 4.10 Magnitud de costo de operación y pago de la sociedad (demanda promedio – hidrología seca)**

Como se aprecia a medida que se incrementa la capacidad de transmisión de la interconexión Mantaro – Socabaya el costo de operación y el pago de la sociedad disminuyen. Esto ocurre por que se importa energía de menor costo del área Centro hacia el área Sur. Esta energía importada es básicamente de generación hidráulica y térmica con combustible gas de Camisea.

#### **4.8.3.2 Escenario: demanda promedio – hidrología promedio**

En este escenario se considera una demanda promedio y una hidrología promedio (excedencia 60%). En la tabla 4.11 se muestra las magnitudes del costo de operación y el pago de la sociedad obtenidos para cada flujo de potencia de transmisión.

Como se aprecia a medida que se incrementa la capacidad de transmisión de la interconexión Mantaro – Socabaya el costo de operación y el pago de la sociedad disminuyen. Esto ocurre por que se importa energía de menor costo del área Centro hacia el área Sur. Asimismo, los costos son menores que los del caso anterior. Esto se debe al incremento de generación hidráulica y disminución de generación térmica ya que en este caso se considera una hidrología mayor.

<b>Escenario: demanda promedio - hidrología promedio</b>		
<b>Flujo de potencia (MW)</b>	<b>Costo de operación (millones \$)</b>	<b>Pago de la sociedad (millones \$)</b>
280	356.5	684.3
290	354.0	691.1
300	351.9	680.0
310	349.8	674.0
320	347.9	670.3
330	346.1	651.3
340	344.9	628.6
350	344.0	629.5
360	343.0	603.1
370	341.9	637.5
380	341.0	611.2

**Tabla 4.11 Magnitud de costo de operación y pago de la sociedad (demanda promedio – hidrología promedio)**

#### **4.8.3.3 Escenario: demanda promedio – hidrología húmeda**

En este escenario se considera una demanda promedio y una hidrología húmeda (excedencia 50%). En la tabla 4.12 se muestra las magnitudes del costo de operación y el pago de la sociedad obtenidos para cada flujo de potencia de transmisión.

<b>Escenario: demanda promedio - hidrología húmeda</b>		
<b>Flujo de potencia (MW)</b>	<b>Costo de operación (millones \$)</b>	<b>Pago de la sociedad (millones \$)</b>
280	293.5	582.8
290	292.1	574.1
300	290.4	582.8
310	288.7	584.8
320	286.5	579.2
330	284.6	568.0
340	283.3	539.2
350	282.4	531.0
360	281.0	514.1
370	279.6	553.5
380	280.6	549.2

**Tabla 4.12 Magnitud de costo de operación y pago de la sociedad (demanda promedio – hidrología húmeda)**

Como se aprecia a medida que se incrementa la capacidad de transmisión de la interconexión Mantaro – Socabaya el costo de operación y el pago de la sociedad disminuyen. Esto ocurre por que se importa energía de menor costo del área Centro hacia el área Sur. Asimismo, los costos son menores que los del caso anterior. Esto se debe al incremento de generación hidráulica y disminución de generación térmica ya que en este caso se considera una hidrología mayor.

#### 4.8.3.4 Escenario: demanda optimista – hidrología seca

En este escenario se considera una demanda optimista y una hidrología seca (excedencia 90%). En la tabla 4.13 se muestra las magnitudes del costo de operación y el pago de la sociedad obtenidos para cada flujo de potencia de transmisión.

<b>Escenario: demanda optimista - hidrología seca</b>		
<b>Flujo de potencia (MW)</b>	<b>Costo de operación (millones \$)</b>	<b>Pago de la sociedad (millones \$)</b>
280	970.8	1772.1
290	965.2	1769.5
300	967.3	1782.9
310	966.8	1803.2
320	968.0	2073.7
330	972.6	2080.4
340	964.6	1780.4
350	964.7	1776.4
360	970.8	2364.0
370	971.4	2059.4
380	957.7	1728.6

**Tabla 4.13 Magnitud de costo de operación y pago de la sociedad (demanda optimista – hidrología seca)**

En este caso se aprecia que a medida que se incrementa la capacidad de transmisión de la interconexión Mantaro – Socabaya el costo de operación y el pago de la sociedad disminuyen. Esto ocurre por que se importa energía de menor costo del área Centro hacia el área Sur.

Este caso es el mas extremo perjudicialmente que podría ocurrir (una demanda alta y una hidrología seca) ya que se presentan los mayores costos de operación y pago de la sociedad.

#### 4.8.3.5 Escenario: demanda optimista – hidrología promedio

En este escenario se considera una demanda optimista y una hidrología promedio (excedencia 60%). En la tabla 4.14 se muestra las magnitudes del costo de operación y el pago de la sociedad obtenidos para cada flujo de potencia de transmisión.

En este caso se aprecia que a medida que se incrementa la capacidad de transmisión de la interconexión Mantaro – Socabaya el costo de operación y el pago de la sociedad disminuyen. Esto ocurre por que se importa energía de menor costo del área Centro hacia el área Sur. Asimismo, los costos son menores que los del caso anterior. Esto se debe al incremento de generación hidráulica y disminución de generación térmica ya que en este caso se considera una hidrología mayor.

<b>Escenario: demanda optimista - hidrología promedio</b>		
<b>Flujo de potencia (MW)</b>	<b>Costo de operación (millones \$)</b>	<b>Pago de la sociedad (millones \$)</b>
280	418.6	759.6
290	416.9	744.8
300	416.7	747.7
310	418.7	775.7
320	417.0	751.9
330	415.6	770.3
340	414.2	715.7
350	413.2	701.9
360	413.3	717.1
370	411.1	707.6
380	411.2	705.2

**Tabla 4.14 Magnitud de costo de operación y pago de la sociedad (demanda optimista – hidrología promedio)**

#### 4.8.3.6 Escenario: demanda optimista – hidrología húmeda

En este escenario se considera una demanda optimista y una hidrología húmeda (excedencia 50%). En la tabla 4.15 se muestra las magnitudes del costo de operación y el pago de la sociedad obtenidos para cada flujo de potencia de transmisión.

<b>Escenario: demanda optimista - hidrología húmeda</b>		
<b>Flujo de potencia (MW)</b>	<b>Costo de operación (millones \$)</b>	<b>Pago de la sociedad (millones \$)</b>
280	349.2	649.0
290	346.7	651.5
300	345.7	660.7
310	343.9	656.5
320	341.5	684.4
330	340.8	651.3
340	339.2	618.7
350	338.4	611.1
360	337.2	604.7
370	336.6	604.4
380	335.9	601.2

**Tabla 4.15 Magnitud de costo de operación y pago de la sociedad (demanda optimista – hidrología húmeda)**

En este caso se aprecia que a medida que se incrementa la capacidad de transmisión de la interconexión Mantaro – Socabaya el costo de operación y el pago de la sociedad disminuyen. Esto ocurre por que se importa energía de menor costo del área Centro hacia el área Sur.

Asimismo, los costos son menores que los del caso anterior. Esto se debe al incremento de generación hidráulica y disminución de generación térmica ya que en este caso se considera una hidrología mayor.

#### **4.8.3.7 Escenario: demanda pesimista – hidrología seca**

En este escenario se considera una demanda pesimista y una hidrología seca (excedencia 90%). En la tabla 4.16 se muestra las magnitudes del costo de operación y el pago de la sociedad obtenidos para cada flujo de potencia de transmisión.

En este caso se aprecia que a medida que se incrementa la capacidad de transmisión de la interconexión Mantaro – Socabaya el costo de operación y el pago de la sociedad disminuyen. Esto ocurre por que se importa energía de menor costo del área Centro hacia el área Sur.

<b>Escenario: demanda pesimista - hidrología seca</b>		
<b>Flujo de potencia (MW)</b>	<b>Costo de operación (millones \$)</b>	<b>Pago de la sociedad (millones \$)</b>
280	702.2	1226.3
290	702.6	1221.0
300	703.6	1264.6
310	703.9	1262.5
320	703.3	1259.0
330	701.2	1231.8
340	701.8	1220.5
350	701.2	1222.7
360	698.7	901.0
370	699.4	903.3
380	698.3	890.6

**Tabla 4.16 Magnitud de costo de operación y pago de la sociedad (demanda pesimista – hidrología seca)**

Asimismo, los costos son menores que los del caso anterior. Esto se debe al incremento de generación hidráulica y disminución de generación térmica ya que en este caso se considera una hidrología mayor.

#### **4.8.3.8 Escenario: demanda pesimista – hidrología promedio**

En este escenario se considera una demanda pesimista y una hidrología promedio (excedencia 60%). En la tabla 4.17 se muestra las magnitudes del costo de operación y el pago de la sociedad obtenidos para cada flujo de potencia de transmisión.



<b>Escenario: demanda pesimista - hidrología promedio</b>		
<b>Flujo de potencia (MW)</b>	<b>Costo de operación (millones \$)</b>	<b>Pago de la sociedad (millones \$)</b>
280	303.7	632.5
290	302.5	592.1
300	300.8	630.8
310	298.5	610.3
320	296.3	577.6
330	294.4	559.4
340	293.0	551.1
350	291.4	539.4
360	290.0	534.0
370	288.5	547.5
380	287.7	507.1

**Tabla 4.17 Magnitud de costo de operación y pago de la sociedad (demanda pesimista – hidrología promedio)**

En este caso se aprecia que a medida que se incrementa la capacidad de transmisión de la interconexión Mantaro – Socabaya el costo de operación y el pago de la sociedad disminuyen. Esto ocurre por que se importa energía de menor costo del área Centro hacia el área Sur.

Asimismo, los costos son menores que los del caso anterior. Esto se debe al incremento de generación hidráulica y disminución de generación térmica ya que en este caso se considera una hidrología mayor.

#### **4.8.3.9 Escenario: demanda pesimista – hidrología húmeda**

En este escenario se considera una demanda pesimista y una hidrología húmeda (excedencia 50%). En la tabla 4.18 se muestra las magnitudes del costo de operación y el pago de la sociedad obtenidos para cada flujo de potencia de transmisión.

En este caso se aprecia que a medida que se incrementa la capacidad de transmisión de la interconexión Mantaro – Socabaya el costo de operación y el pago de la sociedad disminuyen. Esto ocurre por que se importa energía de menor costo del área Centro hacia el área Sur.

<b>Escenario: demanda pesimista - hidrología húmeda</b>		
<b>Flujo de potencia (MW)</b>	<b>Costo de operación (millones \$)</b>	<b>Pago de la sociedad (millones \$)</b>
280	247.3	523.0
290	244.9	521.5
300	243.2	544.8
310	241.2	496.4
320	239.6	501.9
330	239.1	474.9
340	237.0	462.0
350	235.6	467.7
360	234.9	465.0
370	233.3	469.8
380	233.3	460.2

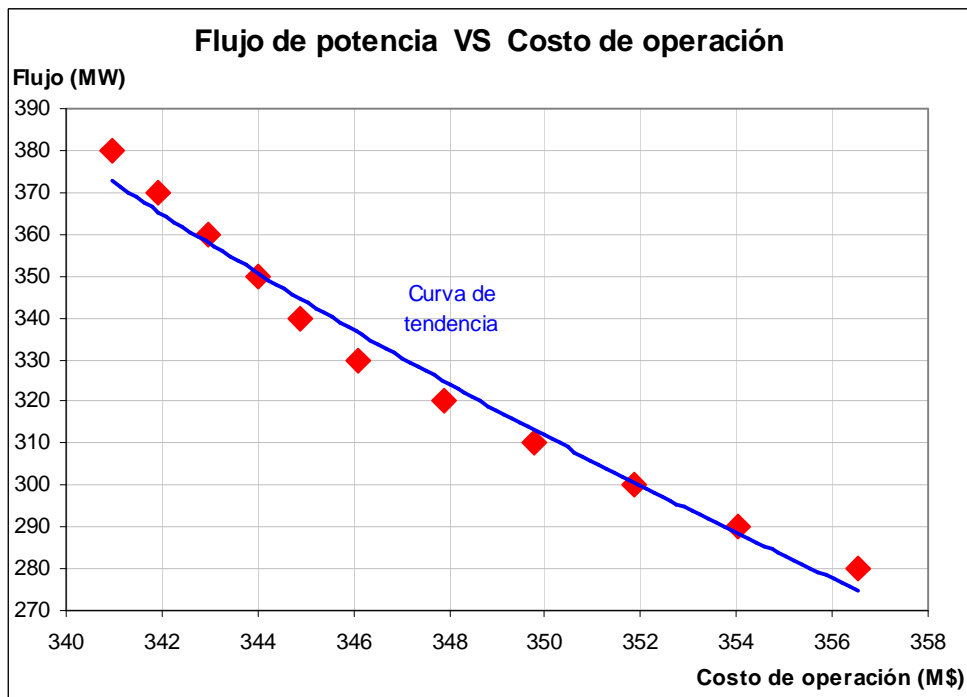
**Tabla 4.18 Magnitud de costo de operación y pago de la sociedad (demanda pesimista – hidrología húmeda)**

Este escenario es el mas extremo beneficiosamente que podría ocurrir (una demanda baja y una hidrología húmeda) ya que se presentan los menores costos de operación y pago de la sociedad.

#### **4.9 Curvas Trade Off**

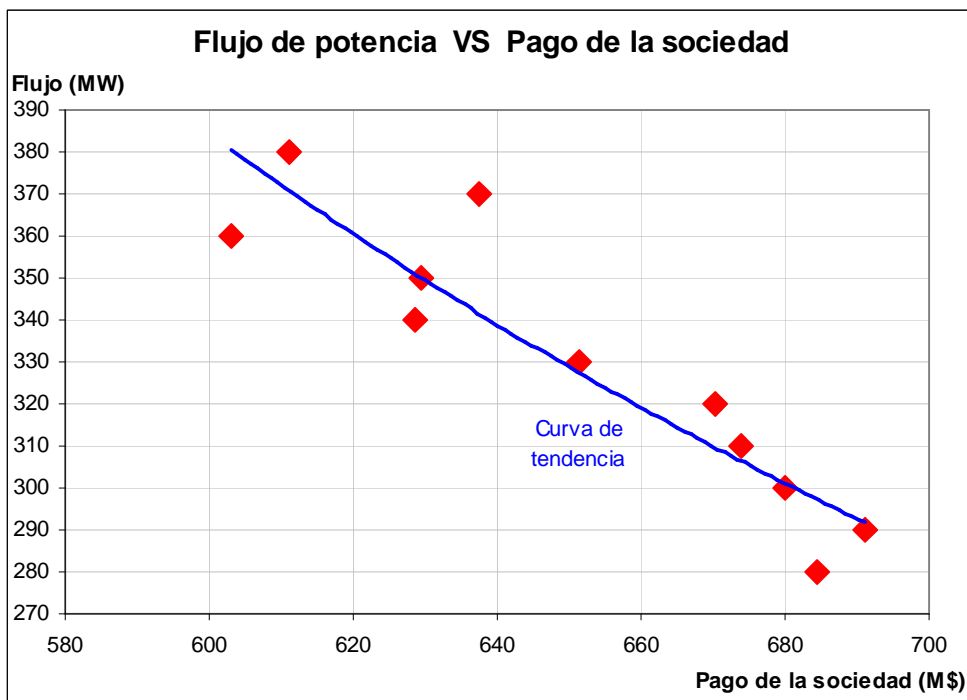
En esta sección se muestra las curvas Trade – Off para cada escenario analizado. Asimismo, se muestra las rodillas y las opciones más interesantes para cada caso.

En las figuras 4.30, 4.31 y 4.32 se muestra la evolución del flujo de potencia transmitido por la interconexión Mantaro – Socabaya de 220 kV con respecto al costo de operación, pago de la sociedad y energía no suministrada estimada para el escenario demanda promedio y hidrología promedio.



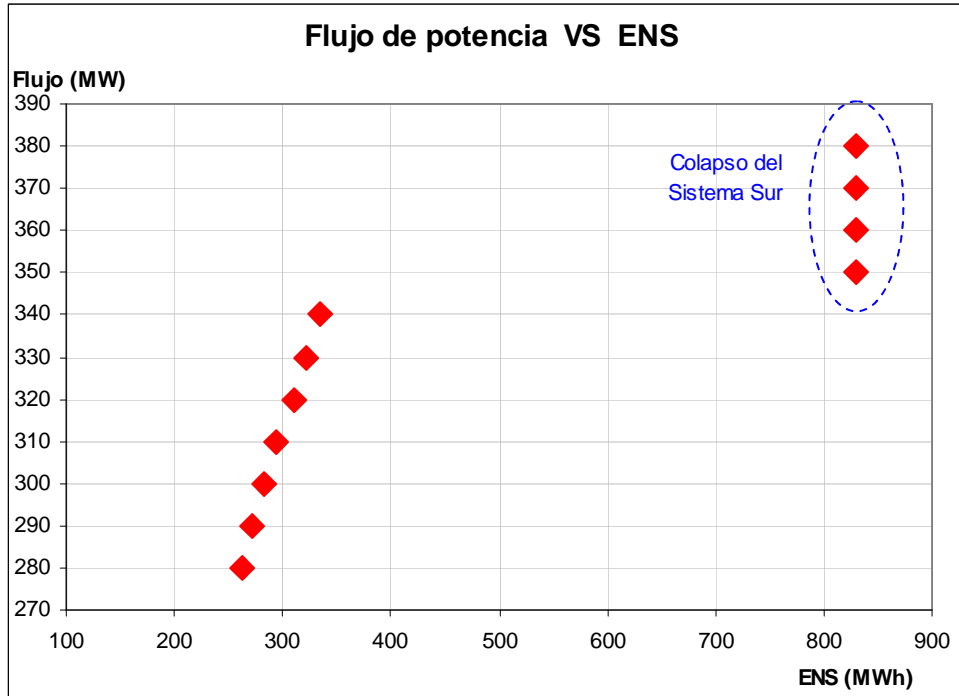
**Figura 4.30** Flujos de potencia y costo de operación

En la figura 4.30 se aprecia que por cada incremento del flujo de potencia transmitido por la interconexión Mantaro – Socabaya el costo de operación disminuye. Esto ocurre debido a que se transmite energía de menor costo desde el área centro debido a la generación con gas de Camisea.



**Figura 4.31** Flujos de potencia y pago de la sociedad

En la figura 4.31 se aprecia que por cada incremento del flujo de potencia transmitido por la interconexión Mantaro – Socabaya el pago de la sociedad disminuye. Esto ocurre debido a que se transmite energía de menor costo desde el área centro debido a la generación con gas de Camisea.

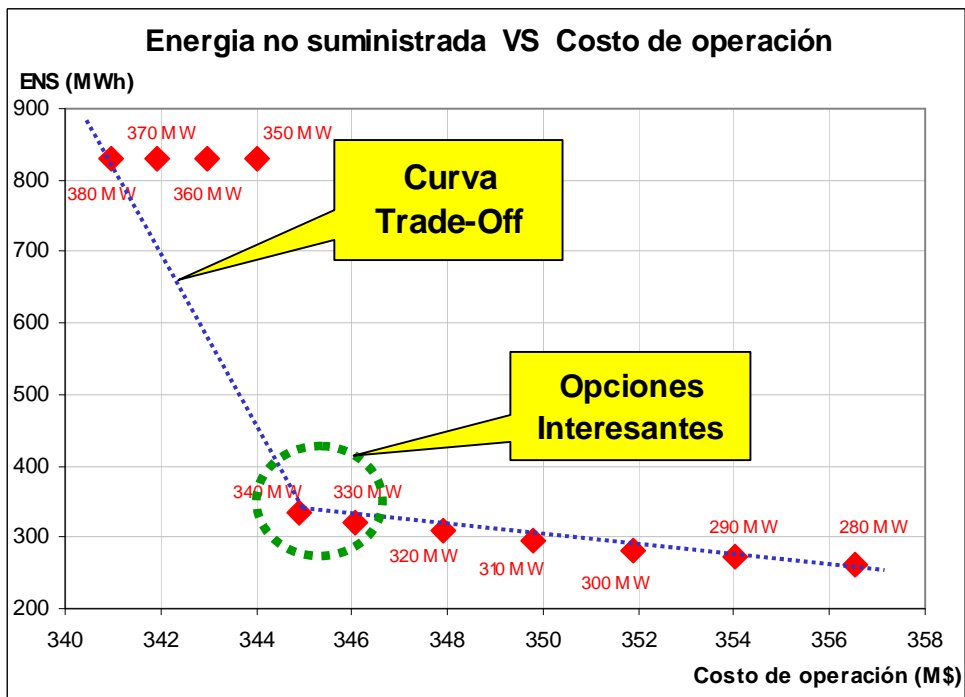


**Figura 4.32 Flujos de potencia y energía no suministrada esperada**

En la figura 4.32 se aprecia que por cada incremento del flujo de potencia transmitido por la interconexión Mantaro – Socabaya la energía no suministrada se incrementa. Esto ocurre por que si el enlace desconecta cuando transmite un mayor flujo de potencia se genera mayor déficit de generación en el área Sur y como consecuencia se debe realizar mayor rechazo de carga. Mas adelante se demuestra que para flujos mayores a 340 MW se produce un salto en la curva, debido al colapso del área Sur (se interrumpe la carga total).

#### **4.9.1 Escenario “Demanda promedio – Hidrología promedio”**

En las figuras 4.33 y 4.34 se aprecia la curva Trade – Off y la región de la rodilla para el escenario demanda promedio e hidrología promedio.



**Figura 4.33 Curva Trade – Off de ENS y costo de operación (demanda promedio – hidrología promedio)**

Las opciones que están en la rodilla de la curva de la figura 4.33 son 340 MW y 330 MW. Para este escenario dichas opciones son las más interesantes y son consideradas como potenciales opciones a elegir.

En la figura 4.34 se aprecia que la opción que está en la rodilla de la curva es 340 MW. Para este escenario dicha opción es la más interesante y es considerada como potenciales opciones a elegir.

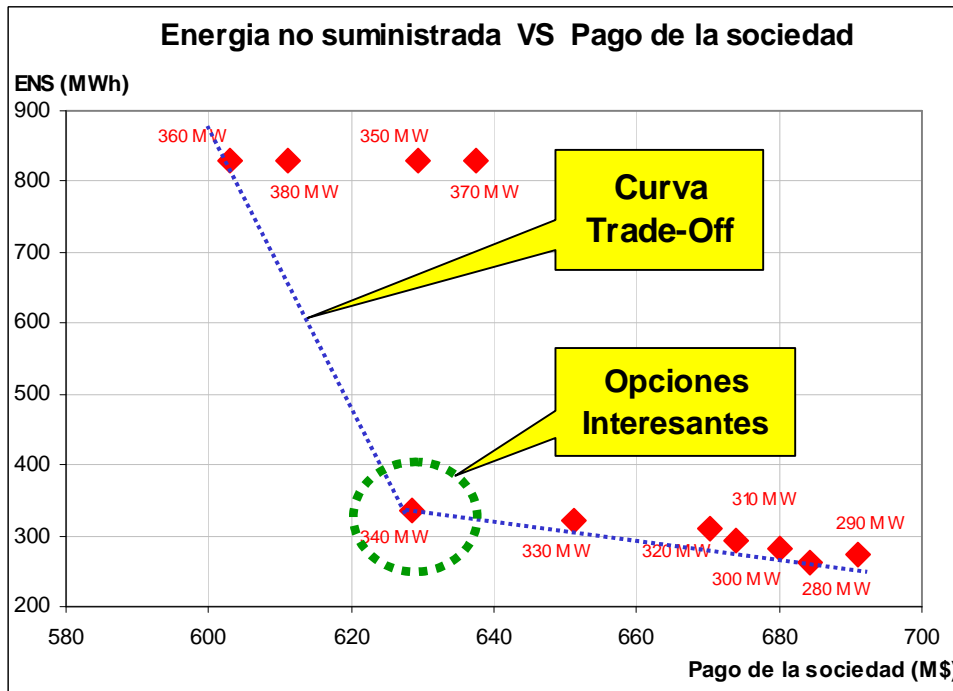


Figura 4.34 Curva Trade – Off de ENS y pago de la sociedad (demanda promedio – hidrología promedio)

#### 4.9.2 Escenario “Demanda promedio – Hidrología seca”

En las figuras 4.35 y 4.36 se aprecian la curva Trade – Off y la región de la rodilla para el escenario demanda promedio e hidrología seca.

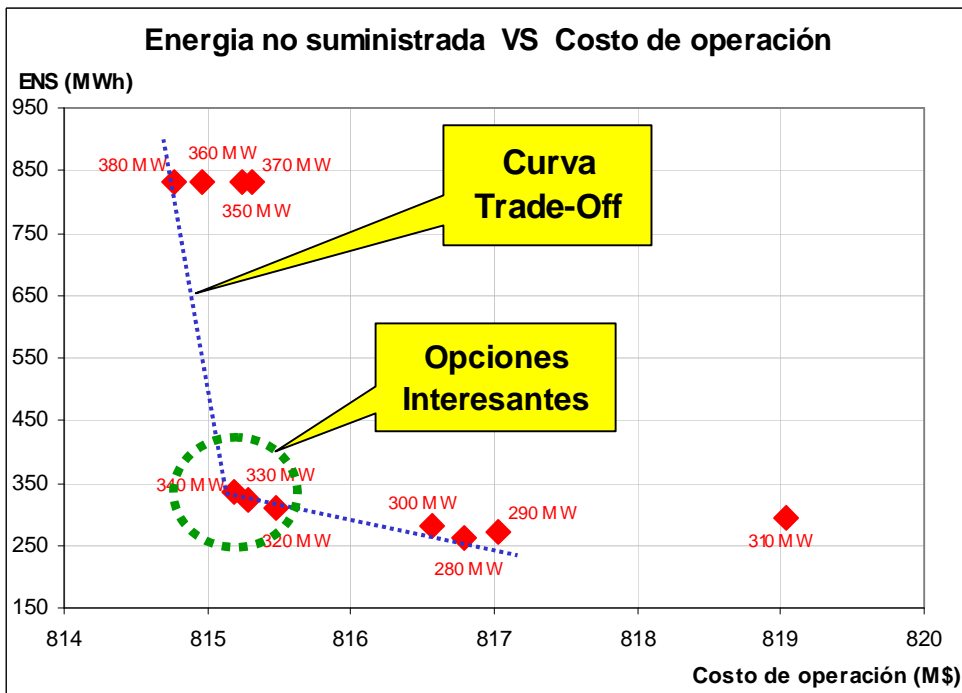
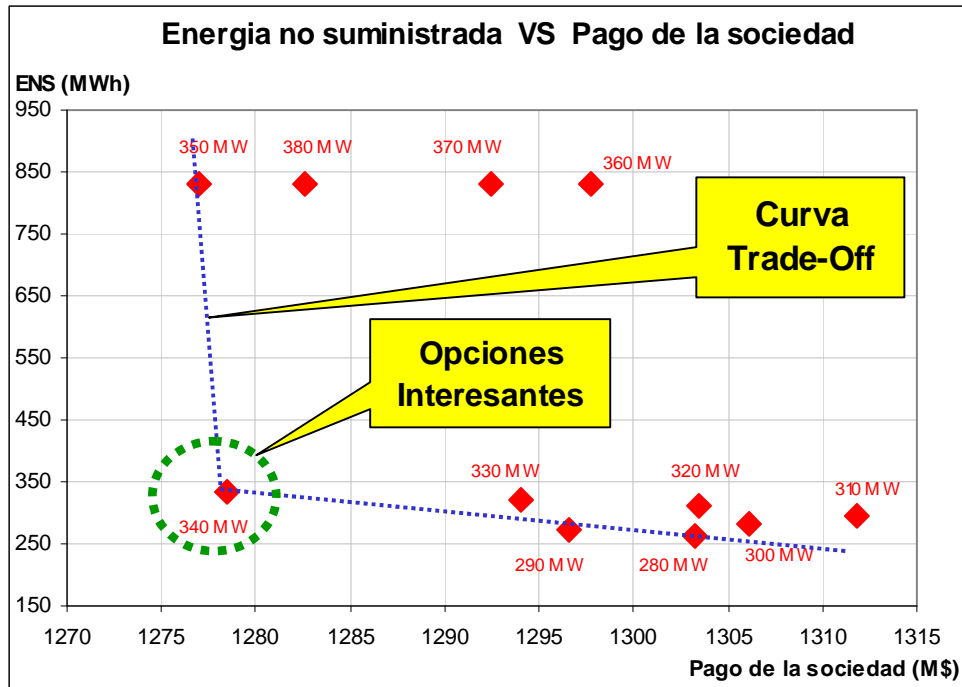


Figura 4.35 Curva Trade–Off de ENS y costo de operación (demanda promedio – hidrología seca)

Las opciones que están en la rodilla de la curva de la figura 4.35 son 320 MW, 330 MW y 340 MW. Para este escenario dichas opciones son las más interesantes y son consideradas como potenciales opciones a elegir.



**Figura 4.36 Curva Trade-Off de ENS y pago de la sociedad (demanda promedio – hidrología seca)**

En la figura 4.36 se aprecia que la opción que está en la rodilla de la curva es 340 MW. Para este escenario dicha opción es la más interesante y es considerada como potenciales opciones a elegir.

#### 4.9.3 Escenario “Demanda promedio – Hidrología húmeda”

En las figuras 4.37 y 4.38 se aprecian la curva Trade – Off y la región de la rodilla para el escenario demanda promedio e hidrología húmeda.

Las opciones que están en la rodilla de la curva de la figura 4.37 son 330 MW y 340 MW. Para este escenario dichas opciones son las más interesantes y son consideradas como potenciales opciones a elegir.

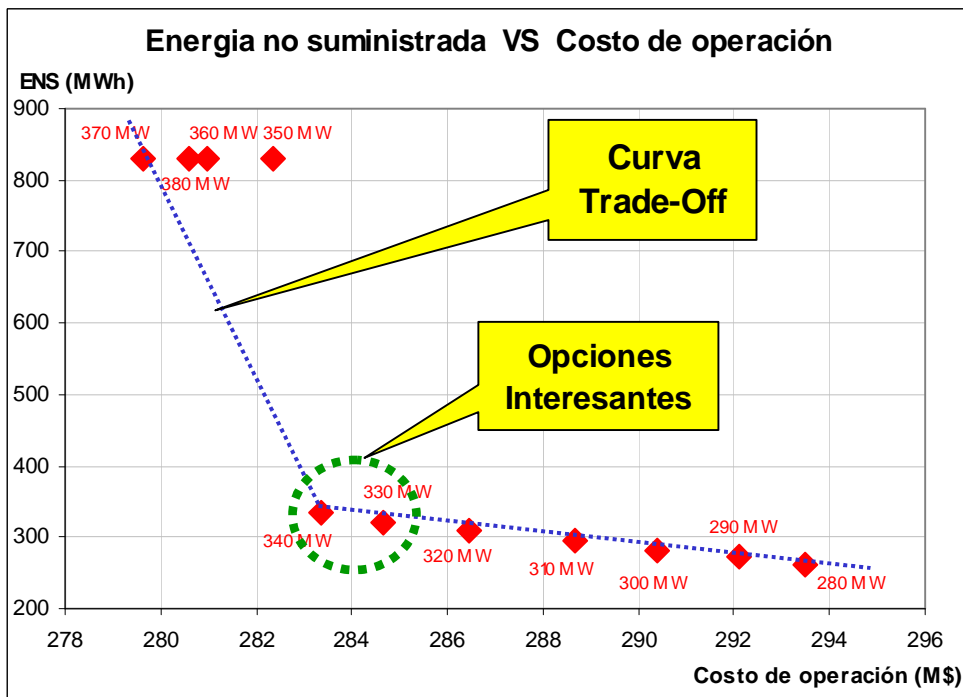


Figura 4.37 Curva Trade-Off de ENS y costo de operación (demanda promedio – hidrología húmeda)

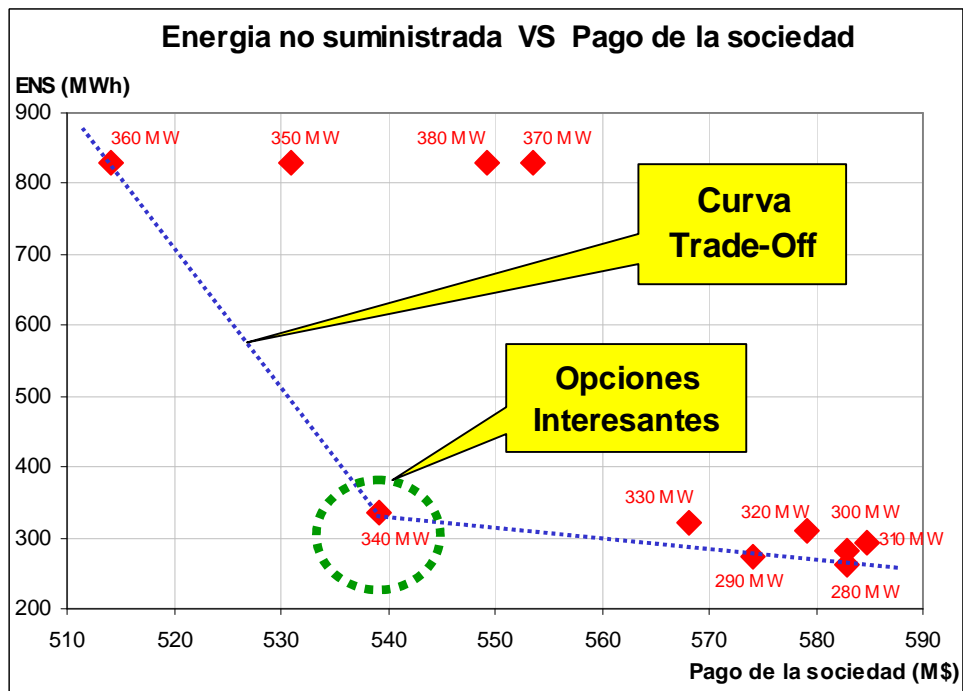


Figura 4.38 Curva Trade-Off de ENS y pago de la sociedad (demanda promedio – hidrología húmeda)

En la figura 4.38 se aprecia que la opción que está en la rodilla de la curva es 340 MW. Para este escenario dicha opción es la más interesante y es considerada como potenciales opciones a elegir.



#### 4.9.4 Escenario “Demanda optimista – Hidrología promedio”

En las figuras 4.39 y 4.40 se aprecian la curva Trade – Off y la región de la rodilla para el escenario demanda optimista e hidrología promedio.

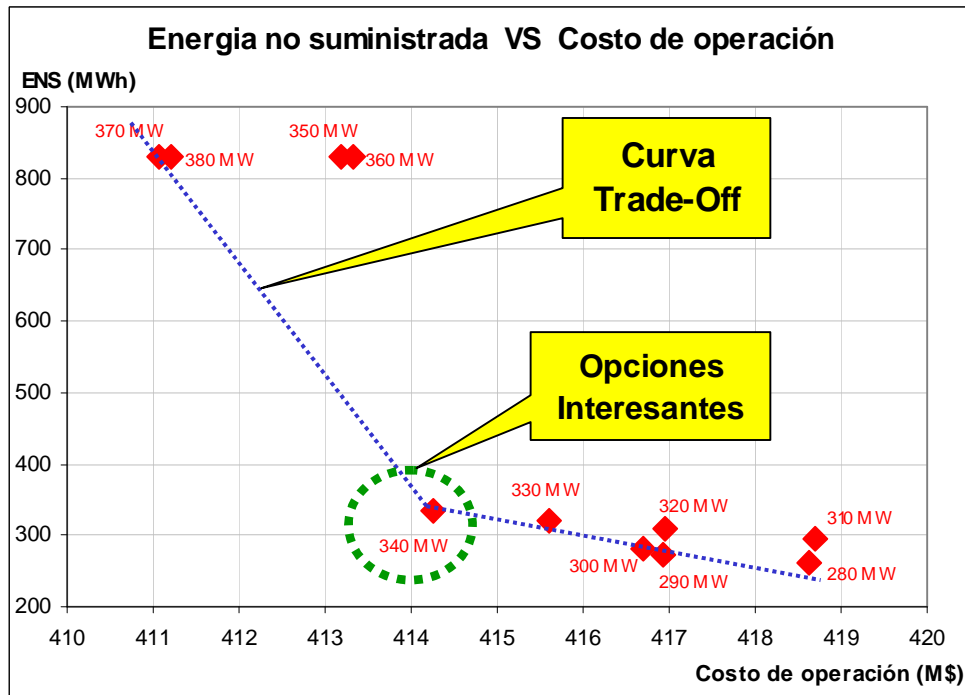


Figura 4.39 Curva Trade–Off de ENS y costo de operación (demanda optimista – hidrología promedio)

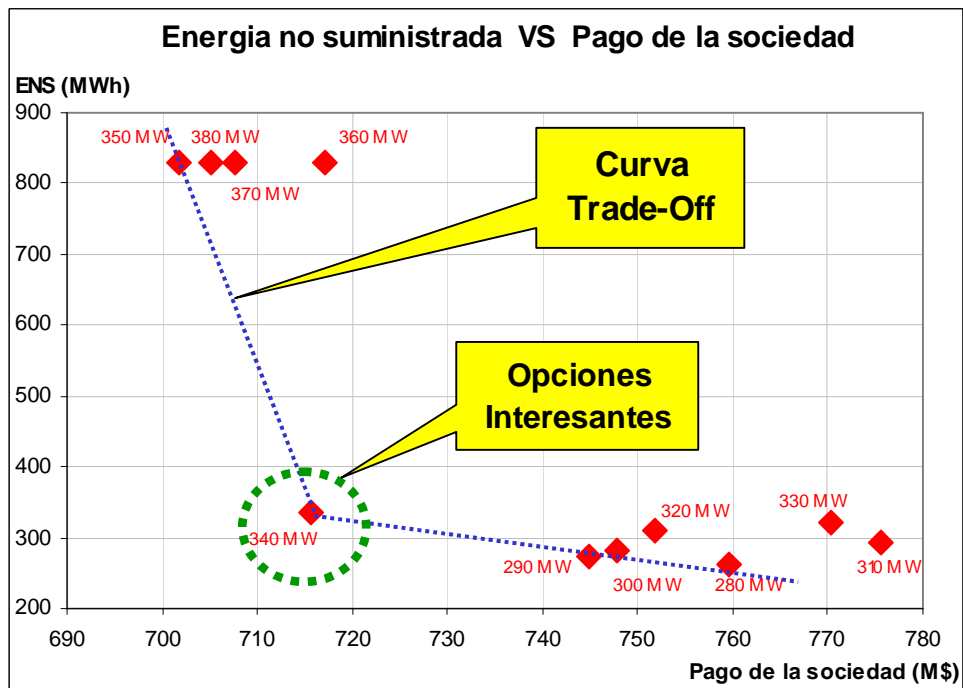


Figura 4.40 Curva Trade–Off de ENS y pago de la sociedad (demanda optimista – hidrología promedio)

La opción que está en la rodilla de la curva de la figura 4.39 es 340 MW. Para este escenario dicha opción es la más interesante y es considerada como potenciales opciones a elegir.

En la figura 4.40 se aprecia que la opción que está en la rodilla de la curva es 340 MW. Para este escenario dicha opción es la más interesante y es considerada como potenciales opciones a elegir.

#### 4.9.5 Escenario “Demanda optimista – Hidrología seca”

En las figuras 4.41 y 4.42 se aprecian la curva Trade – Off y la región de la rodilla para el escenario demanda optimista e hidrología seca.

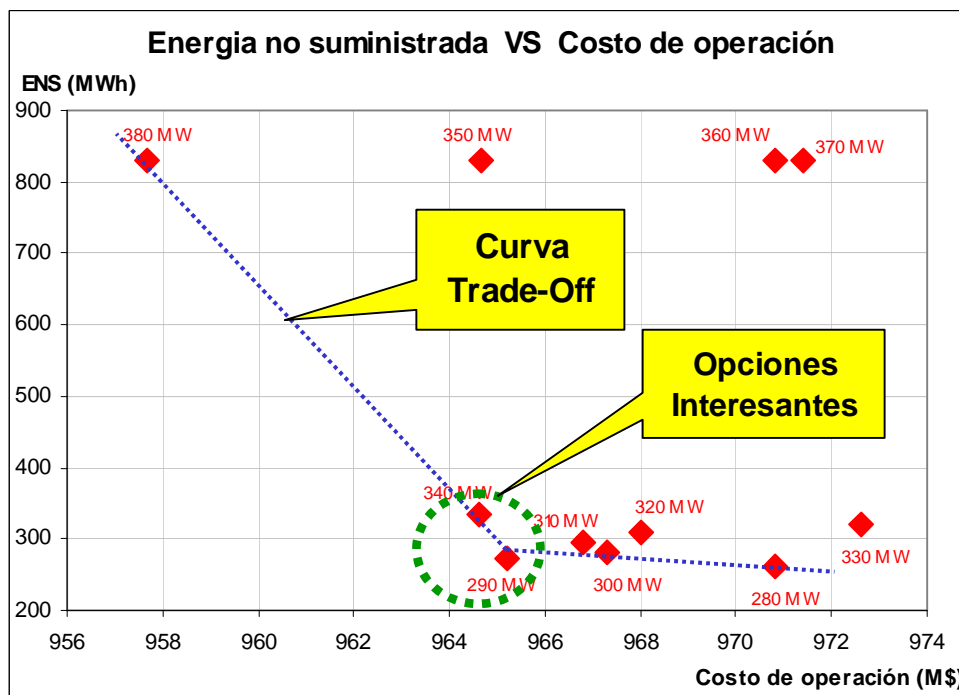
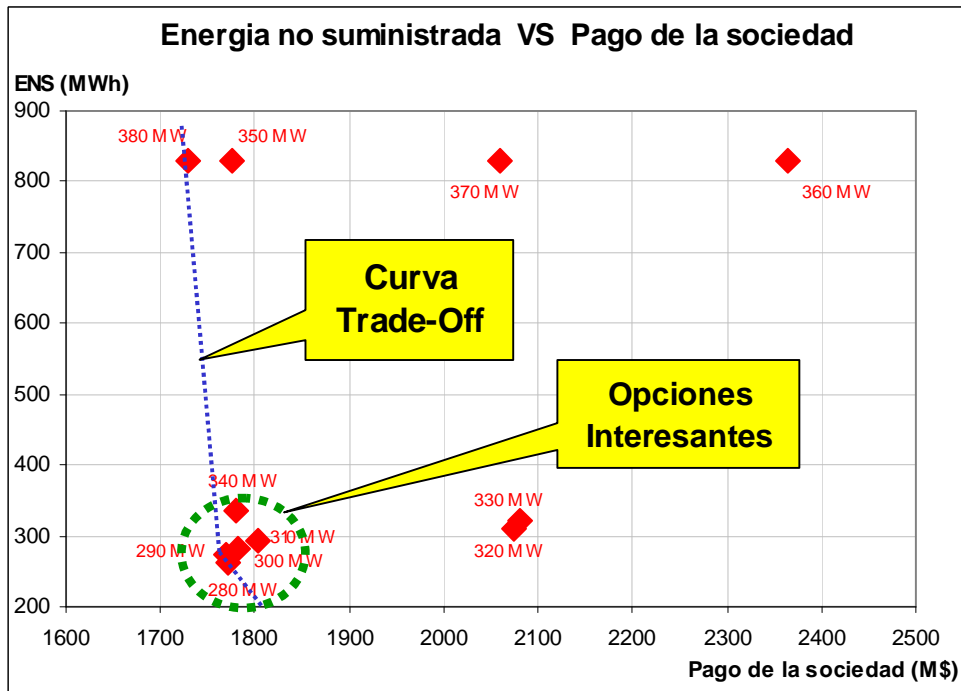


Figura 4.41 Curva Trade-Off de ENS y costo de operación (demanda optimista – hidrología seca)

Las opciones que están en la rodilla de la curva de la figura 4.41 son 290 MW y 340 MW. Para este escenario dichas opciones son las más interesantes y son consideradas como potenciales opciones a elegir.

En la figura 4.42 se aprecia que casi todas las opciones por debajo de un flujo 340 MW están en la rodilla de la curva (280 MW, 290 MW, 300 MW, 310 MW y 340 MW). Para

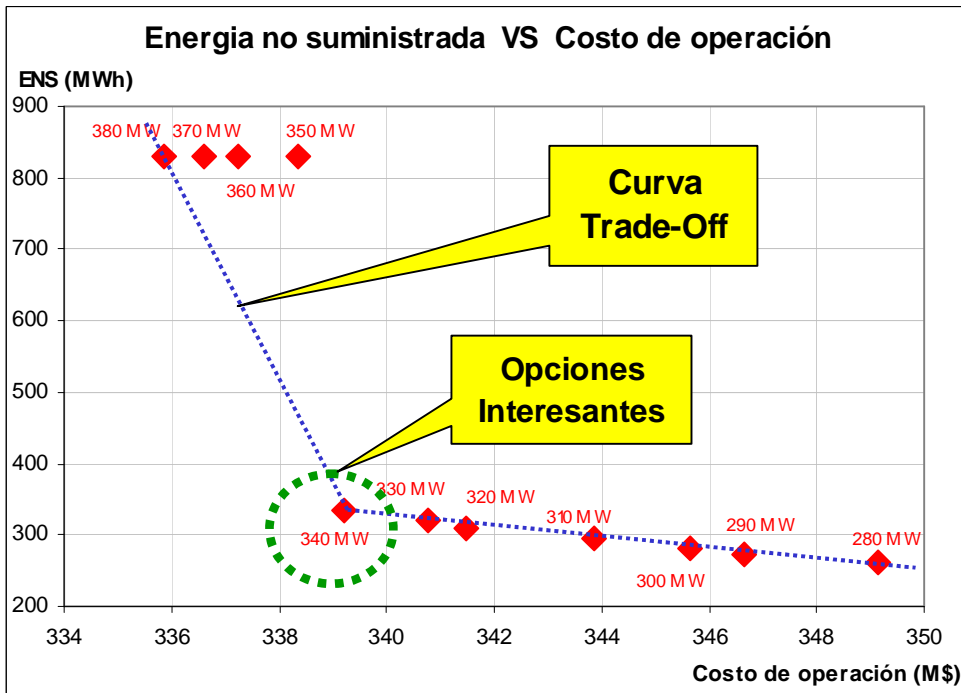
este escenario dichas opciones son las más interesantes y son consideradas como potenciales opciones a elegir.



**Figura 4.42** Curva Trade-Off de ENS y pago de la sociedad (demanda optimista – hidrología seca)

#### 4.9.6 Escenario “Demanda optimista – Hidrología húmeda”

En las figuras 4.43 y 4.44 se aprecian la curva Trade – Off y la región de la rodilla para el escenario demanda optimista e hidrología húmeda.



**Figura 4.43** Curva Trade-Off de ENS y costo de operación

(demanda optimista – hidrología húmeda)

La opción que está en la rodilla de la curva de la figura 4.43 es 340 MW. Para este escenario dicha opción es la mejor se considera como potencial opción a elegir.

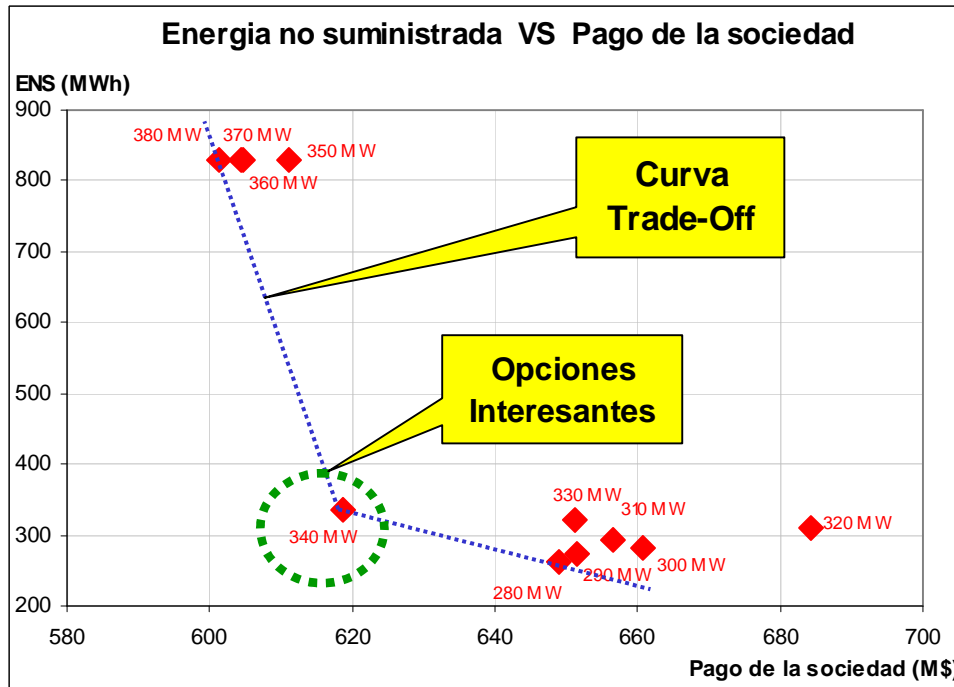


Figura 4.44 Curva Trade-Off de ENS y pago de la sociedad (demanda optimista – hidrología húmeda)

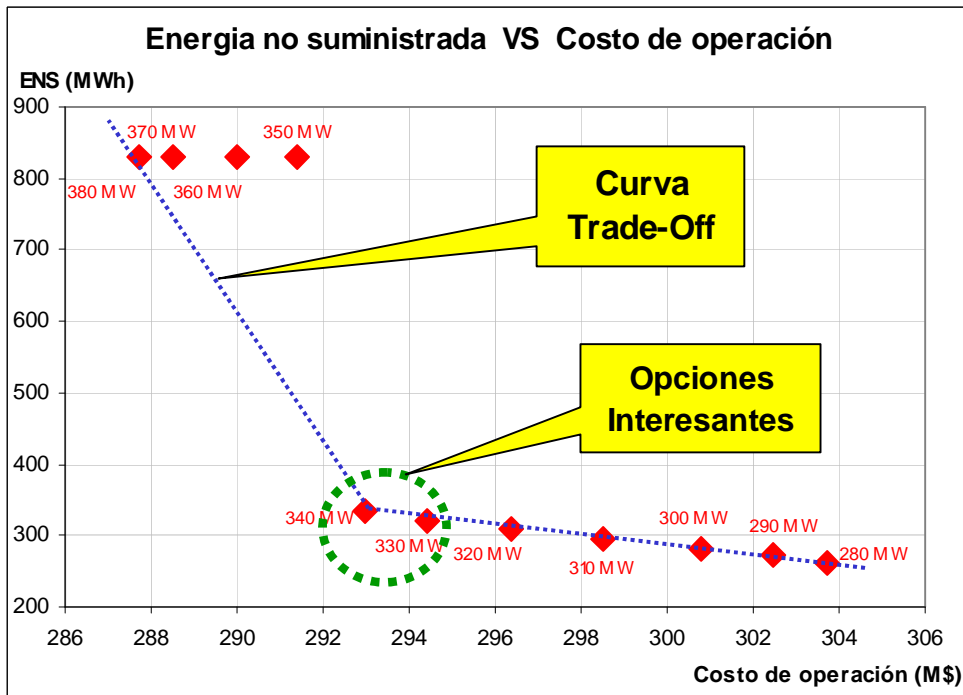
En la figura 4.44 se aprecia que la opción 340 MW es la única que se ubica en la rodilla de la curva. Esta opción se convierte en la mejor de este escenario.

#### 4.9.7 Escenario “Demanda pesimista – Hidrología promedio”

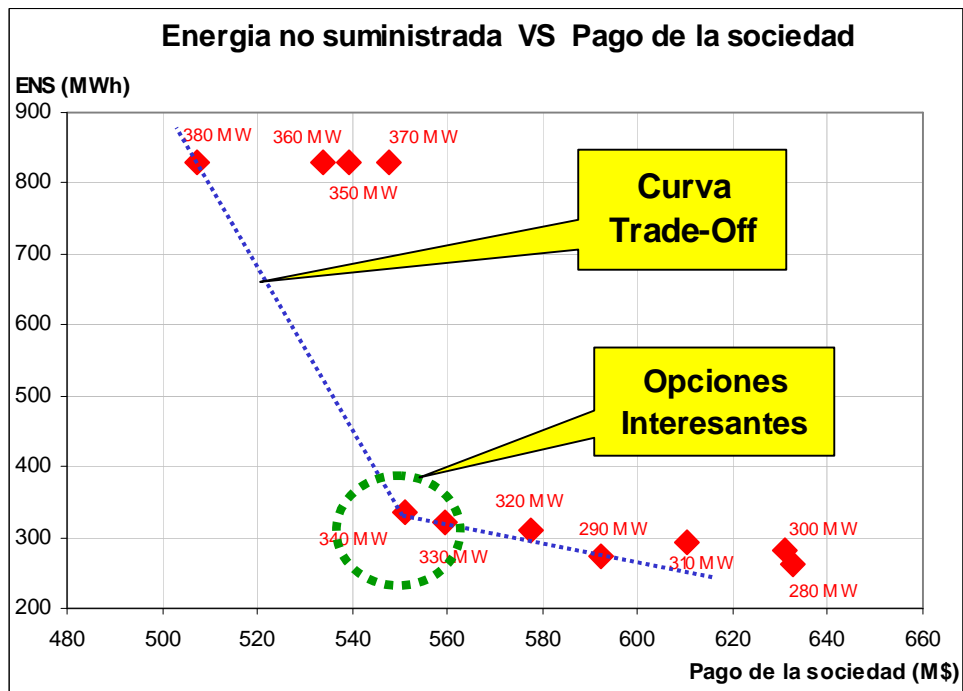
En las figuras 4.45 y 4.46 se aprecian la curva Trade – Off y la región de la rodilla para el escenario demanda pesimista e hidrología promedio.

Las opciones que están en la rodilla de la curva de la figura 4.45 son 330 MW y 340 MW. Estas opciones se convierten en las más interesantes para este escenario.

En la figura 4.46 se aprecia que las opciones 330 MW y 340 MW están ubicadas en la rodilla de la curva. Estas opciones se convierten en las mejores de este escenario.



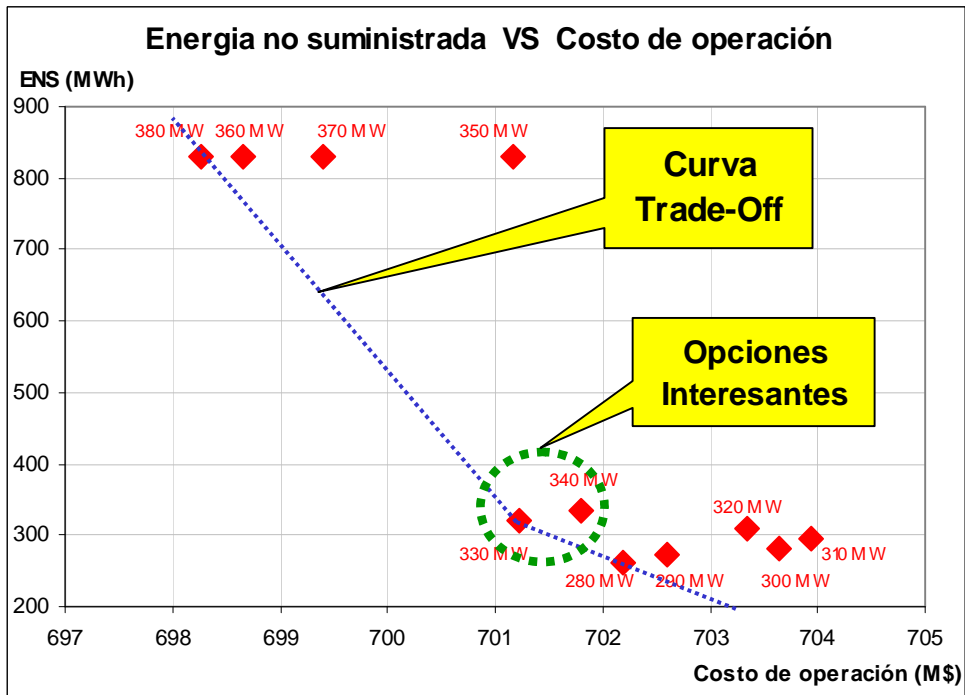
**Figura 4.45 Curva Trade-Off de ENS y costo de operación**  
(demanda pesimista – hidrología promedio)



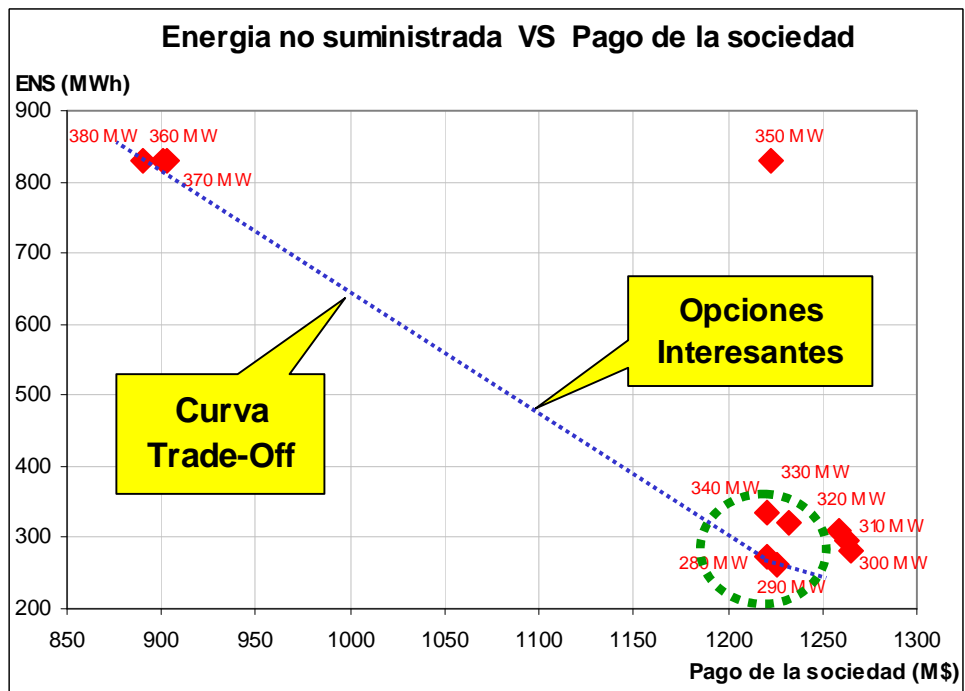
**Figura 4.46 Curva Trade-Off de ENS y pago de la sociedad**  
(demanda pesimista – hidrología promedio)

#### 4.9.8 Escenario “Demanda pesimista – Hidrología seca”

En las figuras 4.47 y 4.48 se aprecian la curva Trade – Off y la región de la rodilla para el escenario demanda pesimista e hidrología seca.



**Figura 4.47** Curva Trade-Off de ENS y costo de operación (demanda pesimista – hidrología seca)



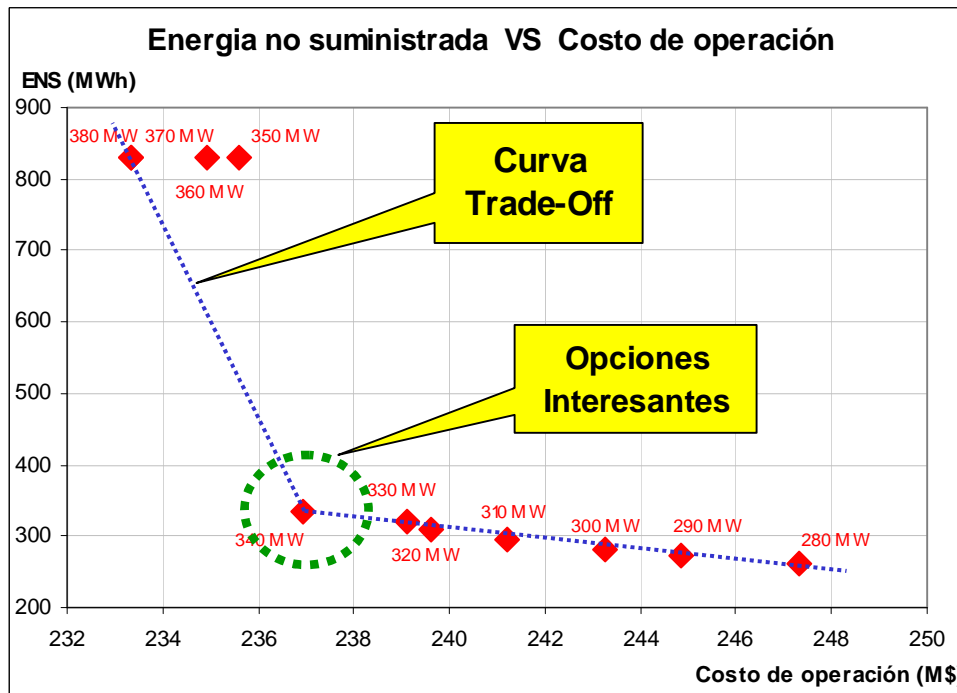
**Figura 4.48** Curva Trade-Off de ENS y pago de la sociedad (demanda pesimista – hidrología seca)

Las opciones que están en la rodilla de la curva de la figura 4.47 son 330 MW y 340 MW. Estas opciones se convierten en las más interesantes para este escenario.

En la figura 4.48 se aprecia que las opciones 280 MW, 290 MW, 330 MW y 340 MW están ubicadas en la rodilla de la curva. Estas opciones se convierten en las mejores de este escenario.

#### 4.9.9 Escenario “Demanda pesimista – Hidrología húmeda”

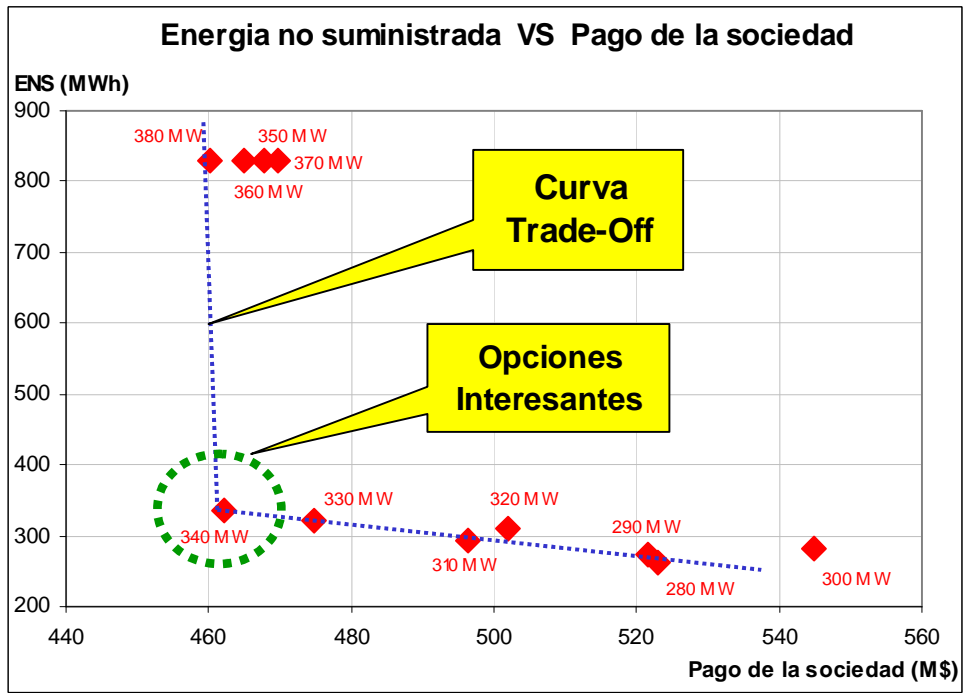
En las figuras 4.49 y 4.50 se aprecian la curva Trade – Off y la región de la rodilla para el escenario demanda pesimista e hidrología húmeda.



**Figura 4.49** Curva Trade–Off de ENS y costo de operación (demanda pesimista – hidrología húmeda)

La opción que está en la rodilla de la curva de la figura 4.49 es 340 MW. Esta opción se convierte en la más interesante para este escenario.

En la figura 4.50 se aprecia que la única opción que esta en la rodilla de la curva es 340 MW, la cual se convierte en la mejor de este escenario.



**Figura 4.50 Curva Trade-Off de ENS y pago de la sociedad  
(demanda pesimista – hidrología húmeda)**



## Conclusiones

1. Se ha presentado un análisis que tiene el propósito de determinar el flujo adicional que se puede transmitir en los enlaces de transmisión, aplicado a la interconexión Mantaro – Socabaya, ante la necesidad de transferir energía de menor costo desde el área Centro hacia el área Sur del SEIN. Esta solución que puede ser implementada en el corto plazo evitaría incurrir en costos operativos elevados sin comprometer en demasía el riesgo de la operación.
2. El análisis efectuado, se enmarca en el planeamiento operativo de la transmisión y consiste en determinar el punto de equilibrio entre los costos asociados a la operación y el riesgo de la operación por incrementar la capacidad de transporte en los enlaces de transmisión, el cual ha sido aplicado para el enlace Mantaro - Socabaya.
3. La identificación del punto de equilibrio se realizó basado en un análisis de toma de decisiones bajo incertidumbres con el método Trade-Off/Risk (Compromiso/Riesgo), Para ello, se determinó cuál es el nivel de compromiso entre el ahorro de costos que involucra incrementar la capacidad de transmisión y el riesgo en la operación del mismo. El análisis del riesgo de la operación se realizó mediante simulaciones de estabilidad transitoria y de estabilidad de frecuencia ante desconexiones del enlace para distintos incrementos de la capacidad de transferencia de energía y distintos escenarios, con la finalidad de obtener la ENS. El análisis económico de la operación, se realizó mediante simulaciones de despacho de mediano plazo (horizonte de un año) para distintos incrementos de la capacidad de transferencia de energía y distintos escenarios, con la finalidad de obtener el costo de la operación y el pago de la sociedad.
4. Las incertidumbres estratégicas han sido tratadas bajo un enfoque de escenarios operativos asociados a: el crecimiento de la demanda (promedio, optimista y pesimista) y la disponibilidad hidráulica (húmedo, seco, promedio). Asimismo, se identificaron los atributos relevantes (costo de operación, pago de la sociedad y ENS) para evaluar y comparar las opciones estratégicas frente a las incertidumbres.

5. De los análisis realizados se demuestra que cuando se incrementa la capacidad de transmisión de flujo de potencia por la interconexión Mantaro – Socabaya, el costo de operación del SEIN y el pago de la sociedad del área Sur disminuyen, mientras que la ENS en el área Sur se incrementa. El escenario correspondiente a la demanda optimista e hidrología seca es el más perjudicial en la operación del SEIN, toda vez que el costo de operación y el pago de la sociedad se incrementan considerablemente.

Con base en el análisis efectuado se ha demostrado que si la interconexión Mantaro – Socabaya desconecta con flujos mayores iguales a 350 MW, el área Sur pierde sincronismo, así se incrementa el porcentaje de rechazo de carga. En este caso, se produciría un colapso total del área Sur y se interrumpiría toda la carga de dicha área.

Consecuentemente, para el año 2009, es posible transmitir por la interconexión Mantaro – Socabaya de 220 kV un flujo máximo de 340 MW. Este límite representaría un grado de compromiso razonable (punto de equilibrio) entre el riesgo de la operación, los costos operativos asociados; así como, del pago de la sociedad.

6. Un incremento del nivel de transferencia máxima en la interconexión Mantaro – Socabaya, para el año 2009 desde 280 MW (nivel actual) a 340 MW produciría un ahorro de 11.63 millones de dólares en el costo de operación del SEIN y un ahorro de 55.7 millones de dólares en el costo marginal del área Sur, tal como se muestra en el cuadro 4.11.
7. Se ha verificado que la metodología Trade-Off/Risk de análisis de decisiones bajo incertidumbres, es adecuada para aplicaciones reales, que tienen objetivos diversos y, en algunos casos, contrapuestos como la mostrada en este trabajo.

## Recomendaciones

1. Se recomienda, como desarrollo futuro, efectuar una extensión del análisis realizado para un horizonte de largo plazo, con la finalidad de visualizar la evolución de las curvas Trade – Off con los cambios de la oferta y demanda en el SEIN.
2. Así mismo, se recomienda realizar un análisis a fin de identificar los agentes a los cuáles les correspondería asumir los costos ante una eventual desconexión del enlace e interrupciones de carga. Además, se debe evaluar si corresponde o no modificar la estructura tarifaria y el nivel de reconocimiento económico del titular de transmisión debido a un mayor límite en la capacidad de transporte respecto de lo especificado en el respectivo contrato de concesión.
3. Dado que el incremento del límite de transmisión de la interconexión Mantaro – Socabaya ocasiona un incremento aceptable del riesgo (punto de equilibrio) y a la vez produce un ahorro en los costos marginales del área Sur, se recomienda que como desarrollo futuro se evalúe la viabilidad para que el monto obtenido como causa del referido ahorro se destine a la inversión de equipamientos de transmisión eléctrica con la finalidad de disminuir el riesgo de la operación.  
Por ejemplo: en la tesis se determinó que el ahorro del costo marginal del área Sur en el año 2009 es 55.7 millones de dólares y si se asume que este ahorro será igual durante los próximos cinco años siguientes (tiempo que puede estar operativa una nueva línea de transmisión), se podría realizar una inversión actual de 208.7 millones de dólares en equipamiento para disminuir el riesgo de la operación (se considera el 12% de recuperación del capital según la Ley de Concesiones Eléctricas). Además esto involucraría que se determine un mecanismo legal para que este ahorro sea utilizado en dichas inversiones.
4. Finalmente, se recomienda que esta metodología de evaluación sea conocida y evaluada por los entes reguladores, normativos y por el operador del Sistema a fin de perfeccionar, si corresponde, los procedimientos operativos.

## Bibliografía

- [1] ENRIQUE CROUSILLAT - IENED - THE WORLD BANK, HYDE MERRILL - WORLD BANK CONSULTANT, "The Trade-off/Risk Method: A Strategic Approach to Power Planning", May 1992
- [2] WENYUAN LI, "Risk Assessment of Power Systems - Models, Methods, and Applications", British Columbia Transmission Corporation, Canada, 2005
- [3] WENYUAN LI and J. K. KORCZYNSKI, "Risk Assessment of Transmission Systems Operation – Concept, Method and Applications", Paper n.º 02WM012, presented at IEEE Winter Meeting, New York, January 27-31, 2002
- [4] JAMES D. McCALLEY, A.A. FOUAD, BAJ L. AGRAWAL, RICHARD G. FARMER, "A Risk-Based Security Index for Determining Operating Limits in Stability-Limited Electric Power Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Volume 12, Issue 3, Aug. 1997 Page(s):1210 – 1219
- [5] V. VENIKOV, "Transient Processes in Electrical Power Systems", Mir Publishers Moscow, page (s) 345-379, 1980.
- [6] ALLEN J. WOOD, BRUCE F. WOLLENBERG, "Power Generation, Operation and Control", John Wiley & Sons, New York, Second Edition, page (s) 390-393, 1984.
- [7] Mohammad Shahidehpour, William F. Tinney, and Yong Fu, "Impact of Security on Power Systems Operation", Proceedings of the IEEE Volume 93, Issue 11, Nov. 2005 Page(s):2013 – 2025
- [8] JAMES D. McCALLEY, VIJAY VITTAL, NICHOLAS ABI-SAMRA, "An Overview of Risk Based Security Assessment", Power Engineering Society Summer Meeting, 1999. IEEE Volume 1, 18-22 July 1999 Page(s):173 – 178
- [9] DANIEL CAMAC, RAUL BASTIDAS, RAMON NADIRA, CARLOS DORTOLINA, HYDE M. MERRILL, "Transmission Planning Criteria and their Application under Uncertainty", IEEE T & D Conference – Bogotá, 12 August 2008

- [10] Informe Técnico COES-SINAC/DEV-194-2007, "Limite de transmisión por estabilidad en la línea Mantaro – Socabaya en la dirección Centro a Sur", 2007  
<http://www.coes.org.pe/DATAWEB/2007/DEV/estudios/InformeDEV-194-2007.pdf>
- [11] Informe Técnico COES-SINAC/DEV-157-2008, "Estudio de Rechazo Automático de Carga/generación del SEIN - año 2009", setiembre 2008  
<http://www.coes.org.pe/coes/evaluacion/rechazocarga2008.asp>
- [12] Informe Técnico COES-SINAC/DEV-075-2008, "Análisis de la operación del área Norte del SEIN en el año 2008 para la definición de los limites de transmisión de la línea de 220 kV (Chimbote – Paramonga)", mayo 2008  
<http://www.coes.org.pe/coes/evaluacion/limite2215.asp>
- [13] CIGRE, Application Guide on Protection of Complex Transmission Network Configurations, mayo 1991
- [14] Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley 25844, Noviembre 1992  
[http://srvapp03.osinerg.gob.pe:8888/snl/normaPortalGeneral.htm?\\_formAction=show&\\_id=21](http://srvapp03.osinerg.gob.pe:8888/snl/normaPortalGeneral.htm?_formAction=show&_id=21)
- [15] Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Supremo n.º 009-93-EM  
[http://srvapp03.osinerg.gob.pe:8888/snl/normaPortalGeneral.htm?\\_formAction=show&\\_id=21](http://srvapp03.osinerg.gob.pe:8888/snl/normaPortalGeneral.htm?_formAction=show&_id=21)
- [16] Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), Decreto Supremo n.º 020-97-EM, octubre 1997  
[http://srvapp03.osinerg.gob.pe:8888/snl/normaPortalGeneral.htm?\\_formAction=show&\\_id=22](http://srvapp03.osinerg.gob.pe:8888/snl/normaPortalGeneral.htm?_formAction=show&_id=22)
- [17] Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR), Resolución Directoral, n.º 014-2005-EM/DGE, Marzo 2005  
[http://srvapp03.osinerg.gob.pe:8888/snl/normaPortalGeneral.htm?\\_formAction=show&\\_id=22](http://srvapp03.osinerg.gob.pe:8888/snl/normaPortalGeneral.htm?_formAction=show&_id=22)
- [18] Procedimientos Técnicos del COES-SINAC  
<http://www.coes.org.pe/coes/Procedimientos/procedimientos.asp>

# **Anexos**

## **Anexo A: demanda del SEIN**

Demanda promedio													
Año	Bloque	Energía (GWh)											
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2008	1	463	457	445	481	476	468	460	462	488	491	454	479
	2	1101	1058	1165	1082	1106	1099	1122	1147	1101	1149	1134	1173
	3	785	757	809	782	795	783	790	804	792	821	803	839
2009	1	494	465	513	468	489	489	486	506	511	518	503	507
	2	1175	1085	1202	1176	1199	1149	1187	1189	1152	1211	1188	1242
	3	837	774	860	824	849	819	835	846	829	866	854	889

**Demanda de energía en el escenario promedio**

Demanda optimista													
Año	Bloque	Energía (GWh)											
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2008	1	472	466	454	491	486	477	469	471	498	501	463	489
	2	1123	1079	1188	1104	1128	1121	1144	1170	1123	1172	1157	1196
	3	801	772	825	798	811	799	806	820	808	837	819	856
2009	1	504	474	523	477	499	499	496	516	521	528	513	517
	2	1199	1107	1226	1200	1223	1172	1211	1213	1175	1235	1212	1267
	3	854	789	877	840	866	835	852	863	846	883	871	907

**Demanda de energía en el escenario optimista**

Demanda pesimista													
Año	Bloque	Energía (GWh)											
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2008	1	454	448	436	471	466	459	451	453	478	481	445	469
	2	1079	1037	1142	1060	1084	1077	1100	1124	1079	1126	1111	1150
	3	769	742	793	766	779	767	774	788	776	805	787	822
2009	1	484	456	503	459	479	479	476	496	501	508	493	497
	2	1152	1063	1178	1152	1175	1126	1163	1165	1129	1187	1164	1217
	3	820	759	843	808	832	803	818	829	812	849	837	871

**Demanda de energía en el escenario pesimista**



MESES	BLOQUES DE DEMANDA	DEMANDA EN BARRAS DEL SEIN (GWh)												
		AGUAYTIA220	BALNEARIO220	BALNEARIO60	CALLAHUAN220	CALLAHUANC60	CARHUAMAY138	CARHUAMAY220	CARHUAMAYO50	CARHUAQUE220	CARIPA138	CHAVARRIA220	CHICLAYO220	CHIMBOTE220
Noviembre	Bloque Mínima	0.0	0.0	34.2	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	0.2	0.0	73.2	10.1	0.9
	Bloque Media	0.0	0.0	88.0	0.0	0.1	0.0	0.0	3.7	0.4	0.0	174.2	20.3	2.3
	Bloque Máxima	0.0	0.0	41.5	0.0	0.1	0.0	0.0	3.0	0.2	0.0	114.0	13.4	1.9
Diciembre	Bloque Mínima	0.0	0.0	36.3	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	0.2	0.0	77.6	10.7	0.9
	Bloque Media	0.0	0.0	91.2	0.0	0.1	0.0	0.0	3.8	0.4	0.0	180.5	21.0	2.4
	Bloque Máxima	0.0	0.0	43.6	0.0	0.1	0.0	0.0	3.1	0.2	0.0	119.9	14.1	2.0
Enero	Bloque Mínima	0.0	0.0	37.1	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	0.2	0.0	79.3	11.0	1.0
	Bloque Media	0.0	0.0	90.9	0.0	0.1	0.0	0.0	3.8	0.4	0.0	179.9	20.9	2.4
	Bloque Máxima	0.0	0.0	42.7	0.0	0.1	0.0	0.0	3.1	0.2	0.0	117.4	13.8	2.0
Febrero	Bloque Mínima	0.0	0.0	35.2	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	0.2	0.0	75.2	10.4	0.9
	Bloque Media	0.0	0.0	85.2	0.0	0.1	0.0	0.0	3.5	0.3	0.0	168.5	19.5	2.1
	Bloque Máxima	0.0	0.0	40.1	0.0	0.0	0.0	0.0	2.8	0.2	0.0	110.1	12.9	1.8
Marzo	Bloque Mínima	0.0	0.0	39.1	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	0.2	0.0	83.5	11.5	1.0
	Bloque Media	0.0	0.0	94.0	0.0	0.1	0.0	0.0	3.9	0.4	0.0	186.0	21.6	2.4
	Bloque Máxima	0.0	0.0	44.6	0.0	0.1	0.0	0.0	3.1	0.2	0.0	122.6	14.4	2.0
Abril	Bloque Mínima	0.0	0.0	35.5	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	0.2	0.0	75.9	10.5	0.9
	Bloque Media	0.0	0.0	91.7	0.0	0.1	0.0	0.0	3.8	0.4	0.0	181.4	21.1	2.3
	Bloque Máxima	0.0	0.0	42.5	0.0	0.1	0.0	0.0	3.0	0.2	0.0	116.8	13.7	1.9
Mayo	Bloque Mínima	0.0	0.0	37.1	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	0.2	0.0	79.4	11.0	0.9
	Bloque Media	0.0	0.0	93.0	0.0	0.1	0.0	0.0	3.9	0.4	0.0	184.0	21.4	2.4
	Bloque Máxima	0.0	0.0	43.7	0.0	0.1	0.0	0.0	3.1	0.2	0.0	120.1	14.1	2.0
Junio	Bloque Mínima	0.0	0.0	37.1	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	0.2	0.0	79.4	11.0	0.9
	Bloque Media	0.0	0.0	89.2	0.0	0.1	0.0	0.0	3.7	0.3	0.0	176.5	20.5	2.3
	Bloque Máxima	0.0	0.0	42.1	0.0	0.1	0.0	0.0	3.0	0.2	0.0	115.7	13.6	1.9
Julio	Bloque Mínima	0.0	0.0	36.8	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	0.2	0.0	78.7	10.9	0.9
	Bloque Media	0.0	0.0	91.6	0.0	0.1	0.0	0.0	3.9	0.4	0.0	181.3	21.1	2.4
	Bloque Máxima	0.0	0.0	42.6	0.0	0.1	0.0	0.0	3.1	0.2	0.0	116.9	13.7	2.0
Agosto	Bloque Mínima	0.0	0.0	38.3	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	0.2	0.0	82.0	11.3	1.0
	Bloque Media	0.0	0.0	92.5	0.0	0.1	0.0	0.0	3.8	0.4	0.0	183.0	21.3	2.4
	Bloque Máxima	0.0	0.0	43.5	0.0	0.1	0.0	0.0	3.1	0.2	0.0	119.4	14.0	2.0
Septiembre	Bloque Mínima	0.0	0.0	38.9	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	0.2	0.0	83.1	11.5	1.0
	Bloque Media	0.0	0.0	90.2	0.0	0.1	0.0	0.0	3.7	0.3	0.0	178.5	20.7	2.3
	Bloque Máxima	0.0	0.0	42.9	0.0	0.1	0.0	0.0	3.0	0.2	0.0	117.9	13.8	1.9
Octubre	Bloque Mínima	0.0	0.0	39.6	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	0.2	0.0	84.6	11.7	1.0
	Bloque Media	0.0	0.0	95.0	0.0	0.1	0.0	0.0	3.9	0.4	0.0	188.0	21.8	2.4
	Bloque Máxima	0.0	0.0	45.1	0.0	0.1	0.0	0.0	3.1	0.2	0.0	124.0	14.5	2.0
Noviembre	Bloque Mínima	0.0	0.0	38.6	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	0.2	0.0	82.5	11.4	0.9
	Bloque Media	0.0	0.0	93.7	0.0	0.1	0.0	0.0	3.8	0.4	0.0	185.3	21.5	2.3
	Bloque Máxima	0.0	0.0	45.0	0.0	0.1	0.0	0.0	3.1	0.2	0.0	123.6	14.4	1.9
Diciembre	Bloque Mínima	0.0	0.0	39.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	0.2	0.0	83.4	11.5	0.9
	Bloque Media	0.0	0.0	97.9	0.0	0.1	0.0	0.0	4.0	0.4	0.0	193.7	22.5	2.4
	Bloque Máxima	0.0	0.0	47.1	0.0	0.1	0.0	0.0	3.2	0.2	0.0	129.2	15.1	2.0

Demanda en el escenario promedio

MESES	BLOQUES DE DEMANDA	DEMANDA EN BARRAS DEL SEIN (GWh)												
		EXCELSIOR50	GUADALUPE220	GUADALUPE60	HUACHIPA60	HUACHO220	HUAMPANI60	HUACAVELI220	HUANUCO138	HUAYUCACH220	ICA220	INDEPENDE220	MALPASO50	MANTARO220
Noviembre	Bloque Mínima	1.5	0.4	6.8	8.2	1.5	0.0	0.8	1.6	4.2	3.8	8.7	0.0	3.4
	Bloque Media	5.1	1.1	16.2	19.9	3.4	0.1	1.3	2.4	6.3	11.9	31.2	0.0	6.5
	Bloque Máxima	4.1	0.9	11.8	12.4	2.6	0.1	1.1	1.6	3.4	7.9	25.8	0.0	5.1
Diciembre	Bloque Mínima	1.6	0.4	7.2	8.7	1.6	0.0	0.8	1.7	4.5	4.0	9.2	0.0	3.6
	Bloque Media	5.2	1.1	16.8	20.7	3.5	0.1	1.4	2.5	6.5	12.3	32.3	0.0	6.7
	Bloque Máxima	4.2	0.9	12.4	13.1	2.8	0.1	1.1	1.7	3.6	8.3	26.9	0.0	5.3
Enero	Bloque Mínima	1.7	0.4	7.7	8.8	1.7	0.0	0.8	1.7	4.6	4.1	9.4	0.0	3.7
	Bloque Media	5.2	1.1	18.3	20.6	3.5	0.1	1.4	2.5	6.5	12.3	31.9	0.0	6.6
	Bloque Máxima	4.2	0.9	13.3	12.8	2.7	0.1	1.1	1.6	3.6	8.2	26.7	0.0	5.2
Febrero	Bloque Mínima	1.5	0.4	7.3	8.4	1.6	0.0	0.8	1.6	4.4	3.9	8.9	0.0	3.4
	Bloque Media	4.7	1.0	17.0	19.3	3.2	0.1	1.3	2.3	6.1	11.5	29.1	0.0	6.1
	Bloque Máxima	3.8	0.8	12.4	12.0	2.5	0.0	1.0	1.5	3.3	7.7	24.4	0.0	4.8
Marzo	Bloque Mínima	1.7	0.4	8.1	9.3	1.7	0.0	0.9	1.8	4.8	4.3	9.8	0.0	3.8
	Bloque Media	5.2	1.1	18.8	21.3	3.6	0.1	1.4	2.5	6.7	12.7	32.4	0.0	6.7
	Bloque Máxima	4.2	0.9	13.8	13.4	2.8	0.1	1.1	1.7	3.7	8.5	27.1	0.0	5.3
Abril	Bloque Mínima	1.5	0.4	7.4	8.5	1.6	0.0	0.8	1.6	4.4	3.9	8.9	0.0	3.4
	Bloque Media	5.1	1.1	18.4	20.8	3.5	0.1	1.4	2.5	6.6	12.4	31.8	0.0	6.6
	Bloque Máxima	4.1	0.9	13.2	12.8	2.7	0.1	1.1	1.6	3.5	8.1	26.1	0.0	5.1
Mayo	Bloque Mínima	1.6	0.4	7.7	8.8	1.6	0.0	0.8	1.7	4.6	4.1	9.3	0.0	3.6
	Bloque Media	5.3	1.1	18.7	21.1	3.6	0.1	1.4	2.5	6.7	12.6	32.5	0.0	6.8
	Bloque Máxima	4.2	0.9	13.6	13.1	2.8	0.1	1.1	1.7	3.6	8.3	26.9	0.0	5.3
Junio	Bloque Mínima	1.6	0.4	7.7	8.8	1.6	0.0	0.8	1.7	4.6	4.1	9.3	0.0	3.6
	Bloque Media	5.0	1.1	17.9	20.2	3.4	0.1	1.4	2.4	6.4	12.1	31.1	0.0	6.5
	Bloque Máxima	4.1	0.9	13.1	12.6	2.7	0.1	1.1	1.6	3.5	8.0	26.0	0.0	5.1
Julio	Bloque Mínima	1.6	0.4	7.6	8.8	1.6	0.0	0.8	1.7	4.6	4.1	9.3	0.0	3.6
	Bloque Media	5.2	1.1	18.5	20.8	3.5	0.1	1.4	2.5	6.6	12.4	32.3	0.0	6.7
	Bloque Máxima	4.2	0.9	13.3	12.8	2.7	0.1	1.1	1.6	3.5	8.1	26.6	0.0	5.2
Agosto	Bloque Mínima	1.7	0.4	8.0	9.1	1.7	0.0	0.9	1.8	4.7	4.2	9.6	0.0	3.7
	Bloque Media	5.2	1.1	18.6	21.0	3.5	0.1	1.4	2.5	6.6	12.5	32.2	0.0	6.7
	Bloque Máxima	4.2	0.9	13.5	13.0	2.8	0.1	1.1	1.7	3.6	8.3	26.8	0.0	5.3
Septiembre	Bloque Mínima	1.7	0.4	8.0	9.3	1.7	0.0	0.9	1.8	4.8	4.3	9.7	0.0	3.8
	Bloque Media	5.0	1.0	18.0	20.4	3.4	0.1	1.4	2.4	6.5	12.2	31.0	0.0	6.5
	Bloque Máxima	4.1	0.9	13.3	12.9	2.7	0.1	1.1	1.6	3.6	8.2	26.2	0.0	5.1
Octubre	Bloque Mínima	1.7	0.4	8.2	9.4	1.7	0.0	0.9	1.8	4.9	4.4	9.8	0.0	3.8
	Bloque Media	5.2	1.1	19.0	21.5	3.6	0.1	1.4	2.6	6.8	12.8	32.5	0.0	6.8
	Bloque Máxima	4.3	0.9	14.0	13.5	2.8	0.1	1.2	1.7	3.7	8.6	27.2	0.0	5.4
Noviembre	Bloque Mínima	1.6	0.4	7.9	9.2	1.7	0.0	0.9	1.8	4.8	4.3	9.5	0.0	3.7
	Bloque Media	5.1	1.1	18.7	21.2	3.5	0.1	1.4	2.5	6.7	12.7	31.8	0.0	6.6
	Bloque Máxima	4.2	0.9	13.8	13.5	2.8	0.1	1.2	1.7	3.7	8.6	26.7	0.0	5.2
Diciembre	Bloque Mínima	1.6	0.4	8.0	9.3	1.7	0.0	0.9	1.8	4.8	4.3	9.6	0.0	3.7
	Bloque Media	5.3	1.1	19.5	22.2	3.7	0.1	1.5	2.6	7.0	13.2	33.2	0.0	6.9
	Bloque Máxima	4.3	0.9	14.4	14.1	2.9	0.1	1.2	1.8	3.9	9.0	27.7	0.0	5.4

**Demanda en el escenario promedio**

MESES	BLOQUES DE DEMANDA	DEMANDA EN BARRAS DEL SEIN (GWh)												
		MARCONA220	MATUCANA220	MOYOPAMPA60	NANA60	OROYA138	OROYA220	OROYA50	OROYACH50	PACHACHAC220	PARAGSHA138	PARAGSHA220	PARAGSHA50	PARAMONUE220
Noviembre	Bloque Mínima	8.9	0.0	1.6	4.4	0.0	0.0	9.1	0.1	0.0	1.4	0.0	3.7	1.4
	Bloque Media	21.9	0.1	3.1	10.4	0.0	0.0	22.8	0.2	0.0	4.4	0.0	9.5	4.0
	Bloque Máxima	18.4	0.1	2.3	7.8	0.0	0.0	18.7	0.2	0.0	3.7	0.0	7.9	3.2
Diciembre	Bloque Mínima	9.3	0.0	1.7	4.7	0.0	0.0	9.5	0.1	0.0	1.5	0.0	3.9	1.4
	Bloque Media	22.5	0.1	3.2	10.8	0.0	0.0	23.5	0.2	0.0	4.5	0.0	9.8	4.1
	Bloque Máxima	19.0	0.1	2.5	8.2	0.0	0.0	19.5	0.2	0.0	3.8	0.0	8.2	3.4
Enero	Bloque Mínima	9.6	0.0	1.7	4.8	0.0	0.0	9.8	0.1	0.0	1.5	0.0	4.0	1.5
	Bloque Media	22.2	0.1	3.2	10.8	0.0	0.0	23.3	0.2	0.0	4.5	0.0	9.7	4.1
	Bloque Máxima	19.0	0.1	2.4	8.0	0.0	0.0	19.3	0.2	0.0	3.8	0.0	8.1	3.3
Febrero	Bloque Mínima	8.9	0.0	1.6	4.6	0.0	0.0	9.2	0.1	0.0	1.4	0.0	3.7	1.4
	Bloque Media	19.9	0.1	3.0	10.1	0.0	0.0	21.2	0.2	0.0	4.1	0.0	8.8	3.7
	Bloque Máxima	17.2	0.0	2.3	7.5	0.0	0.0	17.7	0.2	0.0	3.5	0.0	7.4	3.1
Marzo	Bloque Mínima	9.7	0.0	1.8	5.1	0.0	0.0	10.0	0.1	0.0	1.6	0.0	4.0	1.5
	Bloque Media	22.3	0.1	3.3	11.1	0.0	0.0	23.6	0.2	0.0	4.5	0.0	9.7	4.2
	Bloque Máxima	19.0	0.1	2.5	8.4	0.0	0.0	19.6	0.2	0.0	3.8	0.0	8.2	3.4
Abril	Bloque Mínima	8.9	0.0	1.6	4.6	0.0	0.0	9.2	0.1	0.0	1.4	0.0	3.7	1.4
	Bloque Media	21.9	0.1	3.3	10.9	0.0	0.0	23.1	0.2	0.0	4.4	0.0	9.6	4.1
	Bloque Máxima	18.4	0.1	2.4	8.0	0.0	0.0	18.9	0.2	0.0	3.7	0.0	7.9	3.3
Mayo	Bloque Mínima	9.3	0.0	1.7	4.8	0.0	0.0	9.6	0.1	0.0	1.5	0.0	3.9	1.4
	Bloque Media	22.6	0.1	3.3	11.0	0.0	0.0	23.7	0.2	0.0	4.6	0.0	9.8	4.2
	Bloque Máxima	19.0	0.1	2.5	8.2	0.0	0.0	19.5	0.2	0.0	3.8	0.0	8.2	3.4
Junio	Bloque Mínima	9.3	0.0	1.7	4.8	0.0	0.0	9.6	0.1	0.0	1.5	0.0	3.9	1.4
	Bloque Media	21.6	0.1	3.2	10.6	0.0	0.0	22.7	0.2	0.0	4.4	0.0	9.4	4.0
	Bloque Máxima	18.4	0.1	2.4	7.9	0.0	0.0	18.8	0.2	0.0	3.7	0.0	7.9	3.2
Julio	Bloque Mínima	9.3	0.0	1.7	4.8	0.0	0.0	9.6	0.1	0.0	1.5	0.0	3.9	1.4
	Bloque Media	22.5	0.1	3.3	10.8	0.0	0.0	23.6	0.2	0.0	4.5	0.0	9.8	4.1
	Bloque Máxima	19.0	0.1	2.4	8.0	0.0	0.0	19.3	0.2	0.0	3.8	0.0	8.1	3.3
Agosto	Bloque Mínima	9.6	0.0	1.8	5.0	0.0	0.0	9.9	0.1	0.0	1.6	0.0	4.0	1.5
	Bloque Media	22.2	0.1	3.3	11.0	0.0	0.0	23.4	0.2	0.0	4.5	0.0	9.7	4.1
	Bloque Máxima	19.0	0.1	2.5	8.2	0.0	0.0	19.4	0.2	0.0	3.8	0.0	8.2	3.3
Septiembre	Bloque Mínima	9.6	0.0	1.8	5.0	0.0	0.0	10.0	0.1	0.0	1.6	0.0	4.0	1.5
	Bloque Media	21.3	0.1	3.2	10.7	0.0	0.0	22.6	0.2	0.0	4.3	0.0	9.3	4.0
	Bloque Máxima	18.4	0.1	2.4	8.1	0.0	0.0	18.9	0.2	0.0	3.7	0.0	7.9	3.3
Octubre	Bloque Mínima	9.7	0.0	1.8	5.1	0.0	0.0	10.1	0.1	0.0	1.6	0.0	4.1	1.5
	Bloque Media	22.3	0.1	3.4	11.3	0.0	0.0	23.7	0.2	0.0	4.5	0.0	9.8	4.2
	Bloque Máxima	19.0	0.1	2.6	8.5	0.0	0.0	19.7	0.2	0.0	3.8	0.0	8.2	3.4
Noviembre	Bloque Mínima	9.3	0.0	1.8	5.0	0.0	0.0	9.7	0.1	0.0	1.5	0.0	3.9	1.5
	Bloque Media	21.6	0.1	3.3	11.1	0.0	0.0	23.1	0.2	0.0	4.4	0.0	9.5	4.1
	Bloque Máxima	18.4	0.1	2.5	8.5	0.0	0.0	19.3	0.2	0.0	3.7	0.0	8.0	3.4
Diciembre	Bloque Mínima	9.3	0.0	1.8	5.1	0.0	0.0	9.8	0.1	0.0	1.5	0.0	3.9	1.5
	Bloque Media	22.6	0.1	3.5	11.6	0.0	0.0	24.2	0.2	0.0	4.6	0.0	10.0	4.3
	Bloque Máxima	19.1	0.1	2.7	8.9	0.0	0.0	20.0	0.2	0.0	3.9	0.0	8.3	3.5

**Demanda en el escenario promedio**

MESES	BLOQUES DE DEMANDA	DEMANDA EN BARRAS DEL SEIN (GWh)												
		PIURA220	POMACOCHA220	PUENTE60	PZINC50	RZINC220	SALAMANCA60	SAN JUAN220	SANTAROSA220	SANTAROSA60	TALARA220	T MARIA138	TINGOMARI220	TRUJILLO220
Noviembre	Bloque Mínima	11.7	0.0	13.7	10.1	4.7	7.9	29.0	0.2	29.8	2.3	0.8	0.0	15.2
	Bloque Media	27.5	0.0	37.3	29.1	27.1	19.8	67.4	0.5	71.8	4.6	1.7	0.1	32.8
	Bloque Máxima	19.4	0.0	22.0	24.1	23.3	11.5	48.7	0.4	38.1	3.9	1.2	0.1	23.0
Diciembre	Bloque Mínima	12.4	0.0	14.6	10.5	4.9	8.4	30.8	0.2	31.6	2.4	0.9	0.0	16.1
	Bloque Media	28.5	0.0	38.7	30.0	28.0	20.5	69.9	0.6	74.4	4.8	1.7	0.1	34.0
	Bloque Máxima	20.4	0.0	23.1	25.0	24.0	12.1	51.2	0.5	40.1	4.0	1.2	0.1	24.2
Enero	Bloque Mínima	12.7	0.0	14.9	10.9	7.1	8.6	31.4	0.2	32.2	2.5	0.9	0.0	16.4
	Bloque Media	28.4	0.0	38.5	29.7	36.5	20.5	69.6	0.5	74.1	4.7	1.7	0.1	33.8
	Bloque Máxima	20.0	0.0	22.6	24.9	31.9	11.9	50.1	0.5	39.2	4.0	1.2	0.1	23.7
Febrero	Bloque Mínima	12.0	0.0	14.1	10.1	6.5	8.1	29.8	0.2	30.6	2.3	0.8	0.0	15.6
	Bloque Media	26.5	0.0	36.1	26.8	32.7	19.2	65.2	0.5	69.4	4.2	1.6	0.1	31.6
	Bloque Máxima	18.7	0.0	21.2	22.7	28.8	11.1	47.0	0.4	36.8	3.6	1.1	0.1	22.2
Marzo	Bloque Mínima	13.3	0.0	15.7	11.0	7.1	9.0	33.1	0.2	34.0	2.5	0.9	0.0	17.3
	Bloque Media	29.3	0.0	39.8	29.9	36.5	21.2	71.9	0.5	76.6	4.7	1.8	0.1	34.9
	Bloque Máxima	20.8	0.0	23.6	25.2	31.9	12.4	52.3	0.5	41.0	4.0	1.3	0.1	24.7
Abril	Bloque Mínima	12.1	0.0	14.2	10.1	6.5	8.2	30.1	0.2	30.9	2.3	0.8	0.0	15.7
	Bloque Media	28.6	0.0	38.9	29.4	36.0	20.6	70.2	0.5	74.7	4.7	1.7	0.1	34.1
	Bloque Máxima	19.8	0.0	22.5	24.3	30.8	11.8	49.9	0.4	39.0	3.9	1.2	0.1	23.6
Mayo	Bloque Mínima	12.7	0.0	14.9	10.5	6.8	8.6	31.4	0.2	32.3	2.4	0.9	0.0	16.4
	Bloque Media	29.0	0.0	39.4	30.1	37.1	20.9	71.2	0.6	75.8	4.8	1.8	0.1	34.6
	Bloque Máxima	20.4	0.0	23.2	25.0	31.9	12.1	51.3	0.5	40.2	4.0	1.2	0.1	24.2
Junio	Bloque Mínima	12.7	0.0	14.9	10.5	6.8	8.6	31.4	0.2	32.3	2.4	0.9	0.0	16.4
	Bloque Media	27.8	0.0	37.8	28.8	35.4	20.1	68.3	0.5	72.7	4.6	1.7	0.1	33.2
	Bloque Máxima	19.6	0.0	22.3	24.2	30.8	11.7	49.4	0.4	38.7	3.9	1.2	0.1	23.4
Julio	Bloque Mínima	12.6	0.0	14.8	10.5	6.8	8.5	31.2	0.2	32.0	2.4	0.9	0.0	16.3
	Bloque Media	28.6	0.0	38.8	30.0	37.1	20.6	70.2	0.6	74.7	4.8	1.7	0.1	34.1
	Bloque Máxima	19.9	0.0	22.5	24.9	31.9	11.8	49.9	0.5	39.1	4.0	1.2	0.1	23.6
Agosto	Bloque Mínima	13.1	0.0	15.4	11.0	7.1	8.9	32.5	0.2	33.3	2.5	0.9	0.0	17.0
	Bloque Media	28.8	0.0	39.2	29.8	36.5	20.8	70.8	0.5	75.4	4.7	1.7	0.1	34.4
	Bloque Máxima	20.3	0.0	23.0	25.0	31.9	12.1	51.0	0.5	39.9	4.0	1.2	0.1	24.1
Septiembre	Bloque Mínima	13.3	0.0	15.6	11.0	7.1	9.0	32.9	0.2	33.8	2.5	0.9	0.0	17.2
	Bloque Media	28.1	0.0	38.2	28.6	34.9	20.3	69.1	0.5	73.6	4.5	1.7	0.1	33.5
	Bloque Máxima	20.0	0.0	22.7	24.3	30.8	11.9	50.3	0.4	39.4	3.9	1.2	0.1	23.8
Octubre	Bloque Mínima	13.5	0.0	15.9	11.0	7.1	9.2	33.5	0.2	34.4	2.5	0.9	0.0	17.5
	Bloque Media	29.6	0.0	40.3	30.0	36.5	21.4	72.7	0.5	77.5	4.7	1.8	0.1	35.3
	Bloque Máxima	21.0	0.0	23.9	25.2	31.9	12.5	52.9	0.5	41.5	4.0	1.3	0.1	25.0
Noviembre	Bloque Mínima	13.2	0.0	15.5	10.6	6.8	8.9	32.7	0.2	33.6	2.4	0.9	0.0	17.1
	Bloque Media	29.2	0.0	39.7	29.2	35.4	21.1	71.7	0.5	76.4	4.6	1.8	0.1	34.8
	Bloque Máxima	21.0	0.0	23.8	24.6	30.8	12.5	52.7	0.4	41.3	3.9	1.3	0.1	24.9
Diciembre	Bloque Mínima	13.3	0.0	15.6	10.6	6.8	9.0	33.0	0.2	33.9	2.4	0.9	0.0	17.2
	Bloque Media	30.5	0.0	41.5	30.5	37.1	22.1	74.9	0.6	79.8	4.8	1.8	0.1	36.3
	Bloque Máxima	21.9	0.0	24.9	25.5	31.9	13.1	55.1	0.5	43.2	4.1	1.3	0.1	26.0

Demanda en el escenario promedio

MESES	BLOQUES DE DEMANDA	DEMANDA EN BARRAS DEL SEIN (GWh)													
		VENTANILLA220	VIZCARRA220	YUNCAN138	ZAPALLAL220	AGUAYTIA138	PUCALLPA138	YUNCAN220	HUALLANCA138	CHIMBOTE138	PUCALLPA60	ZORRITOS220	ABANCAY138	ARICOTA138	
Noviembre	Bloque Mínima	3.5	9.6	0.0	0.6	0.0	0.0	0.1	3.8	9.5	3.0	2.5	0.4	0.0	
	Bloque Media	8.6	25.3	0.0	1.7	0.0	0.0	0.3	8.3	32.1	6.7	5.0	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.1	21.1	0.0	1.4	0.0	0.0	0.2	6.6	25.4	3.1	4.0	0.1	0.0	
Diciembre	Bloque Mínima	3.7	10.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.1	4.0	10.0	3.2	2.6	0.4	0.0	
	Bloque Media	8.9	26.1	0.0	1.8	0.0	0.0	0.3	8.6	33.2	6.9	5.2	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.4	21.8	0.0	1.5	0.0	0.0	0.2	6.9	26.7	3.2	4.1	0.1	0.0	
Enero	Bloque Mínima	3.8	10.4	0.0	0.7	0.0	0.0	0.2	4.2	10.2	3.3	2.7	0.4	0.0	
	Bloque Media	8.9	25.7	0.0	1.7	0.0	0.0	0.3	8.5	33.1	6.8	5.1	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.3	21.8	0.0	1.5	0.0	0.0	0.2	6.8	26.1	3.2	4.1	0.1	0.0	
Febrero	Bloque Mínima	3.6	9.6	0.0	0.6	0.0	0.0	0.1	3.9	9.7	3.0	2.5	0.4	0.0	
	Bloque Media	8.2	23.0	0.0	1.6	0.0	0.0	0.3	7.9	31.0	6.1	4.6	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	5.9	19.7	0.0	1.3	0.0	0.0	0.2	6.3	24.5	2.9	3.7	0.1	0.0	
Marzo	Bloque Mínima	4.0	10.4	0.0	0.7	0.0	0.0	0.2	4.3	10.8	3.3	2.7	0.4	0.0	
	Bloque Media	9.1	25.7	0.0	1.7	0.0	0.0	0.3	8.7	34.2	6.8	5.1	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.5	21.8	0.0	1.5	0.0	0.0	0.2	7.0	27.3	3.2	4.1	0.1	0.0	
Abril	Bloque Mínima	3.6	9.6	0.0	0.6	0.0	0.0	0.1	3.9	9.8	3.0	2.5	0.4	0.0	
	Bloque Media	8.9	25.3	0.0	1.7	0.0	0.0	0.3	8.5	33.4	6.7	5.1	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.2	21.1	0.0	1.4	0.0	0.0	0.2	6.7	26.0	3.1	4.0	0.1	0.0	
Mayo	Bloque Mínima	3.8	10.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.1	4.1	10.3	3.2	2.6	0.4	0.0	
	Bloque Media	9.1	26.1	0.0	1.8	0.0	0.0	0.3	8.7	33.9	6.9	5.2	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.4	21.8	0.0	1.5	0.0	0.0	0.2	6.9	26.7	3.2	4.1	0.1	0.0	
Junio	Bloque Mínima	3.8	10.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.1	4.1	10.3	3.2	2.6	0.4	0.0	
	Bloque Media	8.7	24.9	0.0	1.7	0.0	0.0	0.3	8.3	32.5	6.6	5.0	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.2	21.1	0.0	1.4	0.0	0.0	0.2	6.6	25.7	3.1	4.0	0.1	0.0	
Julio	Bloque Mínima	3.8	10.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.1	4.1	10.2	3.2	2.6	0.4	0.0	
	Bloque Media	9.0	26.1	0.0	1.8	0.0	0.0	0.3	8.6	33.4	6.9	5.2	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.3	21.8	0.0	1.5	0.0	0.0	0.2	6.8	26.0	3.2	4.1	0.1	0.0	
Agosto	Bloque Mínima	3.9	10.4	0.0	0.7	0.0	0.0	0.2	4.3	10.6	3.3	2.7	0.4	0.0	
	Bloque Media	9.0	25.7	0.0	1.7	0.0	0.0	0.3	8.6	33.7	6.8	5.1	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.4	21.8	0.0	1.5	0.0	0.0	0.2	6.9	26.6	3.2	4.1	0.1	0.0	
Septiembre	Bloque Mínima	4.0	10.4	0.0	0.7	0.0	0.0	0.2	4.3	10.7	3.3	2.7	0.4	0.0	
	Bloque Media	8.7	24.5	0.0	1.7	0.0	0.0	0.3	8.4	32.9	6.5	4.9	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.3	21.1	0.0	1.4	0.0	0.0	0.2	6.7	26.2	3.1	4.0	0.1	0.0	
Octubre	Bloque Mínima	4.1	10.4	0.0	0.7	0.0	0.0	0.2	4.4	10.9	3.3	2.7	0.4	0.0	
	Bloque Media	9.2	25.7	0.0	1.7	0.0	0.0	0.3	8.8	34.6	6.8	5.1	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.6	21.8	0.0	1.5	0.0	0.0	0.2	7.0	27.6	3.2	4.2	0.1	0.0	
Noviembre	Bloque Mínima	3.9	10.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.1	4.2	10.7	3.2	2.6	0.4	0.0	
	Bloque Media	9.0	24.9	0.0	1.7	0.0	0.0	0.3	8.6	34.1	6.6	5.0	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.5	21.1	0.0	1.4	0.0	0.0	0.2	7.0	27.5	3.1	4.0	0.1	0.0	
Diciembre	Bloque Mínima	4.0	10.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.1	4.3	10.8	3.2	2.6	0.4	0.0	
	Bloque Media	9.5	26.1	0.0	1.8	0.0	0.0	0.3	9.0	35.7	6.9	5.2	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.8	21.8	0.0	1.5	0.0	0.0	0.2	7.2	28.8	3.2	4.2	0.1	0.0	

Demanda en el escenario promedio

MESES	BLOQUES DE DEMANDA	DEMANDA EN BARRAS DEL SEIN (GWh)												
		ARICOTA66	AYAVIRI138	AZANGARO138	BOTIFLACA138	C. ILO138	CACHIMAYO138	CALLALI138	CERROVERD138	COMBAPATA138	DOLORESPA138	JULIACA138	MACCHUPIC138	MOLLENDO138
Noviembre	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.1	10.8	1.6	2.3	3.7	5.0	0.4	4.4	2.3	0.6	0.8
	Bloque Media	0.1	0.2	5.7	25.9	2.9	9.7	7.9	12.8	0.5	8.4	4.4	1.0	1.3
	Bloque Máxima	0.1	0.2	4.5	22.3	2.2	7.9	6.6	11.3	0.4	4.6	3.1	0.7	1.2
Diciembre	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.3	11.3	1.7	2.5	3.8	5.2	0.4	4.7	2.4	0.6	0.9
	Bloque Media	0.1	0.2	5.9	26.7	3.0	10.0	8.2	13.2	0.5	8.7	4.5	1.0	1.4
	Bloque Máxima	0.1	0.2	4.6	23.1	2.3	8.2	6.8	11.7	0.4	4.9	3.3	0.8	1.3
Enero	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.4	11.7	1.8	2.5	4.0	5.4	0.4	4.8	2.5	0.6	0.9
	Bloque Media	0.1	0.2	5.8	26.3	3.0	9.9	8.1	13.0	0.5	8.7	4.5	1.0	1.4
	Bloque Máxima	0.1	0.2	4.6	23.0	2.3	8.2	6.8	11.7	0.4	4.8	3.2	0.7	1.2
Febrero	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.2	10.9	1.7	2.4	3.7	5.0	0.4	4.5	2.3	0.6	0.8
	Bloque Media	0.1	0.2	5.3	23.7	2.8	8.9	7.3	11.7	0.5	8.2	4.2	0.9	1.3
	Bloque Máxima	0.1	0.2	4.2	20.9	2.1	7.4	6.1	10.6	0.3	4.5	3.0	0.7	1.2
Marzo	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.5	11.8	1.8	2.6	4.0	5.4	0.4	5.0	2.6	0.7	0.9
	Bloque Media	0.1	0.2	5.9	26.4	3.1	10.0	8.1	13.1	0.5	9.0	4.7	1.0	1.4
	Bloque Máxima	0.2	0.2	4.7	23.1	2.4	8.2	6.8	11.7	0.4	5.0	3.4	0.8	1.3
Abril	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.2	10.9	1.7	2.4	3.7	5.0	0.4	4.6	2.4	0.6	0.8
	Bloque Media	0.1	0.2	5.8	26.0	3.0	9.8	8.0	12.9	0.5	8.8	4.5	1.0	1.4
	Bloque Máxima	0.1	0.2	4.5	22.4	2.3	7.9	6.6	11.3	0.4	4.7	3.2	0.7	1.2
Mayo	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.3	11.3	1.8	2.5	3.8	5.2	0.4	4.8	2.5	0.6	0.9
	Bloque Media	0.1	0.2	5.9	26.8	3.1	10.1	8.2	13.2	0.5	8.9	4.6	1.0	1.4
	Bloque Máxima	0.1	0.2	4.6	23.1	2.3	8.2	6.8	11.7	0.4	4.9	3.3	0.8	1.3
Junio	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.3	11.3	1.8	2.5	3.8	5.2	0.4	4.8	2.5	0.6	0.9
	Bloque Media	0.1	0.2	5.7	25.6	2.9	9.6	7.8	12.7	0.5	8.6	4.4	1.0	1.3
	Bloque Máxima	0.1	0.2	4.5	22.3	2.3	7.9	6.6	11.3	0.4	4.7	3.2	0.7	1.2
Julio	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.3	11.3	1.7	2.5	3.8	5.2	0.4	4.7	2.5	0.6	0.9
	Bloque Media	0.1	0.2	5.9	26.7	3.0	10.1	8.2	13.2	0.5	8.8	4.5	1.0	1.4
	Bloque Máxima	0.1	0.2	4.6	23.0	2.3	8.2	6.8	11.7	0.4	4.8	3.2	0.7	1.2
Agosto	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.4	11.8	1.8	2.6	4.0	5.4	0.4	4.9	2.6	0.7	0.9
	Bloque Media	0.1	0.2	5.9	26.4	3.0	9.9	8.1	13.0	0.5	8.9	4.6	1.0	1.4
	Bloque Máxima	0.1	0.2	4.6	23.1	2.3	8.2	6.8	11.7	0.4	4.9	3.3	0.8	1.3
Septiembre	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.5	11.8	1.8	2.6	4.0	5.4	0.4	5.0	2.6	0.7	0.9
	Bloque Media	0.1	0.2	5.6	25.2	3.0	9.5	7.8	12.5	0.5	8.7	4.5	1.0	1.4
	Bloque Máxima	0.1	0.2	4.5	22.4	2.3	7.9	6.6	11.3	0.4	4.8	3.2	0.7	1.2
Octubre	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.5	11.8	1.9	2.6	4.0	5.4	0.4	5.1	2.6	0.7	0.9
	Bloque Media	0.1	0.2	5.9	26.4	3.1	10.0	8.1	13.1	0.5	9.1	4.7	1.1	1.4
	Bloque Máxima	0.2	0.2	4.7	23.2	2.4	8.2	6.8	11.7	0.4	5.0	3.4	0.8	1.3
Noviembre	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.4	11.4	1.8	2.5	3.9	5.2	0.4	5.0	2.6	0.7	0.9
	Bloque Media	0.1	0.2	5.8	25.7	3.1	9.7	7.9	12.7	0.5	9.0	4.6	1.0	1.4
	Bloque Máxima	0.2	0.2	4.6	22.5	2.4	8.0	6.6	11.4	0.4	5.0	3.4	0.8	1.3
Diciembre	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.4	11.4	1.8	2.5	3.9	5.2	0.4	5.0	2.6	0.7	0.9
	Bloque Media	0.1	0.2	6.0	26.8	3.2	10.1	8.3	13.2	0.5	9.4	4.9	1.1	1.5
	Bloque Máxima	0.2	0.2	4.7	23.3	2.5	8.3	6.9	11.7	0.4	5.3	3.5	0.8	1.4

Demanda en el escenario promedio

MESES	BLOQUES DE DEMANDA	DEMANDA EN BARRAS DEL SEIN (GWh)												
		MOQUEGUA138	MOQUEGUA220	PUNO138	PUNO220	QUENCORO138	SANTUARI138	SOCABAYA138	SOCABAYA220	SPCC138	TACNA220	TACNA66	TINTAYA138	TOMASIRI66
Noviembre	Bloque Mínima	0.0	0.4	1.7	0.0	0.9	0.1	13.7	11.6	4.9	0.0	2.4	3.9	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.5	0.0	1.8	0.1	30.1	30.0	12.8	0.0	7.1	12.9	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.7	1.8	0.0	1.8	0.0	21.0	26.4	10.2	0.0	4.9	10.4	0.1
Diciembre	Bloque Mínima	0.0	0.4	1.9	0.0	1.0	0.1	14.5	12.1	5.1	0.0	2.6	4.1	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.6	0.0	1.9	0.1	31.1	30.9	13.2	0.0	7.3	13.3	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.7	1.9	0.0	1.9	0.0	22.1	27.3	10.6	0.0	5.2	10.7	0.2
Enero	Bloque Mínima	0.0	0.4	1.9	0.0	1.0	0.1	14.8	12.5	5.3	0.0	2.6	4.2	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.6	0.0	1.9	0.1	31.0	30.4	13.0	0.0	7.3	13.1	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.7	1.8	0.0	1.8	0.0	21.7	27.3	10.6	0.0	5.1	10.7	0.2
Febrero	Bloque Mínima	0.0	0.4	1.8	0.0	0.9	0.1	14.0	11.6	4.9	0.0	2.5	3.9	0.1
	Bloque Media	0.0	0.7	2.4	0.0	1.8	0.1	28.9	27.3	11.7	0.0	6.8	11.7	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.7	1.7	0.0	1.7	0.0	20.2	24.7	9.6	0.0	4.8	9.7	0.1
Marzo	Bloque Mínima	0.0	0.4	2.0	0.0	1.0	0.1	15.6	12.6	5.3	0.0	2.8	4.2	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.7	0.0	1.9	0.1	31.9	30.4	13.0	0.0	7.5	13.1	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.8	1.9	0.0	1.9	0.0	22.5	27.3	10.6	0.0	5.3	10.8	0.2
Abril	Bloque Mínima	0.0	0.4	1.8	0.0	0.9	0.1	14.2	11.6	4.9	0.0	2.5	3.9	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.6	0.0	1.9	0.1	31.2	30.0	12.8	0.0	7.4	12.9	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.7	1.8	0.0	1.8	0.0	21.5	26.4	10.2	0.0	5.0	10.4	0.2
Mayo	Bloque Mínima	0.0	0.4	1.9	0.0	1.0	0.1	14.8	12.1	5.1	0.0	2.6	4.1	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.7	0.0	1.9	0.1	31.7	30.9	13.2	0.0	7.5	13.3	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.7	1.9	0.0	1.9	0.0	22.1	27.3	10.6	0.0	5.2	10.7	0.2
Junio	Bloque Mínima	0.0	0.4	1.9	0.0	1.0	0.1	14.8	12.1	5.1	0.0	2.6	4.1	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.6	0.0	1.8	0.1	30.4	29.5	12.6	0.0	7.2	12.7	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.7	1.8	0.0	1.8	0.0	21.3	26.4	10.2	0.0	5.0	10.4	0.2
Julio	Bloque Mínima	0.0	0.4	1.9	0.0	1.0	0.1	14.7	12.1	5.1	0.0	2.6	4.1	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.6	0.0	1.9	0.1	31.3	30.9	13.2	0.0	7.4	13.3	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.7	1.8	0.0	1.8	0.0	21.6	27.2	10.6	0.0	5.0	10.7	0.2
Agosto	Bloque Mínima	0.0	0.4	2.0	0.0	1.0	0.1	15.3	12.5	5.3	0.0	2.7	4.2	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.6	0.0	1.9	0.1	31.5	30.4	13.0	0.0	7.4	13.1	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.7	1.9	0.0	1.9	0.0	22.0	27.3	10.6	0.0	5.2	10.7	0.2
Septiembre	Bloque Mínima	0.0	0.4	2.0	0.0	1.0	0.1	15.5	12.5	5.3	0.0	2.8	4.2	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.6	0.0	1.9	0.1	30.6	29.1	12.5	0.0	7.2	12.5	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.7	1.8	0.0	1.8	0.0	21.6	26.4	10.2	0.0	5.1	10.4	0.2
Octubre	Bloque Mínima	0.0	0.5	2.0	0.0	1.1	0.1	15.8	12.6	5.3	0.0	2.8	4.3	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.7	0.0	2.0	0.1	32.2	30.4	13.0	0.0	7.6	13.1	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.8	1.9	0.0	1.9	0.0	22.7	27.3	10.6	0.0	5.4	10.8	0.2
Noviembre	Bloque Mínima	0.0	0.4	2.0	0.0	1.0	0.1	15.4	12.1	5.1	0.0	2.7	4.1	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.7	0.0	1.9	0.1	31.7	29.5	12.7	0.0	7.5	12.7	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.8	1.9	0.0	1.9	0.0	22.5	26.5	10.3	0.0	5.3	10.4	0.2
Diciembre	Bloque Mínima	0.0	0.4	2.0	0.0	1.0	0.1	15.5	12.1	5.1	0.0	2.8	4.1	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.8	0.0	2.0	0.1	33.1	30.9	13.2	0.0	7.9	13.3	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.8	2.0	0.0	2.0	0.1	23.5	27.4	10.6	0.0	5.6	10.8	0.2

Demanda en el escenario promedio

MESES	BLOQUES DE DEMANDA	DEMANDA EN BARRAS DEL SEIN (GWh)												
		TOQUEPALA138	TOQUPAETS138	REPARTICI138	ILO2 220	COTARUSE220	CONDORCOC44	CONDORCC138	CHILCA220	CANTERA220	SEPANU 138	SEPAEX 138	ZARUMILLA220	MACHUPICC220
Noviembre	Bloque Mínima	10.3	0.0	0.9	0.0	0.0	1.6	0.0	0.0	1.8	0.0	2.5	0.0	0.0
	Bloque Media	26.4	0.0	1.5	0.0	0.0	2.9	0.0	0.0	4.1	0.0	11.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	22.5	0.0	1.2	0.0	0.0	2.2	0.0	0.0	3.0	0.0	9.7	0.0	0.0
Diciembre	Bloque Mínima	10.7	0.0	1.0	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	1.9	0.0	2.6	0.0	0.0
	Bloque Media	27.2	0.0	1.5	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0	4.2	0.0	11.3	0.0	0.0
	Bloque Máxima	23.3	0.0	1.3	0.0	0.0	2.3	0.0	0.0	3.2	0.0	10.0	0.0	0.0
Enero	Bloque Mínima	11.1	0.0	1.0	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	2.0	0.0	2.7	0.0	0.0
	Bloque Media	26.8	0.0	1.5	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0	4.2	0.0	11.1	0.0	0.0
	Bloque Máxima	23.3	0.0	1.3	0.0	0.0	2.2	0.0	0.0	3.1	0.0	10.0	0.0	0.0
Febrero	Bloque Mínima	10.3	0.0	0.9	0.0	0.0	1.6	0.0	0.0	1.9	0.0	2.5	0.0	0.0
	Bloque Media	24.0	0.0	1.4	0.0	0.0	2.8	0.0	0.0	3.9	0.0	10.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	21.0	0.0	1.2	0.0	0.0	2.1	0.0	0.0	2.9	0.0	9.0	0.0	0.0
Marzo	Bloque Mínima	11.2	0.0	1.0	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0	2.1	0.0	2.7	0.0	0.0
	Bloque Media	26.8	0.0	1.5	0.0	0.0	3.1	0.0	0.0	4.3	0.0	11.1	0.0	0.0
	Bloque Máxima	23.3	0.0	1.3	0.0	0.0	2.3	0.0	0.0	3.2	0.0	10.0	0.0	0.0
Abril	Bloque Mínima	10.3	0.0	0.9	0.0	0.0	1.6	0.0	0.0	1.9	0.0	2.5	0.0	0.0
	Bloque Media	26.4	0.0	1.5	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0	4.2	0.0	11.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	22.5	0.0	1.2	0.0	0.0	2.2	0.0	0.0	3.1	0.0	9.7	0.0	0.0
Mayo	Bloque Mínima	10.7	0.0	1.0	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	2.0	0.0	2.6	0.0	0.0
	Bloque Media	27.2	0.0	1.5	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0	4.3	0.0	11.3	0.0	0.0
	Bloque Máxima	23.3	0.0	1.3	0.0	0.0	2.3	0.0	0.0	3.2	0.0	10.0	0.0	0.0
Junio	Bloque Mínima	10.7	0.0	1.0	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	2.0	0.0	2.6	0.0	0.0
	Bloque Media	26.0	0.0	1.5	0.0	0.0	2.9	0.0	0.0	4.1	0.0	10.8	0.0	0.0
	Bloque Máxima	22.5	0.0	1.2	0.0	0.0	2.2	0.0	0.0	3.1	0.0	9.7	0.0	0.0
Julio	Bloque Mínima	10.7	0.0	1.0	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	2.0	0.0	2.6	0.0	0.0
	Bloque Media	27.2	0.0	1.5	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0	4.2	0.0	11.3	0.0	0.0
	Bloque Máxima	23.2	0.0	1.3	0.0	0.0	2.2	0.0	0.0	3.1	0.0	10.0	0.0	0.0
Agosto	Bloque Mínima	11.2	0.0	1.0	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0	2.1	0.0	2.7	0.0	0.0
	Bloque Media	26.8	0.0	1.5	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0	4.3	0.0	11.1	0.0	0.0
	Bloque Máxima	23.3	0.0	1.3	0.0	0.0	2.3	0.0	0.0	3.2	0.0	10.0	0.0	0.0
Septiembre	Bloque Mínima	11.2	0.0	1.0	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0	2.1	0.0	2.7	0.0	0.0
	Bloque Media	25.6	0.0	1.4	0.0	0.0	2.9	0.0	0.0	4.2	0.0	10.7	0.0	0.0
	Bloque Máxima	22.5	0.0	1.2	0.0	0.0	2.2	0.0	0.0	3.1	0.0	9.7	0.0	0.0
Octubre	Bloque Mínima	11.2	0.0	1.0	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0	2.1	0.0	2.7	0.0	0.0
	Bloque Media	26.8	0.0	1.5	0.0	0.0	3.1	0.0	0.0	4.4	0.0	11.1	0.0	0.0
	Bloque Máxima	23.3	0.0	1.3	0.0	0.0	2.3	0.0	0.0	3.3	0.0	10.0	0.0	0.0
Noviembre	Bloque Mínima	10.7	0.0	1.0	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0	2.1	0.0	2.6	0.0	0.0
	Bloque Media	26.0	0.0	1.5	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0	4.3	0.0	10.8	0.0	0.0
	Bloque Máxima	22.6	0.0	1.2	0.0	0.0	2.3	0.0	0.0	3.3	0.0	9.7	0.0	0.0
Diciembre	Bloque Mínima	10.7	0.0	1.0	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0	2.1	0.0	2.6	0.0	0.0
	Bloque Media	27.2	0.0	1.5	0.0	0.0	3.2	0.0	0.0	4.5	0.0	11.3	0.0	0.0
	Bloque Máxima	23.4	0.0	1.3	0.0	0.0	2.4	0.0	0.0	3.4	0.0	10.0	0.0	0.0

Demanda en el escenario promedio



MESES	BLOQUES DE DEMANDA	DEMANDA EN BARRAS DEL SEIN (GWh)												
		DESIERTO220	CERROCORO220	CAJAMARCA220	CONOCOCHA220	HUALLANCA220	CHILCA500	ZAPALLAL500	MANTARO500	MONTALVO500	CHILCANUE220	PLANICIE220	CARAVELI500	INDUSTRIALES
Noviembre	Bloque Mínima	1.0	2.5	7.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Media	3.2	7.0	20.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	2.6	5.9	16.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Diciembre	Bloque Mínima	1.1	2.6	8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Media	3.3	7.2	20.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	2.7	6.1	17.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Enero	Bloque Mínima	1.1	2.7	8.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Media	3.2	7.1	20.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	2.7	6.1	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Febrero	Bloque Mínima	1.0	2.5	7.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Media	2.9	6.3	18.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	2.4	5.5	15.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Marzo	Bloque Mínima	1.1	2.7	8.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Media	3.2	7.1	20.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	2.7	6.1	17.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Abril	Bloque Mínima	1.0	2.5	7.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Media	3.2	7.0	20.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	2.6	5.9	16.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mayo	Bloque Mínima	1.1	2.6	8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Media	3.3	7.2	20.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	2.7	6.1	17.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Junio	Bloque Mínima	1.1	2.6	8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Media	3.1	6.9	20.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	2.6	5.9	16.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Julio	Bloque Mínima	1.1	2.6	8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Media	3.3	7.2	20.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	2.7	6.1	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Agosto	Bloque Mínima	1.1	2.7	8.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Media	3.2	7.1	20.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	2.7	6.1	17.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Septiembre	Bloque Mínima	1.1	2.7	8.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Media	3.1	6.8	19.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	2.6	5.9	16.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Octubre	Bloque Mínima	1.1	2.7	8.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Media	3.2	7.1	20.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	2.7	6.1	17.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Noviembre	Bloque Mínima	1.1	2.6	8.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Media	3.1	6.9	20.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	2.6	5.9	16.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Diciembre	Bloque Mínima	1.1	2.6	8.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Media	3.3	7.2	21.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	2.7	6.1	17.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Demanda en el escenario promedio

MESES	BLOQUES DE DEMANDA	DEMANDA EN BARRAS DEL SEIN (GWh)												
		AGUAYTIA220	BALNEARIO220	BALNEARIO60	CALLAHUAN220	CALLAHUANC60	CARHUAMAY138	CARHUAMAY220	CARHUAMAYO50	CARHUAQUE220	CARIPA138	CHAVARRIA220	CHICLAYO220	CHIMBOTE220
Noviembre	Bloque Mínima	0.0	0.0	35.2	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	0.2	0.0	75.2	10.4	0.9
	Bloque Media	0.0	0.0	90.7	0.0	0.1	0.0	0.0	3.8	0.4	0.0	179.4	20.9	2.3
	Bloque Máxima	0.0	0.0	42.8	0.0	0.1	0.0	0.0	3.0	0.2	0.0	117.6	13.8	1.9
Diciembre	Bloque Mínima	0.0	0.0	37.4	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	0.2	0.0	79.9	11.0	0.9
	Bloque Media	0.0	0.0	93.9	0.0	0.1	0.0	0.0	3.9	0.4	0.0	185.7	21.6	2.4
	Bloque Máxima	0.0	0.0	45.1	0.0	0.1	0.0	0.0	3.1	0.2	0.0	123.7	14.5	2.0
Enero	Bloque Mínima	0.0	0.0	38.1	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	0.2	0.0	81.5	11.3	1.0
	Bloque Media	0.0	0.0	93.7	0.0	0.1	0.0	0.0	3.9	0.4	0.0	185.3	21.5	2.4
	Bloque Máxima	0.0	0.0	44.1	0.0	0.1	0.0	0.0	3.1	0.2	0.0	121.3	14.2	2.0
Febrero	Bloque Mínima	0.0	0.0	36.1	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	0.2	0.0	77.2	10.7	0.9
	Bloque Media	0.0	0.0	87.7	0.0	0.1	0.0	0.0	3.5	0.3	0.0	173.4	20.1	2.1
	Bloque Máxima	0.0	0.0	41.3	0.0	0.0	0.0	0.0	2.8	0.2	0.0	113.5	13.3	1.8
Marzo	Bloque Mínima	0.0	0.0	40.1	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	0.2	0.0	85.8	11.8	1.0
	Bloque Media	0.0	0.0	96.8	0.0	0.1	0.0	0.0	3.9	0.4	0.0	191.4	22.2	2.4
	Bloque Máxima	0.0	0.0	46.1	0.0	0.1	0.0	0.0	3.2	0.2	0.0	126.5	14.8	2.0
Abril	Bloque Mínima	0.0	0.0	36.4	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	0.2	0.0	77.9	10.8	0.9
	Bloque Media	0.0	0.0	94.4	0.0	0.1	0.0	0.0	3.8	0.4	0.0	186.8	21.7	2.3
	Bloque Máxima	0.0	0.0	43.8	0.0	0.1	0.0	0.0	3.0	0.2	0.0	120.4	14.1	1.9
Mayo	Bloque Mínima	0.0	0.0	38.2	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	0.2	0.0	81.6	11.3	0.9
	Bloque Media	0.0	0.0	95.8	0.0	0.1	0.0	0.0	3.9	0.4	0.0	189.4	22.0	2.4
	Bloque Máxima	0.0	0.0	45.1	0.0	0.1	0.0	0.0	3.1	0.2	0.0	124.0	14.5	2.0
Junio	Bloque Mínima	0.0	0.0	38.2	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	0.2	0.0	81.6	11.3	0.9
	Bloque Media	0.0	0.0	91.9	0.0	0.1	0.0	0.0	3.8	0.4	0.0	181.7	21.1	2.3
	Bloque Máxima	0.0	0.0	43.4	0.0	0.1	0.0	0.0	3.0	0.2	0.0	119.3	14.0	1.9
Julio	Bloque Mínima	0.0	0.0	37.9	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	0.2	0.0	80.9	11.2	0.9
	Bloque Media	0.0	0.0	94.4	0.0	0.1	0.0	0.0	3.9	0.4	0.0	186.7	21.7	2.4
	Bloque Máxima	0.0	0.0	44.0	0.0	0.1	0.0	0.0	3.1	0.2	0.0	120.8	14.2	2.0
Agosto	Bloque Mínima	0.0	0.0	39.4	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	0.2	0.0	84.2	11.6	1.0
	Bloque Media	0.0	0.0	95.3	0.0	0.1	0.0	0.0	3.9	0.4	0.0	188.4	21.9	2.4
	Bloque Máxima	0.0	0.0	44.9	0.0	0.1	0.0	0.0	3.1	0.2	0.0	123.3	14.4	2.0
Septiembre	Bloque Mínima	0.0	0.0	39.9	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	0.2	0.0	85.3	11.8	1.0
	Bloque Media	0.0	0.0	92.9	0.0	0.1	0.0	0.0	3.7	0.3	0.0	183.7	21.3	2.3
	Bloque Máxima	0.0	0.0	44.3	0.0	0.1	0.0	0.0	3.0	0.2	0.0	121.8	14.2	1.9
Octubre	Bloque Mínima	0.0	0.0	40.7	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	0.2	0.0	86.9	12.0	1.0
	Bloque Media	0.0	0.0	97.8	0.0	0.1	0.0	0.0	3.9	0.4	0.0	193.4	22.4	2.4
	Bloque Máxima	0.0	0.0	46.6	0.0	0.1	0.0	0.0	3.2	0.2	0.0	127.8	14.9	2.0
Noviembre	Bloque Mínima	0.0	0.0	39.6	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	0.2	0.0	84.7	11.7	0.9
	Bloque Media	0.0	0.0	96.5	0.0	0.1	0.0	0.0	3.8	0.4	0.0	190.8	22.1	2.3
	Bloque Máxima	0.0	0.0	46.4	0.0	0.1	0.0	0.0	3.1	0.2	0.0	127.4	14.8	1.9
Diciembre	Bloque Mínima	0.0	0.0	40.1	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	0.2	0.0	85.6	11.8	0.9
	Bloque Media	0.0	0.0	100.8	0.0	0.1	0.0	0.0	4.0	0.4	0.0	199.4	23.1	2.4
	Bloque Máxima	0.0	0.0	48.6	0.0	0.1	0.0	0.0	3.2	0.2	0.0	133.3	15.5	2.0

**Demanda en el escenario optimista**

MESES	BLOQUES DE DEMANDA	DEMANDA EN BARRAS DEL SEIN (GWh)												
		EXCELSIOR50	GUADALUPE220	GUADALUPE60	HUACHIPA60	HUACHO220	HUAMPANI60	HUACAVELI220	HUANUCO138	HUAYUCACH220	ICA220	INDEPENDE220	MALPASO50	MANTARO220
Noviembre	Bloque Mínima	1.5	0.4	7.0	8.4	1.6	0.0	0.8	1.6	4.4	3.9	8.9	0.0	3.4
	Bloque Media	5.1	1.1	16.7	20.5	3.5	0.1	1.4	2.5	6.5	12.2	31.6	0.0	6.6
	Bloque Máxima	4.1	0.9	12.2	12.8	2.7	0.1	1.1	1.6	3.6	8.2	26.1	0.0	5.1
Diciembre	Bloque Mínima	1.6	0.4	7.4	8.9	1.6	0.0	0.9	1.7	4.6	4.1	9.3	0.0	3.6
	Bloque Media	5.3	1.1	17.3	21.3	3.6	0.1	1.4	2.5	6.7	12.7	32.6	0.0	6.8
	Bloque Máxima	4.3	0.9	12.8	13.5	2.8	0.1	1.2	1.7	3.7	8.6	27.2	0.0	5.3
Enero	Bloque Mínima	1.7	0.4	7.9	9.1	1.7	0.0	0.9	1.7	4.7	4.2	9.6	0.0	3.7
	Bloque Media	5.2	1.1	18.7	21.2	3.6	0.1	1.4	2.5	6.7	12.6	32.3	0.0	6.7
	Bloque Máxima	4.2	0.9	13.7	13.2	2.8	0.1	1.1	1.7	3.7	8.4	27.0	0.0	5.3
Febrero	Bloque Mínima	1.6	0.4	7.5	8.6	1.6	0.0	0.8	1.7	4.5	4.0	9.0	0.0	3.5
	Bloque Media	4.7	1.0	17.4	19.9	3.3	0.1	1.3	2.4	6.3	11.8	29.5	0.0	6.2
	Bloque Máxima	3.9	0.8	12.7	12.4	2.6	0.0	1.1	1.6	3.4	7.9	24.7	0.0	4.9
Marzo	Bloque Mínima	1.7	0.4	8.3	9.6	1.7	0.0	0.9	1.8	5.0	4.4	9.9	0.0	3.8
	Bloque Media	5.3	1.1	19.3	21.9	3.6	0.1	1.5	2.6	6.9	13.1	32.8	0.0	6.8
	Bloque Máxima	4.3	0.9	14.2	13.8	2.9	0.1	1.2	1.7	3.8	8.8	27.4	0.0	5.4
Abril	Bloque Mínima	1.6	0.4	7.5	8.7	1.6	0.0	0.8	1.7	4.5	4.0	9.1	0.0	3.5
	Bloque Media	5.2	1.1	18.8	21.4	3.6	0.1	1.4	2.6	6.8	12.8	32.2	0.0	6.7
	Bloque Máxima	4.1	0.9	13.5	13.2	2.7	0.1	1.1	1.7	3.6	8.4	26.4	0.0	5.2
Mayo	Bloque Mínima	1.6	0.4	7.9	9.1	1.7	0.0	0.9	1.7	4.7	4.2	9.5	0.0	3.7
	Bloque Media	5.3	1.1	19.1	21.7	3.6	0.1	1.5	2.6	6.9	12.9	32.9	0.0	6.9
	Bloque Máxima	4.3	0.9	14.0	13.5	2.8	0.1	1.2	1.7	3.7	8.6	27.2	0.0	5.4
Junio	Bloque Mínima	1.6	0.4	7.9	9.1	1.7	0.0	0.9	1.7	4.7	4.2	9.5	0.0	3.7
	Bloque Media	5.1	1.1	18.4	20.8	3.5	0.1	1.4	2.5	6.6	12.4	31.5	0.0	6.6
	Bloque Máxima	4.1	0.9	13.4	13.0	2.7	0.1	1.1	1.6	3.6	8.3	26.3	0.0	5.2
Julio	Bloque Mínima	1.6	0.4	7.8	9.0	1.7	0.0	0.9	1.7	4.7	4.2	9.4	0.0	3.6
	Bloque Media	5.3	1.1	18.9	21.4	3.6	0.1	1.4	2.6	6.8	12.7	32.7	0.0	6.8
	Bloque Máxima	4.2	0.9	13.7	13.2	2.8	0.1	1.1	1.7	3.7	8.4	27.0	0.0	5.3
Agosto	Bloque Mínima	1.7	0.4	8.1	9.4	1.7	0.0	0.9	1.8	4.9	4.3	9.8	0.0	3.8
	Bloque Media	5.2	1.1	19.0	21.6	3.6	0.1	1.4	2.6	6.8	12.9	32.6	0.0	6.8
	Bloque Máxima	4.3	0.9	13.9	13.5	2.8	0.1	1.2	1.7	3.7	8.6	27.2	0.0	5.3
Septiembre	Bloque Mínima	1.7	0.4	8.2	9.5	1.7	0.0	0.9	1.8	4.9	4.4	9.9	0.0	3.8
	Bloque Media	5.0	1.0	18.5	21.0	3.5	0.1	1.4	2.5	6.6	12.5	31.4	0.0	6.5
	Bloque Máxima	4.1	0.9	13.7	13.3	2.8	0.1	1.1	1.7	3.7	8.5	26.5	0.0	5.2
Octubre	Bloque Mínima	1.7	0.4	8.3	9.7	1.8	0.0	0.9	1.9	5.0	4.5	10.0	0.0	3.9
	Bloque Media	5.3	1.1	19.4	22.2	3.7	0.1	1.5	2.6	7.0	13.2	32.9	0.0	6.9
	Bloque Máxima	4.3	0.9	14.3	14.0	2.9	0.1	1.2	1.8	3.9	8.9	27.6	0.0	5.4
Noviembre	Bloque Mínima	1.6	0.4	8.1	9.5	1.7	0.0	0.9	1.8	4.9	4.4	9.7	0.0	3.8
	Bloque Media	5.1	1.1	19.1	21.9	3.6	0.1	1.5	2.6	6.9	13.0	32.2	0.0	6.7
	Bloque Máxima	4.2	0.9	14.2	13.9	2.8	0.1	1.2	1.8	3.8	8.9	27.0	0.0	5.3
Diciembre	Bloque Mínima	1.6	0.4	8.2	9.6	1.7	0.0	0.9	1.8	5.0	4.4	9.8	0.0	3.8
	Bloque Media	5.4	1.1	20.0	22.8	3.7	0.1	1.5	2.7	7.2	13.6	33.7	0.0	7.0
	Bloque Máxima	4.3	0.9	14.8	14.6	3.0	0.1	1.2	1.8	4.0	9.3	28.0	0.0	5.5

**Demanda en el escenario optimista**

MESES	BLOQUES DE DEMANDA	DEMANDA EN BARRAS DEL SEIN (GWh)												
		MARCONA220	MATUCANA220	MOYOPAMPA60	NANA60	OROYA138	OROYA220	OROYA50	OROYACH50	PACHACHAC220	PARAGSHA138	PARAGSHA220	PARAGSHA50	PARAMONUE220
Noviembre	Bloque Mínima	8.9	0.0	1.6	4.6	0.0	0.0	9.2	0.1	0.0	1.4	0.0	3.7	1.4
	Bloque Media	21.9	0.1	3.2	10.7	0.0	0.0	23.1	0.2	0.0	4.4	0.0	9.6	4.0
	Bloque Máxima	18.4	0.1	2.4	8.1	0.0	0.0	18.9	0.2	0.0	3.7	0.0	7.9	3.3
Diciembre	Bloque Mínima	9.3	0.0	1.7	4.8	0.0	0.0	9.6	0.1	0.0	1.5	0.0	3.9	1.4
	Bloque Media	22.6	0.1	3.3	11.1	0.0	0.0	23.8	0.2	0.0	4.6	0.0	9.9	4.2
	Bloque Máxima	19.0	0.1	2.5	8.5	0.0	0.0	19.7	0.2	0.0	3.8	0.0	8.2	3.4
Enero	Bloque Mínima	9.6	0.0	1.8	4.9	0.0	0.0	9.9	0.1	0.0	1.6	0.0	4.0	1.5
	Bloque Media	22.3	0.1	3.3	11.1	0.0	0.0	23.6	0.2	0.0	4.5	0.0	9.7	4.1
	Bloque Máxima	19.0	0.1	2.5	8.3	0.0	0.0	19.5	0.2	0.0	3.8	0.0	8.2	3.4
Febrero	Bloque Mínima	8.9	0.0	1.7	4.7	0.0	0.0	9.2	0.1	0.0	1.4	0.0	3.7	1.4
	Bloque Media	20.0	0.1	3.1	10.4	0.0	0.0	21.5	0.2	0.0	4.1	0.0	8.8	3.8
	Bloque Máxima	17.2	0.0	2.3	7.8	0.0	0.0	17.9	0.2	0.0	3.5	0.0	7.5	3.1
Marzo	Bloque Mínima	9.7	0.0	1.8	5.2	0.0	0.0	10.1	0.1	0.0	1.6	0.0	4.1	1.5
	Bloque Media	22.3	0.1	3.4	11.5	0.0	0.0	23.8	0.2	0.0	4.5	0.0	9.8	4.2
	Bloque Máxima	19.0	0.1	2.6	8.7	0.0	0.0	19.8	0.2	0.0	3.9	0.0	8.3	3.5
Abril	Bloque Mínima	8.9	0.0	1.7	4.7	0.0	0.0	9.3	0.1	0.0	1.4	0.0	3.7	1.4
	Bloque Media	21.9	0.1	3.4	11.2	0.0	0.0	23.4	0.2	0.0	4.5	0.0	9.7	4.1
	Bloque Máxima	18.4	0.1	2.5	8.2	0.0	0.0	19.1	0.2	0.0	3.7	0.0	8.0	3.3
Mayo	Bloque Mínima	9.3	0.0	1.8	5.0	0.0	0.0	9.7	0.1	0.0	1.5	0.0	3.9	1.5
	Bloque Media	22.6	0.1	3.4	11.3	0.0	0.0	24.0	0.2	0.0	4.6	0.0	9.9	4.2
	Bloque Máxima	19.0	0.1	2.6	8.5	0.0	0.0	19.7	0.2	0.0	3.8	0.0	8.2	3.4
Junio	Bloque Mínima	9.3	0.0	1.8	5.0	0.0	0.0	9.7	0.1	0.0	1.5	0.0	3.9	1.5
	Bloque Media	21.6	0.1	3.3	10.9	0.0	0.0	22.9	0.2	0.0	4.4	0.0	9.5	4.0
	Bloque Máxima	18.4	0.1	2.5	8.2	0.0	0.0	19.0	0.2	0.0	3.7	0.0	8.0	3.3
Julio	Bloque Mínima	9.3	0.0	1.7	4.9	0.0	0.0	9.7	0.1	0.0	1.5	0.0	3.9	1.5
	Bloque Media	22.6	0.1	3.4	11.2	0.0	0.0	23.8	0.2	0.0	4.6	0.0	9.9	4.2
	Bloque Máxima	19.0	0.1	2.5	8.3	0.0	0.0	19.5	0.2	0.0	3.8	0.0	8.2	3.4
Agosto	Bloque Mínima	9.7	0.0	1.8	5.1	0.0	0.0	10.0	0.1	0.0	1.6	0.0	4.0	1.5
	Bloque Media	22.3	0.1	3.4	11.3	0.0	0.0	23.7	0.2	0.0	4.5	0.0	9.8	4.2
	Bloque Máxima	19.0	0.1	2.5	8.4	0.0	0.0	19.7	0.2	0.0	3.8	0.0	8.2	3.4
Septiembre	Bloque Mínima	9.7	0.0	1.8	5.2	0.0	0.0	10.1	0.1	0.0	1.6	0.0	4.1	1.5
	Bloque Media	21.3	0.1	3.3	11.0	0.0	0.0	22.8	0.2	0.0	4.3	0.0	9.4	4.0
	Bloque Máxima	18.4	0.1	2.5	8.3	0.0	0.0	19.2	0.2	0.0	3.7	0.0	8.0	3.3
Octubre	Bloque Mínima	9.7	0.0	1.9	5.3	0.0	0.0	10.2	0.1	0.0	1.6	0.0	4.1	1.5
	Bloque Media	22.3	0.1	3.5	11.6	0.0	0.0	23.9	0.2	0.0	4.6	0.0	9.8	4.2
	Bloque Máxima	19.0	0.1	2.6	8.8	0.0	0.0	19.9	0.2	0.0	3.9	0.0	8.3	3.5
Noviembre	Bloque Mínima	9.3	0.0	1.8	5.1	0.0	0.0	9.8	0.1	0.0	1.5	0.0	3.9	1.5
	Bloque Media	21.7	0.1	3.4	11.4	0.0	0.0	23.4	0.2	0.0	4.4	0.0	9.6	4.2
	Bloque Máxima	18.5	0.1	2.6	8.7	0.0	0.0	19.5	0.2	0.0	3.8	0.0	8.1	3.4
Diciembre	Bloque Mínima	9.3	0.0	1.8	5.2	0.0	0.0	9.9	0.1	0.0	1.5	0.0	3.9	1.5
	Bloque Media	22.6	0.1	3.6	11.9	0.0	0.0	24.5	0.2	0.0	4.6	0.0	10.0	4.3
	Bloque Máxima	19.1	0.1	2.7	9.1	0.0	0.0	20.2	0.2	0.0	3.9	0.0	8.4	3.6

**Demanda en el escenario optimista**

MESES	BLOQUES DE DEMANDA	DEMANDA EN BARRAS DEL SEIN (GWh)												
		PIURA220	POMACOCHA220	PUENTE60	PZINC50	RZINC220	SALAMANCA60	SAN JUAN220	SANTAROSA220	SANTAROSA60	TALARA220	T MARIA138	TINGOMARI220	TRUJILLO220
Noviembre	Bloque Mínima	12.0	0.0	14.1	10.1	4.7	8.1	29.8	0.2	30.6	2.3	0.8	0.0	15.6
	Bloque Media	28.3	0.0	38.4	29.3	27.1	20.4	69.4	0.5	73.9	4.7	1.7	0.1	33.7
	Bloque Máxima	20.0	0.0	22.7	24.3	23.3	11.9	50.2	0.4	39.3	3.9	1.2	0.1	23.7
Diciembre	Bloque Mínima	12.8	0.0	15.0	10.6	4.9	8.6	31.6	0.2	32.5	2.4	0.9	0.0	16.5
	Bloque Media	29.3	0.0	39.8	30.2	28.0	21.1	71.9	0.6	76.5	4.8	1.8	0.1	34.9
	Bloque Máxima	21.0	0.0	23.9	25.2	24.0	12.5	52.8	0.5	41.4	4.0	1.3	0.1	24.9
Enero	Bloque Mínima	13.0	0.0	15.3	10.9	7.1	8.8	32.3	0.2	33.2	2.5	0.9	0.0	16.9
	Bloque Media	29.2	0.0	39.7	29.9	36.5	21.1	71.7	0.5	76.3	4.7	1.8	0.1	34.8
	Bloque Máxima	20.6	0.0	23.4	25.1	31.9	12.3	51.8	0.5	40.5	4.0	1.2	0.1	24.5
Febrero	Bloque Mínima	12.3	0.0	14.5	10.1	6.5	8.4	30.6	0.2	31.4	2.3	0.9	0.0	16.0
	Bloque Media	27.3	0.0	37.2	27.0	32.7	19.7	67.1	0.5	71.5	4.3	1.7	0.1	32.5
	Bloque Máxima	19.3	0.0	21.9	22.8	28.8	11.5	48.4	0.4	38.0	3.7	1.2	0.1	22.9
Marzo	Bloque Mínima	13.7	0.0	16.1	11.0	7.1	9.3	34.0	0.2	34.9	2.5	1.0	0.0	17.7
	Bloque Media	30.1	0.0	41.0	30.1	36.5	21.8	74.0	0.5	78.9	4.8	1.8	0.1	35.9
	Bloque Máxima	21.4	0.0	24.4	25.3	31.9	12.8	54.0	0.5	42.3	4.1	1.3	0.1	25.5
Abril	Bloque Mínima	12.4	0.0	14.6	10.2	6.5	8.4	30.9	0.2	31.7	2.3	0.9	0.0	16.1
	Bloque Media	29.4	0.0	40.0	29.6	36.0	21.3	72.2	0.5	77.0	4.7	1.8	0.1	35.0
	Bloque Máxima	20.4	0.0	23.2	24.4	30.8	12.2	51.4	0.4	40.3	3.9	1.2	0.1	24.3
Mayo	Bloque Mínima	13.0	0.0	15.3	10.6	6.8	8.8	32.3	0.2	33.2	2.4	0.9	0.0	16.9
	Bloque Media	29.8	0.0	40.6	30.4	37.1	21.6	73.3	0.6	78.1	4.8	1.8	0.1	35.6
	Bloque Máxima	21.0	0.0	23.9	25.2	31.9	12.5	52.9	0.5	41.5	4.0	1.3	0.1	25.0
Junio	Bloque Mínima	13.0	0.0	15.3	10.6	6.8	8.8	32.3	0.2	33.2	2.4	0.9	0.0	16.9
	Bloque Media	28.6	0.0	38.9	29.0	35.4	20.7	70.3	0.5	74.9	4.6	1.7	0.1	34.1
	Bloque Máxima	20.2	0.0	23.0	24.4	30.8	12.1	50.9	0.4	39.9	3.9	1.2	0.1	24.1
Julio	Bloque Mínima	12.9	0.0	15.2	10.6	6.8	8.8	32.1	0.2	32.9	2.4	0.9	0.0	16.7
	Bloque Media	29.4	0.0	40.0	30.3	37.1	21.3	72.2	0.6	76.9	4.8	1.8	0.1	35.1
	Bloque Máxima	20.5	0.0	23.3	25.1	31.9	12.2	51.6	0.5	40.4	4.0	1.2	0.1	24.4
Agosto	Bloque Mínima	13.5	0.0	15.8	11.0	7.1	9.1	33.4	0.2	34.3	2.5	0.9	0.0	17.4
	Bloque Media	29.7	0.0	40.4	30.0	36.5	21.5	72.9	0.5	77.7	4.7	1.8	0.1	35.4
	Bloque Máxima	20.9	0.0	23.8	25.2	31.9	12.5	52.6	0.5	41.2	4.0	1.3	0.1	24.9
Septiembre	Bloque Mínima	13.6	0.0	16.0	11.0	7.1	9.2	33.8	0.2	34.7	2.5	0.9	0.0	17.6
	Bloque Media	28.9	0.0	39.4	28.8	34.9	20.9	71.0	0.5	75.7	4.5	1.8	0.1	34.4
	Bloque Máxima	20.7	0.0	23.5	24.5	30.8	12.3	52.0	0.4	40.7	3.9	1.2	0.1	24.5
Octubre	Bloque Mínima	13.9	0.0	16.3	11.1	7.1	9.4	34.4	0.2	35.4	2.5	1.0	0.0	18.0
	Bloque Media	30.4	0.0	41.5	30.2	36.5	22.0	74.8	0.5	79.7	4.8	1.8	0.1	36.3
	Bloque Máxima	21.7	0.0	24.7	25.4	31.9	12.9	54.5	0.5	42.8	4.1	1.3	0.1	25.7
Noviembre	Bloque Mínima	13.5	0.0	15.9	10.7	6.8	9.2	33.6	0.2	34.5	2.4	0.9	0.0	17.5
	Bloque Media	30.0	0.0	40.9	29.4	35.4	21.7	73.8	0.5	78.6	4.6	1.8	0.1	35.7
	Bloque Máxima	21.6	0.0	24.6	24.7	30.8	12.9	54.3	0.4	42.6	3.9	1.3	0.1	25.6
Diciembre	Bloque Mínima	13.7	0.0	16.1	10.7	6.8	9.3	33.9	0.2	34.8	2.4	1.0	0.0	17.7
	Bloque Media	31.4	0.0	42.7	30.7	37.1	22.7	77.1	0.6	82.2	4.8	1.9	0.1	37.4
	Bloque Máxima	22.6	0.0	25.7	25.6	31.9	13.5	56.8	0.5	44.6	4.1	1.4	0.1	26.8

**Demanda en el escenario optimista**

MESES	BLOQUES DE DEMANDA	DEMANDA EN BARRAS DEL SEIN (GWh)													
		VENTANILL220	VIZCARRA220	YUNCAN138	ZAPALLAL220	AGUAYTIA138	PUCALLPA138	YUNCAN220	HUALLANCA138	CHIMBOTE138	PUCALLPA60	ZORRITOS220	ABANCAY138	ARICOTA138	
Noviembre	Bloque Mínima	3.6	9.6	0.0	0.6	0.0	0.0	0.1	3.9	9.7	3.0	2.5	0.4	0.0	
	Bloque Media	8.8	25.3	0.0	1.7	0.0	0.0	0.3	8.5	33.0	6.7	5.0	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.3	21.1	0.0	1.4	0.0	0.0	0.2	6.7	26.2	3.1	4.0	0.1	0.0	
Diciembre	Bloque Mínima	3.8	10.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.1	4.1	10.3	3.2	2.6	0.4	0.0	
	Bloque Media	9.1	26.1	0.0	1.8	0.0	0.0	0.3	8.8	34.2	6.9	5.2	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.6	21.8	0.0	1.5	0.0	0.0	0.2	7.0	27.5	3.2	4.2	0.1	0.0	
Enero	Bloque Mínima	3.9	10.4	0.0	0.7	0.0	0.0	0.2	4.2	10.5	3.3	2.7	0.4	0.0	
	Bloque Media	9.1	25.7	0.0	1.7	0.0	0.0	0.3	8.7	34.1	6.8	5.1	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.5	21.8	0.0	1.5	0.0	0.0	0.2	6.9	27.0	3.2	4.1	0.1	0.0	
Febrero	Bloque Mínima	3.7	9.6	0.0	0.6	0.0	0.0	0.1	4.0	10.0	3.0	2.5	0.4	0.0	
	Bloque Media	8.4	23.0	0.0	1.6	0.0	0.0	0.3	8.0	31.9	6.1	4.6	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.0	19.7	0.0	1.3	0.0	0.0	0.2	6.4	25.3	2.9	3.8	0.1	0.0	
Marzo	Bloque Mínima	4.1	10.4	0.0	0.7	0.0	0.0	0.2	4.4	11.1	3.3	2.8	0.4	0.0	
	Bloque Media	9.3	25.7	0.0	1.7	0.0	0.0	0.3	8.9	35.2	6.8	5.1	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.7	21.8	0.0	1.5	0.0	0.0	0.2	7.1	28.1	3.2	4.2	0.1	0.0	
Abril	Bloque Mínima	3.7	9.6	0.0	0.6	0.0	0.0	0.1	4.0	10.1	3.0	2.5	0.4	0.0	
	Bloque Media	9.1	25.3	0.0	1.7	0.0	0.0	0.3	8.7	34.4	6.7	5.1	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.4	21.1	0.0	1.4	0.0	0.0	0.2	6.8	26.8	3.1	4.0	0.1	0.0	
Mayo	Bloque Mínima	3.9	10.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.1	4.2	10.5	3.2	2.6	0.4	0.0	
	Bloque Media	9.3	26.1	0.0	1.8	0.0	0.0	0.3	8.9	34.9	6.9	5.2	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.6	21.8	0.0	1.5	0.0	0.0	0.2	7.0	27.6	3.2	4.2	0.1	0.0	
Junio	Bloque Mínima	3.9	10.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.1	4.2	10.5	3.2	2.6	0.4	0.0	
	Bloque Media	8.9	24.9	0.0	1.7	0.0	0.0	0.3	8.5	33.5	6.6	5.0	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.3	21.1	0.0	1.4	0.0	0.0	0.2	6.8	26.5	3.1	4.0	0.1	0.0	
Julio	Bloque Mínima	3.9	10.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.1	4.2	10.5	3.2	2.6	0.4	0.0	
	Bloque Media	9.2	26.1	0.0	1.8	0.0	0.0	0.3	8.8	34.4	6.9	5.2	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.5	21.8	0.0	1.5	0.0	0.0	0.2	6.9	26.9	3.2	4.1	0.1	0.0	
Agosto	Bloque Mínima	4.0	10.4	0.0	0.7	0.0	0.0	0.2	4.4	10.9	3.3	2.7	0.4	0.0	
	Bloque Media	9.2	25.7	0.0	1.7	0.0	0.0	0.3	8.8	34.7	6.8	5.1	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.6	21.8	0.0	1.5	0.0	0.0	0.2	7.0	27.4	3.2	4.2	0.1	0.0	
Septiembre	Bloque Mínima	4.1	10.4	0.0	0.7	0.0	0.0	0.2	4.4	11.0	3.3	2.7	0.4	0.0	
	Bloque Media	9.0	24.5	0.0	1.7	0.0	0.0	0.3	8.5	33.8	6.5	4.9	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.5	21.1	0.0	1.4	0.0	0.0	0.2	6.9	27.1	3.1	4.0	0.1	0.0	
Octubre	Bloque Mínima	4.1	10.4	0.0	0.7	0.0	0.0	0.2	4.5	11.2	3.3	2.8	0.4	0.0	
	Bloque Media	9.4	25.7	0.0	1.7	0.0	0.0	0.3	9.0	35.6	6.8	5.2	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.8	21.8	0.0	1.5	0.0	0.0	0.2	7.2	28.4	3.2	4.2	0.1	0.0	
Noviembre	Bloque Mínima	4.0	10.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.2	4.3	10.9	3.2	2.7	0.4	0.0	
	Bloque Media	9.3	24.9	0.0	1.7	0.0	0.0	0.3	8.8	35.1	6.6	5.0	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.7	21.1	0.0	1.4	0.0	0.0	0.2	7.1	28.4	3.1	4.0	0.1	0.0	
Diciembre	Bloque Mínima	4.1	10.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.2	4.4	11.1	3.2	2.7	0.4	0.0	
	Bloque Media	9.7	26.1	0.0	1.8	0.0	0.0	0.3	9.2	36.7	6.9	5.2	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	7.0	21.8	0.0	1.5	0.0	0.0	0.2	7.4	29.7	3.2	4.2	0.1	0.0	

**Demanda en el escenario optimista**

MESES	BLOQUES DE DEMANDA	DEMANDA EN BARRAS DEL SEIN (GWh)												
		ARICOTA66	AYAVIRI138	AZANGARO138	BOTIFLACA138	C. ILO138	CACHIMAYO138	CALLALI138	CERROVERD138	COMBAPATA138	DOLORESPA138	JULIACA138	MACCHUPIC138	MOLLENDO138
Noviembre	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.2	10.9	1.7	2.4	3.7	5.0	0.4	4.5	2.3	0.6	0.8
	Bloque Media	0.1	0.2	5.8	26.0	3.0	9.8	8.0	12.9	0.5	8.7	4.5	1.0	1.4
	Bloque Máxima	0.1	0.2	4.5	22.4	2.3	7.9	6.6	11.3	0.4	4.8	3.2	0.7	1.2
Diciembre	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.3	11.3	1.8	2.5	3.8	5.2	0.4	4.8	2.5	0.6	0.9
	Bloque Media	0.1	0.2	5.9	26.8	3.1	10.1	8.2	13.2	0.5	9.0	4.7	1.0	1.4
	Bloque Máxima	0.2	0.2	4.7	23.2	2.4	8.2	6.8	11.7	0.4	5.0	3.4	0.8	1.3
Enero	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.4	11.8	1.8	2.6	4.0	5.4	0.4	4.9	2.5	0.7	0.9
	Bloque Media	0.1	0.2	5.9	26.4	3.1	9.9	8.1	13.1	0.5	9.0	4.6	1.0	1.4
	Bloque Máxima	0.2	0.2	4.7	23.1	2.4	8.2	6.8	11.7	0.4	4.9	3.3	0.8	1.3
Febrero	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.2	10.9	1.7	2.4	3.7	5.0	0.4	4.6	2.4	0.6	0.9
	Bloque Media	0.1	0.2	5.3	23.7	2.9	9.0	7.3	11.7	0.5	8.4	4.3	1.0	1.3
	Bloque Máxima	0.1	0.2	4.2	21.0	2.2	7.5	6.2	10.6	0.4	4.6	3.1	0.7	1.2
Marzo	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.5	11.8	1.9	2.6	4.0	5.4	0.4	5.2	2.7	0.7	1.0
	Bloque Media	0.1	0.2	5.9	26.5	3.2	10.0	8.2	13.1	0.5	9.3	4.8	1.1	1.5
	Bloque Máxima	0.2	0.2	4.7	23.2	2.5	8.3	6.8	11.7	0.4	5.1	3.5	0.8	1.3
Abril	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.2	10.9	1.7	2.4	3.7	5.0	0.4	4.7	2.4	0.6	0.9
	Bloque Media	0.1	0.2	5.8	26.0	3.1	9.8	8.0	12.9	0.5	9.1	4.7	1.0	1.4
	Bloque Máxima	0.1	0.2	4.5	22.4	2.3	8.0	6.6	11.3	0.4	4.9	3.3	0.8	1.3
Mayo	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.4	11.4	1.8	2.5	3.9	5.2	0.4	4.9	2.5	0.7	0.9
	Bloque Media	0.1	0.2	6.0	26.8	3.1	10.1	8.3	13.2	0.5	9.2	4.7	1.1	1.4
	Bloque Máxima	0.2	0.2	4.7	23.2	2.4	8.2	6.8	11.7	0.4	5.0	3.4	0.8	1.3
Junio	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.4	11.4	1.8	2.5	3.9	5.2	0.4	4.9	2.5	0.7	0.9
	Bloque Media	0.1	0.2	5.7	25.6	3.0	9.7	7.9	12.7	0.5	8.8	4.6	1.0	1.4
	Bloque Máxima	0.1	0.2	4.5	22.4	2.3	8.0	6.6	11.3	0.4	4.8	3.3	0.8	1.2
Julio	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.3	11.4	1.8	2.5	3.9	5.2	0.4	4.9	2.5	0.7	0.9
	Bloque Media	0.1	0.2	6.0	26.8	3.1	10.1	8.2	13.2	0.5	9.0	4.7	1.0	1.4
	Bloque Máxima	0.2	0.2	4.7	23.1	2.4	8.2	6.8	11.7	0.4	4.9	3.3	0.8	1.3
Agosto	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.5	11.8	1.9	2.6	4.0	5.4	0.4	5.1	2.6	0.7	0.9
	Bloque Media	0.1	0.2	5.9	26.4	3.1	10.0	8.1	13.1	0.5	9.1	4.7	1.1	1.4
	Bloque Máxima	0.2	0.2	4.7	23.2	2.4	8.2	6.8	11.7	0.4	5.0	3.4	0.8	1.3
Septiembre	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.5	11.8	1.9	2.6	4.0	5.4	0.4	5.1	2.7	0.7	0.9
	Bloque Media	0.1	0.2	5.7	25.3	3.1	9.5	7.8	12.5	0.5	8.9	4.6	1.0	1.4
	Bloque Máxima	0.2	0.2	4.6	22.5	2.4	8.0	6.6	11.3	0.4	4.9	3.3	0.8	1.3
Octubre	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.5	11.8	1.9	2.6	4.0	5.4	0.4	5.2	2.7	0.7	1.0
	Bloque Media	0.1	0.2	6.0	26.5	3.2	10.0	8.2	13.1	0.5	9.4	4.8	1.1	1.5
	Bloque Máxima	0.2	0.2	4.7	23.3	2.5	8.3	6.9	11.7	0.4	5.2	3.5	0.8	1.3
Noviembre	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.4	11.4	1.9	2.6	3.9	5.2	0.4	5.1	2.6	0.7	0.9
	Bloque Media	0.1	0.2	5.8	25.7	3.2	9.7	8.0	12.7	0.5	9.3	4.8	1.1	1.5
	Bloque Máxima	0.2	0.2	4.6	22.6	2.5	8.1	6.7	11.4	0.4	5.2	3.5	0.8	1.3
Diciembre	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.4	11.4	1.9	2.6	3.9	5.2	0.4	5.1	2.7	0.7	1.0
	Bloque Media	0.2	0.3	6.1	26.9	3.3	10.2	8.3	13.3	0.6	9.7	5.0	1.1	1.5
	Bloque Máxima	0.2	0.2	4.8	23.4	2.6	8.3	6.9	11.8	0.4	5.4	3.7	0.8	1.4

Demanda en el escenario optimista

MESES	BLOQUES DE DEMANDA	DEMANDA EN BARRAS DEL SEIN (GWh)												
		MOQUEGUA138	MOQUEGUA220	PUNO138	PUNO220	QUENCORO138	SANTUARI138	SOCABAYA138	SOCABAYA220	SPCC138	TACNA220	TACNA66	TINTAYA138	TOMASIRI66
Noviembre	Bloque Mínima	0.0	0.4	1.8	0.0	0.9	0.1	14.1	11.6	4.9	0.0	2.5	3.9	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.6	0.0	1.9	0.1	30.9	30.0	12.8	0.0	7.3	12.9	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.7	1.8	0.0	1.8	0.0	21.6	26.4	10.2	0.0	5.1	10.4	0.2
Diciembre	Bloque Mínima	0.0	0.4	1.9	0.0	1.0	0.1	14.9	12.1	5.1	0.0	2.7	4.1	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.7	0.0	1.9	0.1	31.9	30.9	13.2	0.0	7.5	13.3	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.8	1.9	0.0	1.9	0.0	22.7	27.3	10.6	0.0	5.3	10.8	0.2
Enero	Bloque Mínima	0.0	0.4	1.9	0.0	1.0	0.1	15.2	12.5	5.3	0.0	2.7	4.2	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.7	0.0	1.9	0.1	31.8	30.4	13.0	0.0	7.5	13.1	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.8	1.9	0.0	1.9	0.0	22.3	27.3	10.6	0.0	5.2	10.8	0.2
Febrero	Bloque Mínima	0.0	0.4	1.8	0.0	1.0	0.1	14.4	11.6	4.9	0.0	2.6	3.9	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.5	0.0	1.8	0.1	29.6	27.3	11.7	0.0	7.0	11.7	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.7	1.8	0.0	1.8	0.0	20.7	24.7	9.6	0.0	4.9	9.7	0.1
Marzo	Bloque Mínima	0.0	0.5	2.0	0.0	1.1	0.1	16.0	12.6	5.3	0.0	2.9	4.3	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.8	0.0	2.0	0.1	32.7	30.5	13.0	0.0	7.8	13.1	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.8	2.0	0.0	2.0	0.0	23.1	27.4	10.6	0.0	5.5	10.8	0.2
Abril	Bloque Mínima	0.0	0.4	1.9	0.0	1.0	0.1	14.5	11.6	4.9	0.0	2.6	3.9	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.7	0.0	2.0	0.1	32.0	30.0	12.8	0.0	7.6	12.9	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.7	1.9	0.0	1.9	0.0	22.0	26.5	10.2	0.0	5.2	10.4	0.2
Mayo	Bloque Mínima	0.0	0.4	1.9	0.0	1.0	0.1	15.2	12.1	5.1	0.0	2.7	4.1	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.7	0.0	2.0	0.1	32.5	30.9	13.2	0.0	7.7	13.3	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.8	1.9	0.0	1.9	0.0	22.7	27.3	10.6	0.0	5.4	10.8	0.2
Junio	Bloque Mínima	0.0	0.4	1.9	0.0	1.0	0.1	15.2	12.1	5.1	0.0	2.7	4.1	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.6	0.0	1.9	0.1	31.2	29.5	12.7	0.0	7.4	12.7	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.7	1.9	0.0	1.9	0.0	21.9	26.4	10.2	0.0	5.2	10.4	0.2
Julio	Bloque Mínima	0.0	0.4	1.9	0.0	1.0	0.1	15.1	12.1	5.1	0.0	2.7	4.1	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.7	0.0	2.0	0.1	32.1	30.9	13.2	0.0	7.6	13.3	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.8	1.9	0.0	1.9	0.0	22.2	27.3	10.6	0.0	5.2	10.7	0.2
Agosto	Bloque Mínima	0.0	0.4	2.0	0.0	1.1	0.1	15.7	12.6	5.3	0.0	2.8	4.2	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.7	0.0	2.0	0.1	32.3	30.4	13.0	0.0	7.6	13.1	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.8	1.9	0.0	1.9	0.0	22.6	27.3	10.6	0.0	5.3	10.8	0.2
Septiembre	Bloque Mínima	0.0	0.5	2.0	0.0	1.1	0.1	15.9	12.6	5.3	0.0	2.8	4.3	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.7	0.0	1.9	0.1	31.4	29.1	12.5	0.0	7.5	12.5	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.8	1.9	0.0	1.9	0.0	22.2	26.5	10.3	0.0	5.3	10.4	0.2
Octubre	Bloque Mínima	0.0	0.5	2.1	0.0	1.1	0.1	16.2	12.6	5.3	0.0	2.9	4.3	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.8	0.0	2.0	0.1	33.0	30.5	13.0	0.0	7.9	13.1	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.8	2.0	0.0	2.0	0.0	23.3	27.4	10.6	0.0	5.5	10.8	0.2
Noviembre	Bloque Mínima	0.0	0.5	2.0	0.0	1.1	0.1	15.8	12.1	5.1	0.0	2.8	4.1	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.8	0.0	2.0	0.1	32.5	29.6	12.7	0.0	7.7	12.7	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.8	2.0	0.0	2.0	0.0	23.1	26.5	10.3	0.0	5.5	10.5	0.2
Diciembre	Bloque Mínima	0.0	0.5	2.0	0.0	1.1	0.1	15.9	12.1	5.1	0.0	2.8	4.1	0.1
	Bloque Media	0.0	0.9	2.9	0.0	2.1	0.1	34.0	30.9	13.2	0.0	8.1	13.3	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.8	2.1	0.0	2.1	0.1	24.2	27.4	10.6	0.0	5.8	10.8	0.2

**Demanda en el escenario optimista**



MESES	BLOQUES DE DEMANDA	DEMANDA EN BARRAS DEL SEIN (GWh)												
		TOQUEPALA138	TOQUPAETS138	REPARTICI138	ILO2 220	COTARUSE220	CONDORCOC44	CONDORCC138	CHILCA220	CANTERA220	SEPANU 138	SEPAEX 138	ZARUMILLA220	MACHUPICC220
Noviembre	Bloque Mínima	10.3	0.0	0.9	0.0	0.0	1.6	0.0	0.0	1.9	0.0	2.5	0.0	0.0
	Bloque Media	26.4	0.0	1.5	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0	4.2	0.0	11.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	22.5	0.0	1.2	0.0	0.0	2.2	0.0	0.0	3.1	0.0	9.7	0.0	0.0
Diciembre	Bloque Mínima	10.7	0.0	1.0	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	2.0	0.0	2.6	0.0	0.0
	Bloque Media	27.2	0.0	1.5	0.0	0.0	3.1	0.0	0.0	4.3	0.0	11.3	0.0	0.0
	Bloque Máxima	23.3	0.0	1.3	0.0	0.0	2.3	0.0	0.0	3.3	0.0	10.0	0.0	0.0
Enero	Bloque Mínima	11.2	0.0	1.0	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0	2.0	0.0	2.7	0.0	0.0
	Bloque Media	26.8	0.0	1.5	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0	4.3	0.0	11.1	0.0	0.0
	Bloque Máxima	23.3	0.0	1.3	0.0	0.0	2.3	0.0	0.0	3.2	0.0	10.0	0.0	0.0
Febrero	Bloque Mínima	10.3	0.0	0.9	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	1.9	0.0	2.5	0.0	0.0
	Bloque Media	24.0	0.0	1.4	0.0	0.0	2.8	0.0	0.0	4.1	0.0	10.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	21.1	0.0	1.2	0.0	0.0	2.1	0.0	0.0	3.0	0.0	9.0	0.0	0.0
Marzo	Bloque Mínima	11.2	0.0	1.0	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0	2.1	0.0	2.7	0.0	0.0
	Bloque Media	26.8	0.0	1.5	0.0	0.0	3.1	0.0	0.0	4.5	0.0	11.1	0.0	0.0
	Bloque Máxima	23.3	0.0	1.3	0.0	0.0	2.4	0.0	0.0	3.3	0.0	10.0	0.0	0.0
Abril	Bloque Mínima	10.3	0.0	0.9	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	2.0	0.0	2.5	0.0	0.0
	Bloque Media	26.4	0.0	1.5	0.0	0.0	3.1	0.0	0.0	4.4	0.0	11.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	22.6	0.0	1.2	0.0	0.0	2.3	0.0	0.0	3.2	0.0	9.7	0.0	0.0
Mayo	Bloque Mínima	10.7	0.0	1.0	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	2.0	0.0	2.6	0.0	0.0
	Bloque Media	27.2	0.0	1.5	0.0	0.0	3.1	0.0	0.0	4.4	0.0	11.3	0.0	0.0
	Bloque Máxima	23.3	0.0	1.3	0.0	0.0	2.3	0.0	0.0	3.3	0.0	10.0	0.0	0.0
Junio	Bloque Mínima	10.7	0.0	1.0	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	2.0	0.0	2.6	0.0	0.0
	Bloque Media	26.0	0.0	1.5	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0	4.2	0.0	10.8	0.0	0.0
	Bloque Máxima	22.6	0.0	1.2	0.0	0.0	2.3	0.0	0.0	3.2	0.0	9.7	0.0	0.0
Julio	Bloque Mínima	10.7	0.0	1.0	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	2.0	0.0	2.6	0.0	0.0
	Bloque Media	27.2	0.0	1.5	0.0	0.0	3.1	0.0	0.0	4.4	0.0	11.3	0.0	0.0
	Bloque Máxima	23.3	0.0	1.3	0.0	0.0	2.3	0.0	0.0	3.2	0.0	10.0	0.0	0.0
Agosto	Bloque Mínima	11.2	0.0	1.0	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0	2.1	0.0	2.7	0.0	0.0
	Bloque Media	26.8	0.0	1.5	0.0	0.0	3.1	0.0	0.0	4.4	0.0	11.1	0.0	0.0
	Bloque Máxima	23.3	0.0	1.3	0.0	0.0	2.3	0.0	0.0	3.3	0.0	10.0	0.0	0.0
Septiembre	Bloque Mínima	11.2	0.0	1.0	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0	2.1	0.0	2.7	0.0	0.0
	Bloque Media	25.6	0.0	1.4	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0	4.3	0.0	10.7	0.0	0.0
	Bloque Máxima	22.6	0.0	1.2	0.0	0.0	2.3	0.0	0.0	3.2	0.0	9.7	0.0	0.0
Octubre	Bloque Mínima	11.2	0.0	1.0	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0	2.2	0.0	2.7	0.0	0.0
	Bloque Media	26.8	0.0	1.5	0.0	0.0	3.1	0.0	0.0	4.5	0.0	11.1	0.0	0.0
	Bloque Máxima	23.4	0.0	1.3	0.0	0.0	2.4	0.0	0.0	3.4	0.0	10.0	0.0	0.0
Noviembre	Bloque Mínima	10.7	0.0	1.0	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0	2.1	0.0	2.6	0.0	0.0
	Bloque Media	26.0	0.0	1.5	0.0	0.0	3.1	0.0	0.0	4.5	0.0	10.8	0.0	0.0
	Bloque Máxima	22.6	0.0	1.2	0.0	0.0	2.4	0.0	0.0	3.4	0.0	9.7	0.0	0.0
Diciembre	Bloque Mínima	10.7	0.0	1.0	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0	2.1	0.0	2.6	0.0	0.0
	Bloque Media	27.2	0.0	1.5	0.0	0.0	3.2	0.0	0.0	4.7	0.0	11.3	0.0	0.0
	Bloque Máxima	23.4	0.0	1.3	0.0	0.0	2.5	0.0	0.0	3.5	0.0	10.0	0.0	0.0

Demanda en el escenario optimista

MESES	BLOQUES DE DEMANDA	DEMANDA EN BARRAS DEL SEIN (GWh)													
		DESIERTO220	CERROCORO220	CAJAMARCA220	CONOCOCHA220	HUALLANCA220	CHILCA500	ZAPALLAL500	MANTARO500	MONTALVO500	CHILCANUE220	PLANICIE220	CARAVELI500	INDUSTRIALES	
Noviembre	Bloque Mínima	1.0	2.5	7.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Bloque Media	3.2	7.0	20.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Bloque Máxima	2.6	5.9	16.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Diciembre	Bloque Mínima	1.1	2.6	8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Bloque Media	3.3	7.2	20.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Bloque Máxima	2.7	6.1	17.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Enero	Bloque Mínima	1.1	2.7	8.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Bloque Media	3.2	7.1	20.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Bloque Máxima	2.7	6.1	17.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Febrero	Bloque Mínima	1.0	2.5	7.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Bloque Media	2.9	6.3	18.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Bloque Máxima	2.4	5.5	15.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Marzo	Bloque Mínima	1.1	2.7	8.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Bloque Media	3.2	7.1	20.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Bloque Máxima	2.7	6.1	17.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Abril	Bloque Mínima	1.0	2.5	7.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Bloque Media	3.2	7.0	20.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Bloque Máxima	2.6	5.9	16.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Mayo	Bloque Mínima	1.1	2.6	8.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Bloque Media	3.3	7.2	20.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Bloque Máxima	2.7	6.1	17.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Junio	Bloque Mínima	1.1	2.6	8.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Bloque Media	3.1	6.9	20.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Bloque Máxima	2.6	5.9	16.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Julio	Bloque Mínima	1.1	2.6	8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Bloque Media	3.3	7.2	20.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Bloque Máxima	2.7	6.1	17.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Agosto	Bloque Mínima	1.1	2.7	8.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Bloque Media	3.2	7.1	20.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Bloque Máxima	2.7	6.1	17.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Septiembre	Bloque Mínima	1.1	2.7	8.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Bloque Media	3.1	6.8	19.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Bloque Máxima	2.6	5.9	16.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Octubre	Bloque Mínima	1.1	2.7	8.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Bloque Media	3.2	7.1	20.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Bloque Máxima	2.7	6.1	17.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Noviembre	Bloque Mínima	1.1	2.6	8.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Bloque Media	3.1	6.9	20.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Bloque Máxima	2.6	5.9	17.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Diciembre	Bloque Mínima	1.1	2.6	8.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Bloque Media	3.3	7.2	21.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Bloque Máxima	2.7	6.1	17.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	

**Demanda en el escenario optimista**

MESES	BLOQUES DE DEMANDA	DEMANDA EN BARRAS DEL SEIN (GWh)												
		AGUAYTIA220	BALNEARIO220	BALNEARIO60	CALLAHUAN220	CALLAHUANC60	CARHUAMAY138	CARHUAMAY220	CARHUAMAYO50	CARHUAQUE220	CARIPA138	CHAVARRIA220	CHICLAYO220	CHIMBOTE220
Noviembre	Bloque Mínima	0.0	0.0	33.3	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	0.2	0.0	71.2	9.9	0.9
	Bloque Media	0.0	0.0	85.4	0.0	0.1	0.0	0.0	3.7	0.4	0.0	169.0	19.7	2.3
	Bloque Máxima	0.0	0.0	40.2	0.0	0.1	0.0	0.0	2.9	0.2	0.0	110.4	13.0	1.9
Diciembre	Bloque Mínima	0.0	0.0	35.3	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	0.2	0.0	75.4	10.4	0.9
	Bloque Media	0.0	0.0	88.6	0.0	0.1	0.0	0.0	3.8	0.4	0.0	175.3	20.4	2.4
	Bloque Máxima	0.0	0.0	42.2	0.0	0.1	0.0	0.0	3.0	0.2	0.0	116.0	13.6	2.0
Enero	Bloque Mínima	0.0	0.0	36.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	0.2	0.0	77.0	10.7	1.0
	Bloque Media	0.0	0.0	88.3	0.0	0.1	0.0	0.0	3.8	0.4	0.0	174.7	20.4	2.4
	Bloque Máxima	0.0	0.0	41.3	0.0	0.1	0.0	0.0	3.0	0.2	0.0	113.5	13.4	2.0
Febrero	Bloque Mínima	0.0	0.0	34.2	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	0.2	0.0	73.2	10.1	0.9
	Bloque Media	0.0	0.0	82.6	0.0	0.1	0.0	0.0	3.4	0.3	0.0	163.5	19.0	2.1
	Bloque Máxima	0.0	0.0	38.8	0.0	0.0	0.0	0.0	2.8	0.2	0.0	106.7	12.5	1.8
Marzo	Bloque Mínima	0.0	0.0	38.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	0.2	0.0	81.3	11.2	1.0
	Bloque Media	0.0	0.0	91.2	0.0	0.1	0.0	0.0	3.8	0.4	0.0	180.5	21.0	2.4
	Bloque Máxima	0.0	0.0	43.2	0.0	0.1	0.0	0.0	3.1	0.2	0.0	118.8	13.9	2.0
Abril	Bloque Mínima	0.0	0.0	34.5	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	0.2	0.0	73.8	10.2	0.9
	Bloque Media	0.0	0.0	88.9	0.0	0.1	0.0	0.0	3.7	0.4	0.0	175.9	20.5	2.3
	Bloque Máxima	0.0	0.0	41.2	0.0	0.1	0.0	0.0	3.0	0.2	0.0	113.2	13.3	1.9
Mayo	Bloque Mínima	0.0	0.0	36.1	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	0.2	0.0	77.1	10.7	0.9
	Bloque Media	0.0	0.0	90.2	0.0	0.1	0.0	0.0	3.8	0.4	0.0	178.6	20.8	2.4
	Bloque Máxima	0.0	0.0	42.3	0.0	0.1	0.0	0.0	3.0	0.2	0.0	116.3	13.7	2.0
Junio	Bloque Mínima	0.0	0.0	36.1	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	0.2	0.0	77.1	10.7	0.9
	Bloque Media	0.0	0.0	86.6	0.0	0.1	0.0	0.0	3.7	0.3	0.0	171.3	20.0	2.3
	Bloque Máxima	0.0	0.0	40.8	0.0	0.1	0.0	0.0	2.9	0.2	0.0	112.0	13.2	1.9
Julio	Bloque Mínima	0.0	0.0	35.8	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	0.2	0.0	76.4	10.6	0.9
	Bloque Media	0.0	0.0	88.9	0.0	0.1	0.0	0.0	3.8	0.4	0.0	175.9	20.5	2.4
	Bloque Máxima	0.0	0.0	41.2	0.0	0.1	0.0	0.0	3.0	0.2	0.0	113.1	13.3	2.0
Agosto	Bloque Mínima	0.0	0.0	37.3	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	0.2	0.0	79.7	11.0	1.0
	Bloque Media	0.0	0.0	89.8	0.0	0.1	0.0	0.0	3.8	0.4	0.0	177.6	20.7	2.4
	Bloque Máxima	0.0	0.0	42.1	0.0	0.1	0.0	0.0	3.0	0.2	0.0	115.6	13.6	2.0
Septiembre	Bloque Mínima	0.0	0.0	37.8	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	0.2	0.0	80.8	11.2	1.0
	Bloque Media	0.0	0.0	87.6	0.0	0.1	0.0	0.0	3.7	0.3	0.0	173.3	20.1	2.3
	Bloque Máxima	0.0	0.0	41.5	0.0	0.1	0.0	0.0	3.0	0.2	0.0	114.1	13.4	1.9
Octubre	Bloque Mínima	0.0	0.0	38.6	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	0.2	0.0	82.4	11.4	1.0
	Bloque Media	0.0	0.0	92.3	0.0	0.1	0.0	0.0	3.8	0.4	0.0	182.6	21.2	2.4
	Bloque Máxima	0.0	0.0	43.7	0.0	0.1	0.0	0.0	3.1	0.2	0.0	120.1	14.1	2.0
Noviembre	Bloque Mínima	0.0	0.0	37.5	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	0.2	0.0	80.2	11.1	0.9
	Bloque Media	0.0	0.0	91.0	0.0	0.1	0.0	0.0	3.7	0.4	0.0	179.9	20.9	2.3
	Bloque Máxima	0.0	0.0	43.6	0.0	0.1	0.0	0.0	3.0	0.2	0.0	119.7	14.0	1.9
Diciembre	Bloque Mínima	0.0	0.0	38.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	0.2	0.0	81.1	11.2	0.9
	Bloque Media	0.0	0.0	95.1	0.0	0.1	0.0	0.0	3.9	0.4	0.0	188.1	21.8	2.4
	Bloque Máxima	0.0	0.0	45.6	0.0	0.1	0.0	0.0	3.1	0.2	0.0	125.1	14.6	2.0

**Demanda en el escenario pesimista**

MESES	BLOQUES DE DEMANDA	DEMANDA EN BARRAS DEL SEIN (GWh)												
		EXCELSIOR50	GUADALUPE220	GUADALUPE60	HUACHIPA60	HUACHO220	HUAMPANI60	HUACAVELI220	HUANUCO138	HUAYUCACH220	ICA220	INDEPENDE220	MALPASO50	MANTARO220
Noviembre	Bloque Mínima	1.5	0.4	6.6	7.9	1.5	0.0	0.8	1.5	4.1	3.7	8.6	0.0	3.3
	Bloque Media	5.0	1.1	15.7	19.4	3.3	0.1	1.3	2.3	6.1	11.5	30.8	0.0	6.4
	Bloque Máxima	4.0	0.9	11.4	12.1	2.6	0.1	1.0	1.5	3.3	7.7	25.5	0.0	5.0
Diciembre	Bloque Mínima	1.6	0.4	7.0	8.4	1.6	0.0	0.8	1.6	4.4	3.9	9.0	0.0	3.5
	Bloque Media	5.2	1.1	16.3	20.1	3.4	0.1	1.3	2.4	6.4	12.0	31.9	0.0	6.6
	Bloque Máxima	4.2	0.9	12.0	12.7	2.7	0.1	1.1	1.6	3.5	8.1	26.5	0.0	5.2
Enero	Bloque Mínima	1.7	0.4	7.6	8.6	1.6	0.0	0.8	1.6	4.5	4.0	9.3	0.0	3.6
	Bloque Media	5.1	1.1	17.9	20.0	3.4	0.1	1.3	2.4	6.3	11.9	31.5	0.0	6.6
	Bloque Máxima	4.2	0.9	13.0	12.4	2.7	0.1	1.1	1.6	3.4	7.9	26.3	0.0	5.2
Febrero	Bloque Mínima	1.5	0.4	7.1	8.2	1.5	0.0	0.8	1.6	4.2	3.8	8.7	0.0	3.4
	Bloque Media	4.6	1.0	16.6	18.7	3.1	0.1	1.3	2.2	5.9	11.2	28.8	0.0	6.0
	Bloque Máxima	3.8	0.8	12.1	11.7	2.5	0.0	1.0	1.5	3.2	7.4	24.1	0.0	4.7
Marzo	Bloque Mínima	1.7	0.4	7.9	9.1	1.7	0.0	0.9	1.7	4.7	4.2	9.6	0.0	3.7
	Bloque Media	5.2	1.1	18.3	20.7	3.5	0.1	1.4	2.5	6.5	12.3	32.0	0.0	6.7
	Bloque Máxima	4.2	0.9	13.5	13.0	2.7	0.1	1.1	1.6	3.6	8.3	26.8	0.0	5.3
Abril	Bloque Mínima	1.5	0.4	7.2	8.2	1.5	0.0	0.8	1.6	4.3	3.8	8.8	0.0	3.4
	Bloque Media	5.1	1.1	17.9	20.1	3.4	0.1	1.3	2.4	6.4	12.0	31.4	0.0	6.5
	Bloque Máxima	4.1	0.9	12.9	12.4	2.6	0.1	1.1	1.6	3.4	7.9	25.8	0.0	5.1
Mayo	Bloque Mínima	1.6	0.4	7.5	8.6	1.6	0.0	0.8	1.6	4.5	4.0	9.1	0.0	3.5
	Bloque Media	5.2	1.1	18.2	20.4	3.5	0.1	1.4	2.4	6.5	12.2	32.1	0.0	6.7
	Bloque Máxima	4.2	0.9	13.2	12.7	2.7	0.1	1.1	1.6	3.5	8.1	26.6	0.0	5.2
Junio	Bloque Mínima	1.6	0.4	7.5	8.6	1.6	0.0	0.8	1.6	4.5	4.0	9.1	0.0	3.5
	Bloque Media	5.0	1.1	17.5	19.6	3.3	0.1	1.3	2.3	6.2	11.7	30.7	0.0	6.4
	Bloque Máxima	4.1	0.9	12.8	12.2	2.6	0.1	1.0	1.5	3.4	7.8	25.7	0.0	5.0
Julio	Bloque Mínima	1.6	0.4	7.5	8.5	1.6	0.0	0.8	1.6	4.4	3.9	9.1	0.0	3.5
	Bloque Media	5.2	1.1	18.0	20.1	3.5	0.1	1.3	2.4	6.4	12.0	31.9	0.0	6.6
	Bloque Máxima	4.2	0.9	12.9	12.3	2.7	0.1	1.1	1.6	3.4	7.9	26.3	0.0	5.2
Agosto	Bloque Mínima	1.7	0.4	7.8	8.9	1.7	0.0	0.9	1.7	4.6	4.1	9.5	0.0	3.7
	Bloque Media	5.2	1.1	18.1	20.3	3.5	0.1	1.4	2.4	6.4	12.1	31.8	0.0	6.6
	Bloque Máxima	4.2	0.9	13.2	12.6	2.7	0.1	1.1	1.6	3.5	8.0	26.5	0.0	5.2
Septiembre	Bloque Mínima	1.7	0.4	7.9	9.0	1.7	0.0	0.9	1.7	4.7	4.2	9.6	0.0	3.7
	Bloque Media	4.9	1.0	17.6	19.8	3.3	0.1	1.3	2.4	6.3	11.8	30.6	0.0	6.4
	Bloque Máxima	4.1	0.9	12.9	12.5	2.6	0.1	1.1	1.6	3.4	7.9	25.8	0.0	5.1
Octubre	Bloque Mínima	1.7	0.4	8.0	9.2	1.7	0.0	0.9	1.8	4.8	4.3	9.7	0.0	3.7
	Bloque Media	5.2	1.1	18.5	20.9	3.5	0.1	1.4	2.5	6.6	12.5	32.1	0.0	6.7
	Bloque Máxima	4.2	0.9	13.6	13.1	2.8	0.1	1.1	1.7	3.6	8.3	26.9	0.0	5.3
Noviembre	Bloque Mínima	1.6	0.4	7.8	8.9	1.6	0.0	0.9	1.7	4.6	4.1	9.4	0.0	3.6
	Bloque Media	5.1	1.1	18.2	20.6	3.4	0.1	1.4	2.5	6.5	12.3	31.4	0.0	6.5
	Bloque Máxima	4.1	0.9	13.5	13.1	2.7	0.1	1.1	1.7	3.6	8.3	26.3	0.0	5.2
Diciembre	Bloque Mínima	1.6	0.4	7.8	9.0	1.7	0.0	0.9	1.7	4.7	4.2	9.4	0.0	3.7
	Bloque Media	5.3	1.1	19.0	21.5	3.6	0.1	1.4	2.6	6.8	12.8	32.8	0.0	6.8
	Bloque Máxima	4.3	0.9	14.1	13.7	2.8	0.1	1.2	1.7	3.8	8.7	27.3	0.0	5.4

Demanda en el escenario pesimista

MESES	BLOQUES DE DEMANDA	DEMANDA EN BARRAS DEL SEIN (GWh)												
		MARCONA220	MATUCANA220	MOYOPAMPA60	NANA60	OROYA138	OROYA220	OROYA50	OROYACH50	PACHACHAC220	PARAGSHA138	PARAGSHA220	PARAGSHA50	PARAMONUE220
Noviembre	Bloque Mínima	8.9	0.0	1.5	4.3	0.0	0.0	9.0	0.1	0.0	1.4	0.0	3.7	1.3
	Bloque Media	21.8	0.1	3.0	10.1	0.0	0.0	22.6	0.2	0.0	4.4	0.0	9.4	3.9
	Bloque Máxima	18.3	0.1	2.3	7.6	0.0	0.0	18.5	0.2	0.0	3.7	0.0	7.8	3.2
Diciembre	Bloque Mínima	9.2	0.0	1.6	4.6	0.0	0.0	9.4	0.1	0.0	1.5	0.0	3.8	1.4
	Bloque Media	22.5	0.1	3.2	10.5	0.0	0.0	23.3	0.2	0.0	4.5	0.0	9.7	4.1
	Bloque Máxima	19.0	0.1	2.4	7.9	0.0	0.0	19.2	0.2	0.0	3.8	0.0	8.1	3.3
Enero	Bloque Mínima	9.6	0.0	1.7	4.7	0.0	0.0	9.7	0.1	0.0	1.5	0.0	4.0	1.4
	Bloque Media	22.2	0.1	3.1	10.5	0.0	0.0	23.0	0.2	0.0	4.5	0.0	9.6	4.0
	Bloque Máxima	18.9	0.1	2.3	7.8	0.0	0.0	19.1	0.2	0.0	3.8	0.0	8.1	3.3
Febrero	Bloque Mínima	8.9	0.0	1.6	4.4	0.0	0.0	9.1	0.1	0.0	1.4	0.0	3.7	1.4
	Bloque Media	19.9	0.1	2.9	9.8	0.0	0.0	21.0	0.2	0.0	4.0	0.0	8.7	3.7
	Bloque Máxima	17.1	0.0	2.2	7.3	0.0	0.0	17.5	0.2	0.0	3.4	0.0	7.4	3.0
Marzo	Bloque Mínima	9.6	0.0	1.8	4.9	0.0	0.0	9.9	0.1	0.0	1.6	0.0	4.0	1.5
	Bloque Media	22.2	0.1	3.2	10.8	0.0	0.0	23.3	0.2	0.0	4.5	0.0	9.7	4.1
	Bloque Máxima	19.0	0.1	2.4	8.1	0.0	0.0	19.4	0.2	0.0	3.8	0.0	8.2	3.3
Abril	Bloque Mínima	8.9	0.0	1.6	4.5	0.0	0.0	9.1	0.1	0.0	1.4	0.0	3.7	1.4
	Bloque Media	21.9	0.1	3.2	10.5	0.0	0.0	22.9	0.2	0.0	4.4	0.0	9.5	4.0
	Bloque Máxima	18.4	0.1	2.3	7.7	0.0	0.0	18.7	0.2	0.0	3.7	0.0	7.9	3.2
Mayo	Bloque Mínima	9.3	0.0	1.7	4.7	0.0	0.0	9.5	0.1	0.0	1.5	0.0	3.9	1.4
	Bloque Media	22.5	0.1	3.2	10.7	0.0	0.0	23.4	0.2	0.0	4.5	0.0	9.8	4.1
	Bloque Máxima	19.0	0.1	2.4	8.0	0.0	0.0	19.3	0.2	0.0	3.8	0.0	8.1	3.3
Junio	Bloque Mínima	9.3	0.0	1.7	4.7	0.0	0.0	9.5	0.1	0.0	1.5	0.0	3.9	1.4
	Bloque Media	21.5	0.1	3.1	10.3	0.0	0.0	22.4	0.2	0.0	4.3	0.0	9.3	3.9
	Bloque Máxima	18.4	0.1	2.3	7.7	0.0	0.0	18.6	0.2	0.0	3.7	0.0	7.8	3.2
Julio	Bloque Mínima	9.2	0.0	1.6	4.6	0.0	0.0	9.5	0.1	0.0	1.5	0.0	3.9	1.4
	Bloque Media	22.5	0.1	3.2	10.5	0.0	0.0	23.3	0.2	0.0	4.5	0.0	9.7	4.1
	Bloque Máxima	18.9	0.1	2.3	7.7	0.0	0.0	19.1	0.2	0.0	3.8	0.0	8.1	3.3
Agosto	Bloque Mínima	9.6	0.0	1.7	4.8	0.0	0.0	9.8	0.1	0.0	1.5	0.0	4.0	1.5
	Bloque Media	22.2	0.1	3.2	10.6	0.0	0.0	23.2	0.2	0.0	4.5	0.0	9.6	4.1
	Bloque Máxima	19.0	0.1	2.4	7.9	0.0	0.0	19.2	0.2	0.0	3.8	0.0	8.1	3.3
Septiembre	Bloque Mínima	9.6	0.0	1.7	4.9	0.0	0.0	9.9	0.1	0.0	1.5	0.0	4.0	1.5
	Bloque Media	21.2	0.1	3.1	10.4	0.0	0.0	22.3	0.2	0.0	4.3	0.0	9.3	3.9
	Bloque Máxima	18.4	0.1	2.3	7.8	0.0	0.0	18.7	0.2	0.0	3.7	0.0	7.9	3.2
Octubre	Bloque Mínima	9.6	0.0	1.8	5.0	0.0	0.0	10.0	0.1	0.0	1.6	0.0	4.0	1.5
	Bloque Media	22.2	0.1	3.3	10.9	0.0	0.0	23.4	0.2	0.0	4.5	0.0	9.7	4.1
	Bloque Máxima	19.0	0.1	2.5	8.2	0.0	0.0	19.5	0.2	0.0	3.8	0.0	8.2	3.4
Noviembre	Bloque Mínima	9.3	0.0	1.7	4.9	0.0	0.0	9.6	0.1	0.0	1.5	0.0	3.9	1.5
	Bloque Media	21.6	0.1	3.2	10.8	0.0	0.0	22.9	0.2	0.0	4.4	0.0	9.4	4.0
	Bloque Máxima	18.4	0.1	2.5	8.2	0.0	0.0	19.1	0.2	0.0	3.7	0.0	8.0	3.3
Diciembre	Bloque Mínima	9.3	0.0	1.7	4.9	0.0	0.0	9.7	0.1	0.0	1.5	0.0	3.9	1.5
	Bloque Media	22.6	0.1	3.4	11.3	0.0	0.0	23.9	0.2	0.0	4.6	0.0	9.9	4.2
	Bloque Máxima	19.0	0.1	2.6	8.6	0.0	0.0	19.8	0.2	0.0	3.9	0.0	8.3	3.4

Demanda en el escenario pesimista

MESES	BLOQUES DE DEMANDA	DEMANDA EN BARRAS DEL SEIN (GWh)												
		PIURA220	POMACOCHA220	PUENTE60	PZINC50	RZINC220	SALAMANCA60	SAN JUAN220	SANTAROSA220	SANTAROSA60	TALARA220	T MARIA138	TINGOMARI220	TRUJILLO220
Noviembre	Bloque Mínima	11.4	0.0	13.4	10.0	4.7	7.7	28.2	0.2	29.0	2.3	0.8	0.0	14.8
	Bloque Media	26.7	0.0	36.2	28.9	27.1	19.2	65.5	0.5	69.6	4.6	1.6	0.1	31.8
	Bloque Máxima	18.8	0.0	21.3	24.0	23.3	11.2	47.1	0.4	36.9	3.9	1.1	0.1	22.3
Diciembre	Bloque Mínima	12.1	0.0	14.1	10.5	4.9	8.2	29.9	0.2	30.7	2.4	0.8	0.0	15.6
	Bloque Media	27.7	0.0	37.6	29.8	28.0	20.0	67.9	0.6	72.2	4.8	1.7	0.1	33.0
	Bloque Máxima	19.7	0.0	22.4	24.9	24.0	11.7	49.6	0.5	38.8	4.0	1.2	0.1	23.5
Enero	Bloque Mínima	12.3	0.0	14.4	10.9	7.1	8.3	30.5	0.2	31.3	2.5	0.9	0.0	16.0
	Bloque Media	27.6	0.0	37.4	29.5	36.5	19.9	67.6	0.5	71.9	4.7	1.7	0.1	32.9
	Bloque Máxima	19.3	0.0	21.9	24.7	31.9	11.5	48.5	0.5	37.9	4.0	1.2	0.1	23.0
Febrero	Bloque Mínima	11.7	0.0	13.7	10.1	6.5	7.9	29.0	0.2	29.8	2.3	0.8	0.0	15.2
	Bloque Media	25.8	0.0	35.0	26.6	32.7	18.6	63.3	0.5	67.4	4.2	1.6	0.1	30.7
	Bloque Máxima	18.1	0.0	20.6	22.5	28.8	10.8	45.6	0.4	35.7	3.6	1.1	0.1	21.6
Marzo	Bloque Mínima	13.0	0.0	15.2	10.9	7.1	8.8	32.2	0.2	33.1	2.5	0.9	0.0	16.8
	Bloque Media	28.5	0.0	38.7	29.7	36.5	20.5	69.9	0.5	74.4	4.7	1.7	0.1	33.9
	Bloque Máxima	20.2	0.0	22.9	25.0	31.9	12.0	50.7	0.5	39.7	4.0	1.2	0.1	24.0
Abril	Bloque Mínima	11.8	0.0	13.8	10.1	6.5	8.0	29.3	0.2	30.0	2.3	0.8	0.0	15.3
	Bloque Media	27.7	0.0	37.7	29.2	36.0	20.0	68.1	0.5	72.5	4.6	1.7	0.1	33.1
	Bloque Máxima	19.2	0.0	21.8	24.1	30.8	11.4	48.3	0.4	37.8	3.9	1.2	0.1	22.9
Mayo	Bloque Mínima	12.3	0.0	14.5	10.5	6.8	8.3	30.6	0.2	31.4	2.4	0.9	0.0	16.0
	Bloque Media	28.2	0.0	38.3	29.9	37.1	20.3	69.1	0.6	73.6	4.8	1.7	0.1	33.6
	Bloque Máxima	19.8	0.0	22.4	24.9	31.9	11.8	49.7	0.5	38.9	4.0	1.2	0.1	23.5
Junio	Bloque Mínima	12.3	0.0	14.5	10.5	6.8	8.3	30.6	0.2	31.4	2.4	0.9	0.0	16.0
	Bloque Media	27.0	0.0	36.7	28.6	35.4	19.5	66.3	0.5	70.6	4.6	1.6	0.1	32.2
	Bloque Máxima	19.0	0.0	21.6	24.0	30.8	11.3	47.8	0.4	37.4	3.9	1.1	0.1	22.7
Julio	Bloque Mínima	12.2	0.0	14.3	10.5	6.8	8.3	30.3	0.2	31.1	2.4	0.8	0.0	15.8
	Bloque Media	27.7	0.0	37.7	29.8	37.1	20.0	68.1	0.6	72.4	4.8	1.7	0.1	33.1
	Bloque Máxima	19.2	0.0	21.8	24.7	31.9	11.4	48.3	0.5	37.8	4.0	1.2	0.1	22.9
Agosto	Bloque Mínima	12.8	0.0	15.0	10.9	7.1	8.6	31.6	0.2	32.4	2.5	0.9	0.0	16.5
	Bloque Media	28.0	0.0	38.0	29.6	36.5	20.2	68.7	0.5	73.2	4.7	1.7	0.1	33.4
	Bloque Máxima	19.7	0.0	22.3	24.8	31.9	11.7	49.4	0.5	38.6	4.0	1.2	0.1	23.4
Septiembre	Bloque Mínima	12.9	0.0	15.2	10.9	7.1	8.7	32.0	0.2	32.9	2.5	0.9	0.0	16.7
	Bloque Media	27.3	0.0	37.1	28.4	34.9	19.7	67.1	0.5	71.4	4.5	1.7	0.1	32.6
	Bloque Máxima	19.4	0.0	22.0	24.1	30.8	11.5	48.7	0.4	38.1	3.9	1.2	0.1	23.0
Octubre	Bloque Mínima	13.2	0.0	15.5	11.0	7.1	8.9	32.7	0.2	33.5	2.5	0.9	0.0	17.1
	Bloque Media	28.8	0.0	39.1	29.8	36.5	20.8	70.6	0.5	75.2	4.7	1.7	0.1	34.3
	Bloque Máxima	20.4	0.0	23.2	25.0	31.9	12.1	51.3	0.5	40.2	4.0	1.2	0.1	24.2
Noviembre	Bloque Mínima	12.8	0.0	15.1	10.6	6.8	8.7	31.8	0.2	32.6	2.4	0.9	0.0	16.6
	Bloque Media	28.3	0.0	38.6	29.0	35.4	20.5	69.6	0.5	74.1	4.6	1.7	0.1	33.8
	Bloque Máxima	20.3	0.0	23.1	24.4	30.8	12.1	51.1	0.4	40.0	3.9	1.2	0.1	24.1
Diciembre	Bloque Mínima	13.0	0.0	15.2	10.6	6.8	8.8	32.1	0.2	33.0	2.4	0.9	0.0	16.8
	Bloque Media	29.6	0.0	40.3	30.3	37.1	21.4	72.8	0.6	77.5	4.8	1.8	0.1	35.3
	Bloque Máxima	21.2	0.0	24.1	25.3	31.9	12.7	53.4	0.5	41.8	4.0	1.3	0.1	25.2

**Demanda en el escenario pesimista**

MESES	BLOQUES DE DEMANDA	DEMANDA EN BARRAS DEL SEIN (GWh)													
		VENTANILLA220	VIZCARRA220	YUNCAN138	ZAPALLAL220	AGUAYTIA138	PUCALLPA138	YUNCAN220	HUALLANCA138	CHIMBOTE138	PUCALLPA60	ZORRITOS220	ABANCAY138	ARICOTA138	
Noviembre	Bloque Mínima	3.5	9.6	0.0	0.6	0.0	0.0	0.1	3.8	9.2	3.0	2.5	0.3	0.0	
	Bloque Media	8.4	25.3	0.0	1.7	0.0	0.0	0.3	8.1	31.1	6.7	5.0	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.0	21.1	0.0	1.4	0.0	0.0	0.2	6.4	24.5	3.1	4.0	0.1	0.0	
Diciembre	Bloque Mínima	3.7	10.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.1	4.0	9.7	3.2	2.6	0.4	0.0	
	Bloque Media	8.7	26.1	0.0	1.8	0.0	0.0	0.3	8.4	32.3	6.9	5.2	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.3	21.8	0.0	1.5	0.0	0.0	0.2	6.7	25.8	3.2	4.1	0.1	0.0	
Enero	Bloque Mínima	3.7	10.4	0.0	0.7	0.0	0.0	0.2	4.1	9.9	3.3	2.7	0.4	0.0	
	Bloque Media	8.7	25.7	0.0	1.7	0.0	0.0	0.3	8.3	32.1	6.8	5.1	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.1	21.8	0.0	1.5	0.0	0.0	0.2	6.6	25.2	3.2	4.1	0.1	0.0	
Febrero	Bloque Mínima	3.5	9.6	0.0	0.6	0.0	0.0	0.1	3.8	9.5	3.0	2.5	0.4	0.0	
	Bloque Media	8.0	23.0	0.0	1.6	0.0	0.0	0.3	7.7	30.1	6.1	4.6	0.1	0.0	
	Bloque Máxima	5.7	19.7	0.0	1.3	0.0	0.0	0.2	6.1	23.7	2.9	3.7	0.1	0.0	
Marzo	Bloque Mínima	3.9	10.4	0.0	0.7	0.0	0.0	0.2	4.2	10.5	3.3	2.7	0.4	0.0	
	Bloque Media	8.9	25.7	0.0	1.7	0.0	0.0	0.3	8.5	33.2	6.8	5.1	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.4	21.8	0.0	1.5	0.0	0.0	0.2	6.8	26.4	3.2	4.1	0.1	0.0	
Abril	Bloque Mínima	3.6	9.6	0.0	0.6	0.0	0.0	0.1	3.9	9.5	3.0	2.5	0.4	0.0	
	Bloque Media	8.7	25.3	0.0	1.7	0.0	0.0	0.3	8.3	32.4	6.7	5.0	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.1	21.1	0.0	1.4	0.0	0.0	0.2	6.5	25.2	3.1	4.0	0.1	0.0	
Mayo	Bloque Mínima	3.7	10.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.1	4.0	10.0	3.2	2.6	0.4	0.0	
	Bloque Media	8.8	26.1	0.0	1.8	0.0	0.0	0.3	8.5	32.9	6.9	5.2	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.3	21.8	0.0	1.5	0.0	0.0	0.2	6.7	25.9	3.2	4.1	0.1	0.0	
Junio	Bloque Mínima	3.7	10.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.1	4.0	10.0	3.2	2.6	0.4	0.0	
	Bloque Media	8.5	24.9	0.0	1.7	0.0	0.0	0.3	8.2	31.5	6.6	5.0	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.0	21.1	0.0	1.4	0.0	0.0	0.2	6.5	24.9	3.1	4.0	0.1	0.0	
Julio	Bloque Mínima	3.7	10.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.1	4.0	9.9	3.2	2.6	0.4	0.0	
	Bloque Media	8.7	26.1	0.0	1.8	0.0	0.0	0.3	8.4	32.4	6.9	5.2	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.1	21.8	0.0	1.5	0.0	0.0	0.2	6.6	25.1	3.2	4.1	0.1	0.0	
Agosto	Bloque Mínima	3.9	10.4	0.0	0.7	0.0	0.0	0.2	4.2	10.3	3.3	2.7	0.4	0.0	
	Bloque Media	8.8	25.7	0.0	1.7	0.0	0.0	0.3	8.4	32.7	6.8	5.1	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.2	21.8	0.0	1.5	0.0	0.0	0.2	6.7	25.7	3.2	4.1	0.1	0.0	
Septiembre	Bloque Mínima	3.9	10.4	0.0	0.7	0.0	0.0	0.2	4.2	10.4	3.3	2.7	0.4	0.0	
	Bloque Media	8.5	24.5	0.0	1.7	0.0	0.0	0.3	8.2	31.9	6.5	4.9	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.1	21.1	0.0	1.4	0.0	0.0	0.2	6.6	25.4	3.1	4.0	0.1	0.0	
Octubre	Bloque Mínima	4.0	10.4	0.0	0.7	0.0	0.0	0.2	4.3	10.6	3.3	2.7	0.4	0.0	
	Bloque Media	9.0	25.7	0.0	1.7	0.0	0.0	0.3	8.6	33.6	6.8	5.1	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.4	21.8	0.0	1.5	0.0	0.0	0.2	6.9	26.7	3.2	4.1	0.1	0.0	
Noviembre	Bloque Mínima	3.9	10.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.1	4.2	10.4	3.2	2.6	0.4	0.0	
	Bloque Media	8.8	24.9	0.0	1.7	0.0	0.0	0.3	8.4	33.1	6.6	5.0	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.4	21.1	0.0	1.4	0.0	0.0	0.2	6.8	26.6	3.1	4.0	0.1	0.0	
Diciembre	Bloque Mínima	3.9	10.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.1	4.2	10.5	3.2	2.6	0.4	0.0	
	Bloque Media	9.2	26.1	0.0	1.8	0.0	0.0	0.3	8.8	34.6	6.9	5.2	0.2	0.0	
	Bloque Máxima	6.6	21.8	0.0	1.5	0.0	0.0	0.2	7.1	27.8	3.2	4.2	0.1	0.0	

Demanda en el escenario pesimista

MESES	BLOQUES DE DEMANDA	DEMANDA EN BARRAS DEL SEIN (GWh)												
		ARICOTA66	AYAVIRI138	AZANGARO138	BOTIFLACA138	C. ILO138	CACHIMAYO138	CALLALI138	CERROVERD138	COMBAPATA138	DOLORESPA138	JULIACA138	MACCHUPIC138	MOLLENDO138
Noviembre	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.1	10.8	1.6	2.3	3.6	5.0	0.4	4.3	2.2	0.6	0.8
	Bloque Media	0.1	0.2	5.7	25.9	2.8	9.7	7.9	12.8	0.5	8.2	4.2	0.9	1.3
	Bloque Máxima	0.1	0.2	4.4	22.2	2.2	7.9	6.5	11.3	0.3	4.5	3.0	0.7	1.2
Diciembre	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.2	11.3	1.7	2.4	3.8	5.2	0.4	4.5	2.4	0.6	0.8
	Bloque Media	0.1	0.2	5.8	26.7	2.9	10.0	8.1	13.2	0.5	8.5	4.4	1.0	1.3
	Bloque Máxima	0.1	0.2	4.6	23.0	2.3	8.1	6.8	11.7	0.4	4.7	3.2	0.7	1.2
Enero	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.3	11.7	1.7	2.5	3.9	5.4	0.4	4.6	2.4	0.6	0.9
	Bloque Media	0.1	0.2	5.8	26.3	2.9	9.9	8.0	13.0	0.5	8.5	4.4	1.0	1.3
	Bloque Máxima	0.1	0.2	4.6	23.0	2.2	8.1	6.7	11.7	0.4	4.6	3.1	0.7	1.2
Febrero	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.1	10.8	1.6	2.3	3.7	5.0	0.4	4.4	2.3	0.6	0.8
	Bloque Media	0.1	0.2	5.2	23.6	2.7	8.9	7.2	11.7	0.5	7.9	4.1	0.9	1.2
	Bloque Máxima	0.1	0.2	4.2	20.8	2.1	7.4	6.1	10.6	0.3	4.3	2.9	0.7	1.1
Marzo	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.4	11.8	1.8	2.6	4.0	5.4	0.4	4.9	2.5	0.7	0.9
	Bloque Media	0.1	0.2	5.8	26.4	3.0	9.9	8.1	13.0	0.5	8.7	4.5	1.0	1.4
	Bloque Máxima	0.1	0.2	4.6	23.1	2.3	8.2	6.8	11.7	0.4	4.8	3.3	0.8	1.2
Abril	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.1	10.8	1.6	2.3	3.7	5.0	0.4	4.4	2.3	0.6	0.8
	Bloque Media	0.1	0.2	5.7	25.9	2.9	9.8	7.9	12.9	0.5	8.5	4.4	1.0	1.3
	Bloque Máxima	0.1	0.2	4.5	22.3	2.2	7.9	6.5	11.3	0.4	4.6	3.1	0.7	1.2
Mayo	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.3	11.3	1.7	2.4	3.8	5.2	0.4	4.6	2.4	0.6	0.9
	Bloque Media	0.1	0.2	5.9	26.7	3.0	10.0	8.2	13.2	0.5	8.7	4.5	1.0	1.4
	Bloque Máxima	0.1	0.2	4.6	23.0	2.3	8.2	6.8	11.7	0.4	4.7	3.2	0.7	1.2
Junio	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.3	11.3	1.7	2.4	3.8	5.2	0.4	4.6	2.4	0.6	0.9
	Bloque Media	0.1	0.2	5.6	25.5	2.8	9.6	7.8	12.7	0.5	8.3	4.3	1.0	1.3
	Bloque Máxima	0.1	0.2	4.5	22.3	2.2	7.9	6.5	11.3	0.4	4.6	3.1	0.7	1.2
Julio	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.3	11.3	1.7	2.4	3.8	5.2	0.4	4.6	2.4	0.6	0.8
	Bloque Media	0.1	0.2	5.9	26.7	2.9	10.0	8.1	13.2	0.5	8.5	4.4	1.0	1.3
	Bloque Máxima	0.1	0.2	4.6	23.0	2.2	8.1	6.7	11.7	0.4	4.6	3.1	0.7	1.2
Agosto	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.4	11.7	1.8	2.5	4.0	5.4	0.4	4.8	2.5	0.6	0.9
	Bloque Media	0.1	0.2	5.8	26.3	3.0	9.9	8.1	13.0	0.5	8.6	4.4	1.0	1.4
	Bloque Máxima	0.1	0.2	4.6	23.0	2.3	8.1	6.8	11.7	0.4	4.7	3.2	0.7	1.2
Septiembre	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.4	11.8	1.8	2.6	4.0	5.4	0.4	4.9	2.5	0.7	0.9
	Bloque Media	0.1	0.2	5.6	25.2	2.9	9.5	7.7	12.5	0.5	8.4	4.3	1.0	1.3
	Bloque Máxima	0.1	0.2	4.5	22.3	2.2	7.9	6.6	11.3	0.4	4.6	3.1	0.7	1.2
Octubre	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.4	11.8	1.8	2.6	4.0	5.4	0.4	5.0	2.6	0.7	0.9
	Bloque Media	0.1	0.2	5.9	26.4	3.0	9.9	8.1	13.0	0.5	8.8	4.6	1.0	1.4
	Bloque Máxima	0.1	0.2	4.6	23.1	2.3	8.2	6.8	11.7	0.4	4.9	3.3	0.8	1.3
Noviembre	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.3	11.3	1.8	2.5	3.9	5.2	0.4	4.8	2.5	0.6	0.9
	Bloque Media	0.1	0.2	5.7	25.6	3.0	9.7	7.9	12.7	0.5	8.7	4.5	1.0	1.4
	Bloque Máxima	0.1	0.2	4.5	22.4	2.3	8.0	6.6	11.3	0.4	4.9	3.3	0.8	1.3
Diciembre	Bloque Mínima	0.1	0.2	3.4	11.4	1.8	2.5	3.9	5.2	0.4	4.9	2.5	0.7	0.9
	Bloque Media	0.1	0.2	6.0	26.8	3.1	10.1	8.2	13.2	0.5	9.1	4.7	1.1	1.4
	Bloque Máxima	0.2	0.2	4.7	23.2	2.4	8.2	6.8	11.7	0.4	5.1	3.4	0.8	1.3

Demanda en el escenario pesimista



MESES	BLOQUES DE DEMANDA	DEMANDA EN BARRAS DEL SEIN (GWh)												
		MOQUEGUA138	MOQUEGUA220	PUNO138	PUNO220	QUENCORO138	SANTUARI138	SOCABAYA138	SOCABAYA220	SPCC138	TACNA220	TACNA66	TINTAYA138	TOMASIRI66
Noviembre	Bloque Mínima	0.0	0.4	1.7	0.0	0.9	0.1	13.3	11.6	4.9	0.0	2.4	3.9	0.1
	Bloque Media	0.0	0.7	2.4	0.0	1.8	0.1	29.3	30.0	12.8	0.0	6.9	12.9	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.7	1.7	0.0	1.7	0.0	20.5	26.3	10.2	0.0	4.8	10.4	0.1
Diciembre	Bloque Mínima	0.0	0.4	1.8	0.0	0.9	0.1	14.1	12.0	5.1	0.0	2.5	4.1	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.5	0.0	1.8	0.1	30.4	30.9	13.2	0.0	7.1	13.3	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.7	1.8	0.0	1.8	0.0	21.4	27.2	10.6	0.0	5.0	10.7	0.2
Enero	Bloque Mínima	0.0	0.4	1.8	0.0	1.0	0.1	14.4	12.5	5.3	0.0	2.6	4.2	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.5	0.0	1.8	0.1	30.2	30.4	13.0	0.0	7.1	13.1	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.7	1.8	0.0	1.8	0.0	21.1	27.2	10.5	0.0	4.9	10.7	0.1
Febrero	Bloque Mínima	0.0	0.4	1.7	0.0	0.9	0.1	13.7	11.6	4.9	0.0	2.4	3.9	0.1
	Bloque Media	0.0	0.7	2.4	0.0	1.7	0.1	28.1	27.3	11.7	0.0	6.6	11.7	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.7	1.7	0.0	1.7	0.0	19.7	24.6	9.5	0.0	4.6	9.7	0.1
Marzo	Bloque Mínima	0.0	0.4	1.9	0.0	1.0	0.1	15.2	12.5	5.3	0.0	2.7	4.2	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.6	0.0	1.9	0.1	31.1	30.4	13.0	0.0	7.3	13.1	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.7	1.9	0.0	1.9	0.0	21.9	27.3	10.6	0.0	5.1	10.7	0.2
Abril	Bloque Mínima	0.0	0.4	1.8	0.0	0.9	0.1	13.8	11.6	4.9	0.0	2.5	3.9	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.5	0.0	1.8	0.1	30.3	30.0	12.8	0.0	7.1	12.9	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.7	1.8	0.0	1.8	0.0	20.9	26.4	10.2	0.0	4.9	10.4	0.1
Mayo	Bloque Mínima	0.0	0.4	1.8	0.0	1.0	0.1	14.4	12.1	5.1	0.0	2.6	4.1	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.6	0.0	1.9	0.1	30.8	30.9	13.2	0.0	7.2	13.3	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.7	1.8	0.0	1.8	0.0	21.5	27.2	10.6	0.0	5.0	10.7	0.2
Junio	Bloque Mínima	0.0	0.4	1.8	0.0	1.0	0.1	14.4	12.1	5.1	0.0	2.6	4.1	0.1
	Bloque Media	0.0	0.7	2.5	0.0	1.8	0.1	29.6	29.5	12.6	0.0	7.0	12.7	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.7	1.8	0.0	1.8	0.0	20.7	26.4	10.2	0.0	4.8	10.4	0.1
Julio	Bloque Mínima	0.0	0.4	1.8	0.0	1.0	0.1	14.3	12.1	5.1	0.0	2.5	4.1	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.5	0.0	1.8	0.1	30.4	30.9	13.2	0.0	7.1	13.3	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.7	1.8	0.0	1.8	0.0	21.0	27.2	10.5	0.0	4.9	10.7	0.1
Agosto	Bloque Mínima	0.0	0.4	1.9	0.0	1.0	0.1	14.9	12.5	5.3	0.0	2.7	4.2	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.6	0.0	1.9	0.1	30.6	30.4	13.0	0.0	7.2	13.1	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.7	1.8	0.0	1.8	0.0	21.4	27.2	10.6	0.0	5.0	10.7	0.2
Septiembre	Bloque Mínima	0.0	0.4	1.9	0.0	1.0	0.1	15.1	12.5	5.3	0.0	2.7	4.2	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.5	0.0	1.8	0.1	29.8	29.1	12.5	0.0	7.0	12.5	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.7	1.8	0.0	1.8	0.0	21.0	26.4	10.2	0.0	4.9	10.4	0.1
Octubre	Bloque Mínima	0.0	0.4	2.0	0.0	1.0	0.1	15.4	12.5	5.3	0.0	2.7	4.2	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.6	0.0	1.9	0.1	31.4	30.4	13.0	0.0	7.4	13.1	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.7	1.9	0.0	1.9	0.0	22.1	27.3	10.6	0.0	5.2	10.7	0.2
Noviembre	Bloque Mínima	0.0	0.4	1.9	0.0	1.0	0.1	15.0	12.1	5.1	0.0	2.7	4.1	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.6	0.0	1.9	0.1	30.9	29.5	12.7	0.0	7.3	12.7	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.7	1.9	0.0	1.9	0.0	21.9	26.4	10.2	0.0	5.2	10.4	0.2
Diciembre	Bloque Mínima	0.0	0.4	1.9	0.0	1.0	0.1	15.1	12.1	5.1	0.0	2.7	4.1	0.1
	Bloque Media	0.0	0.8	2.7	0.0	2.0	0.1	32.3	30.9	13.2	0.0	7.6	13.3	0.2
	Bloque Máxima	0.0	0.8	2.0	0.0	2.0	0.0	22.9	27.3	10.6	0.0	5.4	10.8	0.2

**Demanda en el escenario pesimista**

MESES	BLOQUES DE DEMANDA	DEMANDA EN BARRAS DEL SEIN (GWh)												
		TOQUEPALA138	TOQUAETS138	REPARTIC138	ILO2 220	COTARUSE220	CONDORCOC44	CONDORCC138	CHILCA220	CANTERA220	SEPANU 138	SEPAEX 138	ZARUMILLA220	MACHUPICC220
Noviembre	Bloque Mínima	10.3	0.0	0.9	0.0	0.0	1.6	0.0	0.0	1.8	0.0	2.5	0.0	0.0
	Bloque Media	26.4	0.0	1.5	0.0	0.0	2.8	0.0	0.0	3.9	0.0	11.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	22.5	0.0	1.2	0.0	0.0	2.1	0.0	0.0	2.9	0.0	9.7	0.0	0.0
Diciembre	Bloque Mínima	10.7	0.0	1.0	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	1.9	0.0	2.6	0.0	0.0
	Bloque Media	27.2	0.0	1.5	0.0	0.0	2.9	0.0	0.0	4.1	0.0	11.3	0.0	0.0
	Bloque Máxima	23.2	0.0	1.3	0.0	0.0	2.2	0.0	0.0	3.1	0.0	10.0	0.0	0.0
Enero	Bloque Mínima	11.1	0.0	1.0	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	1.9	0.0	2.7	0.0	0.0
	Bloque Media	26.8	0.0	1.5	0.0	0.0	2.9	0.0	0.0	4.1	0.0	11.1	0.0	0.0
	Bloque Máxima	23.2	0.0	1.3	0.0	0.0	2.2	0.0	0.0	3.0	0.0	10.0	0.0	0.0
Febrero	Bloque Mínima	10.3	0.0	0.9	0.0	0.0	1.6	0.0	0.0	1.8	0.0	2.5	0.0	0.0
	Bloque Media	24.0	0.0	1.4	0.0	0.0	2.7	0.0	0.0	3.8	0.0	10.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	21.0	0.0	1.2	0.0	0.0	2.0	0.0	0.0	2.8	0.0	9.0	0.0	0.0
Marzo	Bloque Mínima	11.1	0.0	1.0	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0	2.0	0.0	2.7	0.0	0.0
	Bloque Media	26.8	0.0	1.5	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0	4.2	0.0	11.1	0.0	0.0
	Bloque Máxima	23.3	0.0	1.3	0.0	0.0	2.3	0.0	0.0	3.1	0.0	10.0	0.0	0.0
Abril	Bloque Mínima	10.3	0.0	0.9	0.0	0.0	1.6	0.0	0.0	1.9	0.0	2.5	0.0	0.0
	Bloque Media	26.4	0.0	1.5	0.0	0.0	2.9	0.0	0.0	4.1	0.0	11.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	22.5	0.0	1.2	0.0	0.0	2.2	0.0	0.0	3.0	0.0	9.7	0.0	0.0
Mayo	Bloque Mínima	10.7	0.0	1.0	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	1.9	0.0	2.6	0.0	0.0
	Bloque Media	27.2	0.0	1.5	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0	4.2	0.0	11.3	0.0	0.0
	Bloque Máxima	23.2	0.0	1.3	0.0	0.0	2.2	0.0	0.0	3.1	0.0	10.0	0.0	0.0
Junio	Bloque Mínima	10.7	0.0	1.0	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	1.9	0.0	2.6	0.0	0.0
	Bloque Media	26.0	0.0	1.5	0.0	0.0	2.9	0.0	0.0	4.0	0.0	10.8	0.0	0.0
	Bloque Máxima	22.5	0.0	1.2	0.0	0.0	2.2	0.0	0.0	3.0	0.0	9.7	0.0	0.0
Julio	Bloque Mínima	10.7	0.0	1.0	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	1.9	0.0	2.6	0.0	0.0
	Bloque Media	27.2	0.0	1.5	0.0	0.0	2.9	0.0	0.0	4.1	0.0	11.3	0.0	0.0
	Bloque Máxima	23.2	0.0	1.3	0.0	0.0	2.2	0.0	0.0	3.0	0.0	10.0	0.0	0.0
Agosto	Bloque Mínima	11.1	0.0	1.0	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	2.0	0.0	2.7	0.0	0.0
	Bloque Media	26.8	0.0	1.5	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0	4.1	0.0	11.1	0.0	0.0
	Bloque Máxima	23.2	0.0	1.3	0.0	0.0	2.2	0.0	0.0	3.1	0.0	10.0	0.0	0.0
Septiembre	Bloque Mínima	11.1	0.0	1.0	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0	2.0	0.0	2.7	0.0	0.0
	Bloque Media	25.6	0.0	1.4	0.0	0.0	2.9	0.0	0.0	4.0	0.0	10.7	0.0	0.0
	Bloque Máxima	22.5	0.0	1.2	0.0	0.0	2.2	0.0	0.0	3.0	0.0	9.7	0.0	0.0
Octubre	Bloque Mínima	11.2	0.0	1.0	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0	2.1	0.0	2.7	0.0	0.0
	Bloque Media	26.8	0.0	1.5	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0	4.3	0.0	11.1	0.0	0.0
	Bloque Máxima	23.3	0.0	1.3	0.0	0.0	2.3	0.0	0.0	3.2	0.0	10.0	0.0	0.0
Noviembre	Bloque Mínima	10.7	0.0	1.0	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	2.0	0.0	2.6	0.0	0.0
	Bloque Media	26.0	0.0	1.5	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0	4.2	0.0	10.8	0.0	0.0
	Bloque Máxima	22.6	0.0	1.2	0.0	0.0	2.3	0.0	0.0	3.2	0.0	9.7	0.0	0.0
Diciembre	Bloque Mínima	10.7	0.0	1.0	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	2.0	0.0	2.6	0.0	0.0
	Bloque Media	27.2	0.0	1.5	0.0	0.0	3.1	0.0	0.0	4.4	0.0	11.3	0.0	0.0
	Bloque Máxima	23.3	0.0	1.3	0.0	0.0	2.4	0.0	0.0	3.3	0.0	10.0	0.0	0.0

Demanda en el escenario pesimista

MESES	BLOQUES DE DEMANDA	DEMANDA EN BARRAS DEL SEIN (GWh)												
		DESIERTO220	CERROCORO220	CAJAMARCA220	CONOCOCHA220	HUALLANCA220	CHILCA500	ZAPALLAL500	MANTARO500	MONTALVO500	CHILCANUE220	PLANICIE220	CARAVELI500	INDUSTRIALES
Noviembre	Bloque Mínima	1.0	2.5	7.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Media	3.2	7.0	20.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	2.6	5.9	16.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Diciembre	Bloque Mínima	1.1	2.6	8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Media	3.3	7.2	20.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	2.7	6.1	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Enero	Bloque Mínima	1.1	2.7	8.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Media	3.2	7.1	20.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	2.7	6.1	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Febrero	Bloque Mínima	1.0	2.5	7.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Media	2.9	6.3	18.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	2.4	5.5	15.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Marzo	Bloque Mínima	1.1	2.7	8.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Media	3.2	7.1	20.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	2.7	6.1	17.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Abril	Bloque Mínima	1.0	2.5	7.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Media	3.2	7.0	20.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	2.6	5.9	16.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mayo	Bloque Mínima	1.1	2.6	8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Media	3.3	7.2	20.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	2.7	6.1	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Junio	Bloque Mínima	1.1	2.6	8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Media	3.1	6.9	19.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	2.6	5.9	16.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Julio	Bloque Mínima	1.1	2.6	8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Media	3.3	7.2	20.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	2.7	6.1	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Agosto	Bloque Mínima	1.1	2.7	8.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Media	3.2	7.1	20.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	2.7	6.1	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Septiembre	Bloque Mínima	1.1	2.7	8.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Media	3.1	6.8	19.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	2.6	5.9	16.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Octubre	Bloque Mínima	1.1	2.7	8.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Media	3.2	7.1	20.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	2.7	6.1	17.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Noviembre	Bloque Mínima	1.1	2.6	8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Media	3.1	6.9	20.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	2.6	5.9	16.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Diciembre	Bloque Mínima	1.1	2.6	8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Media	3.3	7.2	20.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloque Máxima	2.7	6.1	17.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

**Demanda en el escenario pesimista**

## **Anexo B: rechazos de carga y ENS**

Numero de etapas	Porcentaje de rechazo de carga											
	Actual	280 MW	290 MW	300 MW	310 MW	320 MW	330 MW	340 MW	350 MW	360 MW	370 MW	380 MW
1	4.5%	4.5%	6.3%	7.0%	8.5%	11.5%	12.0%	14.3%	--	--	--	--
2	6.5%	6.5%	6.5%	7.0%	7.7%	7.5%	9.0%	9.0%	--	--	--	--
3	3.5%	3.5%	3.5%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	--	--	--	--
4	9.0%	9.0%	9.0%	9.0%	9.0%	9.0%	9.0%	9.0%	--	--	--	--
5	9.0%	9.0%	9.0%	9.0%	9.0%	9.0%	9.0%	9.0%	--	--	--	--

**Etapas y porcentajes de rechazo de carga en el área Sur**

Flujo de potencia (MW)	Energía no suministrada (MWh)
280	262.2
290	272.4
300	282.0
310	294.5
320	310.4
330	321.8
340	334.8
350	830.5
360	830.5
370	830.5
380	830.5

**Magnitud de la Energía No Suministrada**

**Anexo C: proyectos de equipamientos,  
despachos del SEIN y costos de las unidades  
térmicas**

Ingreso	Proyectos de generación	Potencia (MW)
Nov-08	Traslado y conversión a gas natural las unidades turbo gases de la CT Mollendo	73
Nov-08	Traslado y conversión a gas natural las unidades turbo gases de la CT Calana	26
Jun -09	CH Poechos II	10
Jul-09	CT Kallpa TG2	176

**Proyectos de generación en el SEIN**

Ingreso	Proyectos y refuerzos de transmisión	Características
2008	SE Santa Rosa (Luz del Sur)	Cambio de transformadores de Situación final: 180 + 120 MVA
2008	SE Chavarría	Cambio de transformadores de Situación final: 2x180 + 85 MVA
2008	SE Santa Rosa (Edelnor)	Cambio de transformadores de Situación final: 2x120 MVA
2008	SE Santa Rosa (Edelnor)	Nuevos bancos de capacitores de 2x20 MVAR, 60 kV
2008	SE Chavarría	Nuevos bancos de capacitores de 2x20 MVAR, 60 kV
Avenida 2009	SE Juliaca	Transformador adicional 50/50/30 MVA, 138/22.9/10 kV
Avenida 2009	SE Marcona	Transformador adicional 75/75/30 MVA, 220/62.3/10.3 kV
Avenida 2009	SE Ica	Transformador adicional 50/50/30 MVA, 210/62.3/10.3 kV
Avenida 2009	Línea Puno – Tucari	Nueva línea para alimentar carga de 2.6 MW 60 kV, 92 km
Avenida 2009	Línea San Gabán – Mazuco – Puerto Maldonado	Nueva línea para integrar sistema aislado de 8 MW 145 kV, 225 km
Avenida 2009	SE Barsi	Cambio de transformadores de Situación final: 2.x85 + 180 MVA

Avenida 2009	SE Chillón	Cambio de transformadores	Situación final: 2.x120 MVA
Estiaje 2009	Línea Tocache – Juanjui - Bellavista	Nueva línea para integrar sistema aislado de 33 MW	138 kV, 148 km

**Proyectos y refuerzos de transmisión en el 2008 y 2009**

Ingreso	Cliente	Demanda
Avenida 2009	Aceros Arequipa	120 MW en HFP 20 MW en HP
Estiaje 2009	Quimpac (Oquendo)	50 MW en HFP 23 MW en HP
Estiaje 2009	Refinería de Cajamarquilla	188 MW en HFP 70 MW en HP

HFP: Hora fuera de punta  
HP: Hora punta

**Ampliaciones de carga de usuarios libres 2008-2009**



Generación máxima demanda - avenida					
Central	Potencia (MW)	Central	Potencia (MW)	Central	Potencia (MW)
Aguaytia G1	87.6	Curumuy G2	5.0	Pariac 3N	0.7
Aguaytia G2	85.9	Chilca G1	174.0	Pariac 41	1.3
Aricota 1 G1	10.4	Chilca G2	174.0	Pariac 42	1.3
Aricota 1 G2	10.4	Gallito Ciego G1	19.0	Pariac G1	0.1
Aricota 2 G1	10.4	Gallito Ciego G2	19.0	Pariac G2	0.2
Cañón del Pato G1	42.0	Huanchor G1	9.0	Piura G1	5.0
Cañón del Pato G2	42.2	Huanchor G2	9.0	Piura G2	4.0
Cañón del Pato G3	43.3	Huampani G1	15.6	Piura G3	7.0
Cañón del Pato G4	41.4	Huampani G2	14.4	Poechos G1	7.8
Cañón del Pato G5	44.0	Huinco G1	47.7	Poechos G2	7.8
Cañón del Pato G6	42.1	Huinco G2	47.7	Restitución G1	70.0
Cahua G1	21.0	Huinco G3	47.7	Restitución G2	70.0
Cahua G2	21.0	Huinco G4	37.0	Restitución G3	71.0
Callahuanca G1	15.5	ILO1 TV2	22.0	San Gaban G1	57.3
Callahuanca G2	15.5	ILO1 TV3	65.0	San Gaban G2	57.3
Callahuanca G3	15.5	ILO1 TV4	65.0	San Ignacio G1	0.4
Callahuanca G4	35.0	Joya G1	4.5	San Ignacio G2	0.1
Carhuaquero G1	31.9	Joya G2	4.5	San Ignacio G3	0.1
Carhuaquero G2	31.0	Kallpa G1	177.0	San Nicolas G3	25.0
Carhuaquero G3	31.6	Machupicchu G1	29.0	Santa Rosa UT15	50.0
Carhuaquero G4	9.8	Machupicchu G2	29.0	Santa Rosa UT16	50.0
Caña Brava	5.0	Machupicchu G3	29.0	Mantaro G1	106.0
Charcani-I G1	0.8	Malacas G1	15.0	Mantaro G2	107.0
Charcani-I G2	0.8	Malacas G2	15.0	Mantaro G3	106.0
Charcani-II G1	0.2	Malacas G4	85.0	Mantaro G4	110.0
Charcani-II G2	0.2	Malpaso G1	12.0	Mantaro G5	79.0
Charcani-II G3	0.2	Malpaso G2	12.6	Mantaro G6	77.0
Charcani-III G1	1.9	Malpaso G3	11.1	Mantaro G7	80.0
Charcani-III G2	1.9	Malpaso G4	11.1	Tumbes G1	8.5
Charcani-IV G1	5.1	Matucana G1	62.5	Tumbes G2	8.5
Charcani-IV G2	5.1	Matucana G2	62.5	Ventanilla G3	101.7
Charcani-IV G3	5.1	Misapuquio G1	1.5	Ventanilla G4	153.0
Charcani-V G1	28.0	Misapuquio G2	1.5	Ventanilla TV	175.0
Charcani-V G2	28.0	Mollendo GD1	10.3	Yanango G1	40.0
Charcani-V G3	28.0	Mollendo GD2	10.3	Yarinacocha G1	6.0
Charcani-VI G1	9.0	Mollendo GD3	10.3	Yarinacocha G2	6.0
Chiclayo G1	5.0	Moyopampa G1	20.0	Yarinacocha G3	6.0
Chiclayo G2	6.0	Moyopampa G2	19.5	Yarinacocha G4	6.0
Chiclayo G3	4.0	Moyopampa G3	23.2	Yaupi G1	20.0
Chiclayo G4	4.5	Oroya G1	3.2	Yaupi G2	20.0
Chiclayo G5	4.5	Oroya G2	2.8	Yaupi G3	20.0
Chilina GD1	5.2	Oroya G3	3.0	Yaupi G4	20.0
Chilina GD2	5.2	Pachachaca G1	3.1	Yaupi G5	20.0
Chimay G1	75.0	Pachachaca G2	3.1	Yuncan G1	43.0
Chimay G2	75.0	Pachachaca G3	3.1	Yuncan G2	43.0
Curumuy G1	5.0	Pariac 3A	0.3	Yuncan G3	43.0

**Despacho de las unidades de generación del SEIN**

Generación media demanda - avenida					
Central	Potencia (MW)	Central	Potencia (MW)	Central	Potencia (MW)
Aguaytia G1	87.6	Curumuy G2	5.0	Pachachaca G2	3.1
Aguaytia G2	85.9	Chilca G1	174.0	Pachachaca G3	3.1
Aricota 1 G1	4.0	Chilca G2	174.0	Pariac 3A	0.3
Aricota 1 G2	4.0	Gallito Ciego G1	19.0	Pariac 3N	0.7
Aricota 2 G1	2.0	Gallito Ciego G2	19.0	Pariac 41	1.3
Cañón del Pato G1	42.0	Huanchor G1	9.0	Pariac 42	1.3
Cañón del Pato G2	42.2	Huanchor G2	9.0	Pariac G1	0.1
Cañón del Pato G3	43.0	Huampani G1	15.6	Pariac G2	0.2
Cañón del Pato G4	41.4	Huampani G2	14.4	Poechos G1	7.8
Cañón del Pato G5	43.2	Huinco G1	47.7	Poechos G2	7.8
Cañón del Pato G6	42.1	Huinco G2	47.7	Restitución G1	70.0
Cahua G1	21.0	Huinco G3	47.7	Restitución G2	70.0
Cahua G2	21.0	Huinco G4	35.0	Restitución G3	71.0
Callahuanca G1	15.5	ILO1 TV2	10.0	San Gaban G1	57.3
Callahuanca G2	15.5	ILO1 TV3	37.0	San Gaban G2	57.3
Callahuanca G3	15.5	ILO1 TV4	22.0	San Ignacio G1	0.4
Callahuanca G4	35.0	Joya G1	4.5	San Ignacio G2	0.1
Carhuaquero G1	31.9	Joya G2	4.5	San Ignacio G3	0.1
Carhuaquero G2	31.0	Kallpa G1	178.0	San Nicolas G3	11.0
Carhuaquero G3	31.6	Machupicchu G1	29.0	Santa Rosa UT15	50.0
Carhuaquero G4	9.8	Machupicchu G2	29.0	Santa Rosa UT16	50.0
Caña Brava	5.0	Machupicchu G3	29.0	Mantaro G1	106.0
Charcani-I G1	0.8	Malpaso G1	12.0	Mantaro G2	107.0
Charcani-I G2	0.8	Malpaso G2	12.6	Mantaro G3	106.0
Charcani-II G1	0.2	Malpaso G3	11.1	Mantaro G4	110.0
Charcani-II G2	0.2	Malpaso G4	11.1	Mantaro G5	79.0
Charcani-II G3	0.2	Matucana G1	62.5	Mantaro G6	77.0
Charcani-III G1	1.9	Matucana G2	62.5	Mantaro G7	80.0
Charcani-III G2	1.9	Misapuquio G1	1.5	Ventanilla G3	135.2
Charcani-IV G1	5.1	Misapuquio G2	1.5	Ventanilla G4	153.0
Charcani-IV G2	5.1	Mollendo GD1	10.0	Ventanilla TV	175.0
Charcani-IV G3	5.1	Mollendo GD2	10.0	Yanango G1	40.0
Charcani-V G1	28.0	Mollendo GD3	10.0	Yaupi G1	20.0
Charcani-V G2	28.0	Moyopampa G1	20.0	Yaupi G2	20.0
Charcani-V G3	28.0	Moyopampa G2	19.5	Yaupi G3	20.0
Charcani-VI G1	9.0	Moyopampa G3	23.2	Yaupi G4	20.0
Chilina GD1	5.0	Oroya G1	3.2	Yaupi G5	20.0
Chilina GD2	5.0	Oroya G2	2.8	Yuncan G1	43.0
Chimay G1	75.0	Oroya G3	3.0	Yuncan G2	43.0
Chimay G2	75.0	Pachachaca G1	3.1	Yuncan G3	43.0
Curumuy G1	5.0				

**Despacho de las unidades de generación del SEIN**

<b>Costos de la unidades termica</b>			
<b>Central</b>	<b>\$/MWh</b>	<b>Central</b>	<b>\$/MWh</b>
Aguaytia TG1	23.54	Calana 123	24.513
Aguaytia TG2	24.024	Calana 4	24.513
Malacas TG1	161.37	Ilo2-TV1	59.231
Malacas TG2	157.07	ILO1-D	158.22
Santa Rosa UTI-5	17.249	ILO1-TG1	209.03
Chiclayo	123.77	ILO1-TG2	192.75
Chimbote TG1	241.04	ILO1-TV2	109.44
Chimbote TG3	246.47	ILO1-TV3	102.83
Paíta 1	179.79	ILO1-TV4	103.41
Paíta 2	193.1	TUMBES	101.75
Piura 1	117.25	Malacas TG4	67.824
Piura 2	167.74	Shougesa Diesel	158.41
Sullana	188.39	Yarinacocha	121.9
Piura TG	167.06	Ventanilla TG3	12.849
Trujillo TG	251.37	Ventanilla TG4	12.896
Shougesa TV1	127.63	Santa Rosa TG7	188.87
Shougesa TV2	128.9	Chilca TG1	3.7593
Shougesa TV3	119.65	Kallpa TG1	4.0954
Santa Rosa UTI-6	17.153	Ventanilla CCTG3	9.0275
Chilina Diesel	102.98	Ventanilla CCTG4	9.211
Mollendo Diesel	91.42	Chilca TG2	3.7602
Chilina CC	211.13	Kallpa TG2	4.0944
Mollendo TG1	30.173	Chilca TG3	3.7592
Mollendo TG2	30.173	Santa Rosa TG8	11.93
Chilina TV2	177.1	Kallpa TG3	4.0934
Chilina TV3	161.66	Santa Rosa TG7G	12.765
Taparachi	183.63	Bellavista 1	205.63
Dolorespata 1	180.94	Bellavista 2	172.38
Dolorespata 2	182.79	Las Flores	23.642

**Costos de las unidades térmicas de generación del SEIN**