

Universidad Nacional de Ingeniería
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

**Análisis de congestiones de largo plazo para la
planificación de la transmisión**

Para obtener el título profesional de Ingeniero Electricista

Elaborado por

Adderly Huerta Valdivia

 [0009-0001-3642-0301](https://orcid.org/0009-0001-3642-0301)

Asesor

Ing. Moisés Odavio Ventosilla Zevallos

 [0009-0007-9482-7445](https://orcid.org/0009-0007-9482-7445)

LIMA – PERÚ

2023

Citar/How to cite	Huerta Valdivia [1]
Referencia/Reference	[1] A. Huerta Valdivia, " <i>Análisis de congestiones de largo plazo para la planificación de la transmisión</i> " [Trabajo de suficiencia profesional]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2023
Estilo/Style: IEEE (2020)	

Citar/How to cite	(Huerta, 2023)
Referencia/Reference	Huerta, A. (2023). <i>Análisis de congestiones de largo plazo para la planificación de la transmisión</i> . [Trabajo de suficiencia profesional, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

Dedicatoria

Dedico este trabajo a mis padres, Rodrigo y Celina; a mis tíos, Félix y Estelita; y a mi prometida, Yarima. El apoyo incondicional, amor y ejemplo constante que me brindan me inspiran a ser una mejor persona cada día.

Agradecimientos

Este trabajo es resultado de un proyecto de investigación laboral, por lo que agradezco a mis compañeros de trabajo, así como también a mis profesores el confiar en mi persona.

RESUMEN

Uno de los objetivos de la planificación de la transmisión eléctrica es identificar posibles sobrecargas en los elementos de transmisión y sugerir la construcción de nuevas infraestructuras para mitigar estos problemas. Este proceso implica el modelado a largo plazo del sistema eléctrico, que se basa en una combinación de escenarios diseñados para abordar diversas incertidumbres que pueden surgir.

En el contexto del sector eléctrico peruano, la planificación de la transmisión requiere un cuidadoso análisis de una amplia variedad de factores. Esto incluye la simulación de escenarios que abarcan incertidumbres diversas como las relacionadas con la generación de energía, pronósticos de demanda, condiciones hidrológicas y precios de combustibles. Estas simulaciones, también conocidas como análisis energéticos, son una herramienta importante en la planificación a largo plazo del sistema eléctrico. Permiten la identificación temprana y eficaz de posibles problemas, facilitando su resolución oportuna.

Por otro lado, el análisis de contingencias es una técnica esencial en la operación y planificación de todo sistema eléctrico, ya que permite la identificación y simulación de posibles fallos para idear planes de mitigación o prevención. En particular, en el ámbito de la planificación de transmisión eléctrica, esta técnica evalúa el impacto de fallos potenciales a largo plazo, mediante la simulación de estas posibles condiciones en el sistema.

Este trabajo busca mejorar la metodología de análisis energéticos empleada en la elaboración del Plan de Transmisión, particularmente en la identificación de las principales congestiones. Para ello, se plantea la inclusión de escenarios de contingencias y una adaptación del software MODPLAN, actualmente usado para dichos análisis.

Palabras clave — Congestiones, contingencias, análisis energéticos, escenarios de simulación, planificación de transmisión, largo plazo.

ABSTRACT

One of the goals of electric transmission planning is to identify potential overloads in the transmission elements and suggest the construction of new infrastructures to mitigate these issues. This process involves the long-term modeling of the electrical system, which is based on a combination of scenarios designed to address various uncertainties that may arise.

In the context of the Peruvian electric sector, transmission planning requires careful analysis of a wide variety of factors. This includes the simulation of scenarios that encompass diverse uncertainties such as those related to power generation, demand forecasts, hydrological conditions, and fuel prices. These simulations, also known as energy analyses, are an important tool in the long-term planning of the electric system. They allow for the early and effective identification of potential problems, facilitating their timely resolution.

On the other hand, contingency analysis is an essential technique in the operation and planning of any electric system since it allows for the identification and simulation of potential failures to design mitigation or prevention plans. Particularly, in the field of electric transmission planning, this technique evaluates the impact of potential long-term failures by simulating these possible conditions in the system.

This work seeks to improve the methodology of energy analyses used in the development of the Transmission Plan, particularly in the identification of the main congestions. To this end, the inclusion of contingency scenarios and an adaptation of the MODPLAN software, currently used for such analyses, is proposed.

Keywords — Congestions, contingencies, energy analyses, simulation of scenarios, transmission planning, long-term.

ÍNDICE DE CONTENIDO

RESUMEN	v
ABSTRACT	vi
Índice de Contenido	vii
Índice de Figuras	xi
Índice de Tablas.....	xiii
Notación	xv
Constantes	xv
Notación Algebraica	xv
Sintaxis Utilizada	xv
Operadores Matemáticos.....	xvi
Siglas Utilizadas	xvii
CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Antecedentes	3
1.2 Planteamiento del Problema.....	10
1.3 Premisas Utilizadas.....	12
1.4 Hipótesis.....	13
1.4.1 Hipótesis General	13
1.4.2 Hipótesis Específicas.....	13
1.5 Objetivos.....	14
1.5.1 Objetivo General	14

1.5.2	Objetivos Especificos	15
1.6	Alcances	16
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL		17
2.1	Investigación de Operaciones.....	17
2.2	Programación Lineal	19
2.2.1	Introducción.....	19
2.2.2	Desarrollo Histórico.....	20
2.2.3	Definición	21
2.2.4	Metodologías de Solución	25
2.2.5	Softwares de Optimización	26
2.2.6	Lenguajes de Optimización	27
2.3	Modelamiento de Elementos Eléctricos	28
2.3.1	Modelo de Líneas de Transmisión	30
2.3.2	Modelo de Líneas de Transmisión Mutuamente Acopladas.....	36
2.3.3	Modelo de Transformador de Potencia de 2 Devanados	41
2.3.4	Modelo de Transformador de Potencia de 3 Devanados	47
2.3.5	Modelo de Compensación Reactiva Shunt	53
2.3.6	Modelo de Compensación Reactiva Serie	56
2.3.7	Modelo de Compensación Automática Reactiva Shunt.....	59
2.3.8	Modelo de Compensación Automática Reactiva Serie.....	61
2.3.9	Modelo de Demanda Eléctrica	64
2.3.10	Modelo de Generación Eléctrica	65
CAPÍTULO III FORMULACIÓN DEL PROBLEMA		67

3.1	Despacho Hidrotérmico de Largo Plazo	67
3.2	Formulación Algebraica del Problema	68
3.2.1	Conjuntos	68
3.2.2	Parámetros	70
3.2.3	Variables	74
3.2.4	Ecuaciones	76
CAPÍTULO IV PROPUESTA DE SOLUCIÓN		88
4.1	Despacho Hidrotérmico de Largo Plazo con Contingencias	88
4.2	Tratamiento Actual de Escenarios en la Planificación de la Transmisión	89
4.3	Propuesta de Inclusión de Escenarios de Contingencia	93
CAPÍTULO V ANÁLISIS DE RESULTADOS		97
5.1	Análisis de Congestionamientos de Largo Plazo	97
5.2	Análisis de Congestionamientos de Largo Plazo Incluyendo Contingencias	107
5.3	Contrastación de la Hipótesis	121
CONCLUSIONES		125
RECOMENDACIONES		128
REFERENCIAS		129
ANEXO A		1
	Resolución de las Ecuaciones Diferenciales de una Línea de Transmisión	2
ANEXO B		6
	Parámetros Cuadripolares de una Línea de Transmisión	7
ANEXO C		9
	Parámetros Cuadripolares de una Línea de Transmisión Mutuamente Acoplada	10

ANEXO D	11
Parámetros Cuadripolares de un Transformador de 2 Devanados	12
ANEXO E	13
Parámetros Cuadripolares de un Transformador de 3 Devanados	14
ANEXO F	16
Resultados Detallados con Escenarios Tradicionales	17
Resultados Detallados con Escenarios de Contingencias	41

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 <i>Desarrollo del sistema de transmisión en la década de 1960</i>	4
Figura 2 <i>Desarrollo del sistema de transmisión en la década de 1970</i>	5
Figura 3 <i>Desarrollo del sistema de transmisión en la década de 1980</i>	6
Figura 4 <i>Desarrollo del sistema de transmisión en la década de 1990</i>	7
Figura 5 <i>Desarrollo del sistema de transmisión en la década de 2000</i>	8
Figura 6 <i>Desarrollo del sistema de transmisión en la década de 2010</i>	9
Figura 7 <i>Desarrollo del sistema de transmisión en la década del 2020</i>	11
Figura 8 <i>Modelamiento de elementos eléctricos</i>	29
Figura 9 <i>Esbozo gráfico de una línea de transmisión</i>	30
Figura 10 <i>Representación diferencial de una línea de transmisión</i>	31
Figura 11 <i>Modelo π equivalente de una línea de transmisión</i>	33
Figura 12 <i>Circuito eléctrico equivalente de una línea de transmisión mediana</i>	34
Figura 13 <i>Circuito eléctrico equivalente de una línea de transmisión corta</i>	34
Figura 14 <i>Circuito eléctrico equivalente de línea de transmisión mutuamente acoplada</i> ..	36
Figura 15 <i>Circuito equivalente DC de una línea de transmisión mutuamente acoplada</i> ...	40
Figura 16 <i>Esbozo gráfico de un transformador de 2 devanados</i>	41
Figura 17 <i>Circuito equivalente de un transformador de 2 devanados</i>	43
Figura 18 <i>Circuito τ equivalente de un transformador en por unidad</i>	43
Figura 19 <i>Circuito π equivalente de un transformador en por unidad</i>	45
Figura 20 <i>Esbozo gráfico de un transformador de 3 devanados</i>	47
Figura 21 <i>Circuito estrella equivalente de un transformador de 3 devanados</i>	49
Figura 22 <i>Circuito delta equivalente de un transformador de 3 devanados</i>	50
Figura 23 <i>Esbozo gráfico de la compensación reactiva shunt</i>	54
Figura 24 <i>Circuito equivalente de la compensación reactiva shunt</i>	55

Figura 25 Esbozo gráfico de la compensación reactiva serie	57
Figura 26 Circuito equivalente de la compensación reactiva serie	57
Figura 27 Circuito trifásico equivalente de la compensación automática reactiva shunt...60	
Figura 28 Circuito equivalente general de un compensador reactivo automático shunt ...61	
Figura 29 Circuito monofásico equivalente de compensación automática reactiva serie .62	
Figura 30 Circuito equivalente de un compensador reactivo automático serie.....62	
Figura 31 Representación gráfica de una demanda eléctrica	64
Figura 32 Representación gráfica de la generación eléctrica	65
Figura 33 Curva de Capacidad típica de un generador eléctrico	66
Figura 34 Central hidráulica con regulación estacional	80
Figura 35 Central hidráulica con regulación horaria	81
Figura 36 Embalses con regulación estacional.....82	
Figura 37 Embalses con regulación horaria.....83	
Figura 38 Nodos hidráulicos de pasada.....84	
Figura 39 Diagrama de flujo de manejo de escenarios en la planificación de transmisión92	
Figura 40 Diagrama de flujo propuesto que añade escenarios de contingencias	96
Figura 41 Áreas representativas del SEIN.....99	
Figura 42 Cargabilidad del SEIN por áreas representativas y por escenarios	121
Figura 43 Sobrecargas máximas con escenarios tradicionales al año 2034	122
Figura 44 Cargabilidad del SEIN agregando escenarios de contingencias	123
Figura 45 Sobrecargas máximas con escenarios de contingencia al año 2034.....124	

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 <i>Áreas y técnicas de la investigación de operaciones</i>	18
Tabla 2 <i>Parámetros fundamentales de una línea de transmisión</i>	31
Tabla 3 <i>Parámetros cuadripolares de una línea de transmisión</i>	33
Tabla 4 <i>Parámetros fundamentales de un transformador de potencia de 2 devanados</i> ...	42
Tabla 5 <i>Parámetros cuadripolares de un transformador de 2 devanados</i>	45
Tabla 6 <i>Parámetros fundamentales de un transformador de potencia de 3 devanados</i> ...	48
Tabla 7 <i>Parámetros cuadripolares de un transformador de 3 devanados</i>	50
Tabla 8 <i>Parámetros principales de un compensador reactivo shunt</i>	54
Tabla 9 <i>Parámetros principales de un compensador reactivo serie</i>	57
Tabla 10 <i>Parámetros principales de un compensador automático reactivo shunt</i>	60
Tabla 11 <i>Parámetros Principales de un Compensador Automático Reactivo Serie</i>	62
Tabla 12 <i>Conjuntos de escenarios en la planificación de la operación</i>	91
Tabla 13 <i>Parámetros modificados en los escenarios de planificación</i>	91
Tabla 14 <i>Conjuntos de escenarios de contingencias de transmisión</i>	94
Tabla 15 <i>Parámetros modificados en los escenarios de contingencias</i>	95
Tabla 16 <i>Cargabilidad de transmisión en el área Noroeste</i>	100
Tabla 17 <i>Cargabilidad de transmisión en el área Norte Sierra</i>	101
Tabla 18 <i>Cargabilidad de transmisión en el área Centro Oriente</i>	102
Tabla 19 <i>Cargabilidad de transmisión en el área Centro Sierra</i>	102
Tabla 20 <i>Cargabilidad de transmisión en el área Sierra Costa</i>	103
Tabla 21 <i>Cargabilidad de transmisión en el área Lima Norte</i>	103
Tabla 22 <i>Cargabilidad de transmisión en el área Lima Sur</i>	104
Tabla 23 <i>Cargabilidad de transmisión en el área Sur Medio</i>	105
Tabla 24 <i>Cargabilidad de transmisión en el área Sur Oeste</i>	106

Tabla 25 <i>Cargabilidad de transmisión en el área Sur Este</i>	106
Tabla 26 <i>Cargabilidad de transmisión en el área Noroeste con contingencias</i>	108
Tabla 27 <i>Cargabilidad de transmisión en el área Norte Medio con contingencias</i>	108
Tabla 28 <i>Cargabilidad de transmisión en el área Norte Sierra con contingencias</i>	110
Tabla 29 <i>Cargabilidad de transmisión en el área Centro Oriente con contingencias</i>	111
Tabla 30 <i>Cargabilidad de transmisión en el área Centro Sierra con contingencias</i>	112
Tabla 31 <i>Cargabilidad de transmisión en el área Sierra Costa con contingencias</i>	113
Tabla 32 <i>Cargabilidad de transmisión en el área Lima Norte con contingencias</i>	114
Tabla 33 <i>Cargabilidad de transmisión en el área Lima Sur con contingencias</i>	115
Tabla 34 <i>Cargabilidad de transmisión en el área Sur Medio con contingencias</i>	116
Tabla 35 <i>Cargabilidad de transmisión en el área Sur Oeste con contingencias</i>	117
Tabla 36 <i>Cargabilidad de transmisión en el área Sur Este con contingencias</i>	119
Tabla 37 <i>Cargabilidad de transmisión en el área Sur Sierra con contingencias</i>	120

NOTACIÓN

En lo sucesivo, se detalla la notación adoptada en este trabajo. Además, se presenta la nomenclatura asociada a las operaciones fundamentales en funciones vectoriales, junto con su representación respectiva en el álgebra de matrices, tal como se especifica en la referencia (Pipes, 1937).

Constantes

$j = \sqrt{-1}$	Unidad Imaginaria
$\pi = 3.1415 \dots$	Número Pi
$e = 2.7182 \dots$	Número Neperiano

Notación Algebraica

$A, B, \dots X, Y, Z$	Parámetros o valores fijos
$A, B, \dots X, Y, Z$	Variables o valores desconocidos
$a, b, \dots x, y, z$	Conjuntos

Sintaxis Utilizada

$A, B, \dots x, y, z$	Números reales
$\alpha, \beta, \dots, \delta, \theta, \omega$	Ángulos en radianes
$\mathcal{A}, \mathcal{B}, \dots x, y, z$	Números complejos
$\vec{a} = \vec{a}_n = \begin{bmatrix} a_1 \\ a_2 \\ \vdots \\ a_n \end{bmatrix}$	Vector de dimensión n
$\vec{A} = \vec{A}_{n \times m} = \begin{bmatrix} A_{11} & A_{12} & \dots & A_{1m} \\ A_{21} & A_{22} & \dots & A_{2m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ A_{n1} & A_{n2} & \dots & A_{nm} \end{bmatrix}$	Matriz de dimensión $n \times m$
\mathbb{R}^n	Espacio euclidiano n -dimensional
$\mathbb{D} \subseteq \mathbb{R}^n$	Dominio contenido en \mathbb{R}^n
$F(x): \mathbb{D} \subseteq \mathbb{R} \rightarrow \mathbb{R}$	Función escalar de variable real
$F(\vec{x}): \mathbb{D} \subseteq \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$	Función escalar de variable vectorial
$\vec{F}(\vec{x}): \mathbb{D} \subseteq \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^m$	Función vectorial de variable vectorial

Operadores Matemáticos

$z = ze^{j\theta} = z\angle(\theta) = x + jy$	Número complejo
$\bar{z} = ze^{-j\theta} = z\angle(-\theta) = x - jy$	Conjugada del número complejo z
$ z = z = \sqrt{x^2 + y^2}$	Módulo del número complejo z
$\arg(z) = \theta$	
$= \begin{cases} 2 \tan^{-1} \left(\frac{\sqrt{x^2 + y^2} - x}{y} \right) & \forall y \neq 0 \\ 0 & \forall x > 0 \wedge y = 0 \\ \pi & \forall x < 0 \wedge y = 0 \\ \nexists & \forall x = 0 \wedge y = 0 \end{cases}$	Argumento del número complejo z
$\vec{a}^T = [a_1 \ a_2 \ \dots \ a_n]$	Transpuesta del vector \vec{a}
$\ \vec{a}\ = \sqrt{a_1^2 + a_2^2 + \dots + a_n^2}$	Módulo del vector \vec{a}
$c = \vec{a} \circ \vec{b} = \sum_{i=1}^n a_i b_i$	Producto escalar
$\vec{c} = \vec{a} * \vec{b} \Rightarrow c_i = a_i b_i$	Producto elemento a elemento
$\vec{C}_{n \times m} = \vec{A}_{n \times p} \cdot \vec{B}_{p \times m} \Rightarrow C_{ij} = \sum_{k=1}^p A_{ik} B_{kj}$	Producto matricial
$\vec{T}_{n \times m} = \vec{A}_{n \times m}^T \Rightarrow T_{ij} = A_{ji}$	Transpuesta de la matriz $\vec{A}_{n \times m}$
$\varepsilon_{i_1, i_2, \dots, i_n} = \prod_{1 \leq q \leq p \leq n} \text{sgn}(i_p - i_q)$	Símbolo de Levi-Civita
$\ \vec{A}_{n \times n}\ = \sum_{i_1, i_2, \dots, i_n=1}^n \left(\varepsilon_{i_1, i_2, \dots, i_n} \prod_{k=1}^n A_{k i_k} \right)$	Determinante de la matriz $\vec{A}_{n \times n}$
$\vec{D}_{n \times n} = \text{adj}(\vec{A}_{n \times n}) \Rightarrow$ $D_{ij} = \frac{1}{n!} \varepsilon_{i_1, \dots, i_{n-1}, i} \varepsilon_{j_1, \dots, j_{n-1}, j} \prod_{k=1}^{n-1} A_{i_k j_k}$	Adjunta de la matriz $\vec{A}_{n \times n}$
$\vec{A}_{n \times n}^{-1} = \frac{1}{\ \vec{A}_{n \times n}\ } \text{adj}(\vec{A}_{n \times n})$	Inversa de la matriz $\vec{A}_{n \times n}$

Siglas Utilizadas

COES-SINAC:	Comité de Operaciones Económicas del Sistema Interconectado Nacional
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
DHTLP	Despacho Hidrotérmico de Largo Plazo
MODPLAN:	Modelo de Planificación (Software de DHTLP)
CT	Central Termoeléctrica
CH	Central Hidroeléctrica
CS	Central Solar
CE	Central Eólica
CB	Central Biomasa
RER	Recurso Energético Renovable
LT	Línea de Transmisión
TP	Transformador de Potencia
TCR	Thyristor Controlled Reactor Reactor Controlado por Tiristores
TSC	Thyristor Switched Capacitor Capacitor Conmutado por Tiristores
STATCOM	Static Synchronous Compensator Compensador Síncrono Estático
MCSR	Magnetically Controlled Shunt Reactors Reactor Shunt Magnéticamente Controlado
TCSR	Thyristor Controlled Series Reactors Reactor Serie Controlado por Tiristores
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor Compensador Serie Controlado por Tiristores
SSSC	Static Synchronous Series Compensator Compensador Serie Síncrono Estático

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

Los análisis de congestiones en la planificación de la transmisión tienen como finalidad identificar sobrecargas en los elementos de transmisión eléctrica, tales como líneas de transmisión o transformadores de potencia, con suficiente antelación para proponer la construcción de nuevas infraestructuras y abordar los problemas de sobrecarga detectados. Estas sobrecargas pueden originarse debido a diversas causas, como el aumento de la demanda y de la generación en áreas específicas del sistema eléctrico, así como por contingencias en el equipamiento eléctrico de transmisión debido a fallas o mantenimientos.

Para realizar estos análisis, se emplea un modelo matemático linealizado de las ecuaciones que rigen el comportamiento eléctrico en un sistema de transmisión, denominado Flujo de Carga. Este enfoque se adopta debido a la gran cantidad de ecuaciones y variables adicionales que son necesarias para simular la operación del sistema de manera económica, conocido como Despacho Económico.

Resulta esencial subrayar que el modelado del comportamiento del sistema eléctrico a largo plazo no admite el uso de enfoques determinísticos, que suelen ser aplicados en análisis de corto plazo o tiempo real. Esto se debe a la multiplicidad de incertidumbres que pueden presentarse en la evolución del sistema eléctrico de potencia. En consecuencia, durante la planificación a largo plazo, se simulan una variedad de escenarios para manejar adecuadamente estas incertidumbres, tales como:

- Nuevos proyectos de generación, que pueden ser predominantemente térmicos, hidráulicos o renovables; así como la ubicación de estos proyectos de generación.

- Proyecciones de demanda eléctrica optimistas, base o pesimistas, así como la ubicación de importantes proyectos de demanda, como los mineros.
- Diversos precios de combustibles, tales como precios bajos, medios o altos, para las distintas tecnologías de generación térmica.
- Escenarios hidrológicos secos, normales o húmedos.

La combinación de todos estos escenarios se denomina simulaciones energéticas, las cuales permiten obtener una variedad de posibilidades de operación del sistema eléctrico. Gracias a estas simulaciones, los planificadores pueden detectar qué elementos eléctricos requieren atención y obtener propuestas integrales para solucionar los problemas identificados.

De esta manera, las simulaciones energéticas proporcionan una herramienta valiosa para la planificación a largo plazo del sistema eléctrico, al permitir la identificación de posibles problemas para proponer soluciones de manera anticipada y efectiva. La implementación de las soluciones propuestas, como parte de los diversos Planes de Transmisión realizados por el COES-SINAC, ha resultado en un conjunto de "Proyectos Vinculantes". Muchos de estos proyectos se encuentran en operación, en proceso de construcción o en proceso de licitación. La inclusión de estos proyectos en las simulaciones energéticas a largo plazo ha llevado a una disminución gradual de los problemas de congestión detectados.

Adicionalmente, es importante resaltar que el sistema eléctrico peruano ha evolucionado de ser altamente radial a uno más enmallado y robusto, proporcionando un mayor margen de maniobra operativa en varias zonas del sistema. En síntesis, la planificación y ejecución de los Planes de Transmisión ha contribuido significativamente a la mejora de la confiabilidad y estabilidad del sistema eléctrico peruano. La experiencia peruana demuestra la efectividad de estos métodos en la mejora de la confiabilidad y robustez del sistema eléctrico, al tiempo que subraya la importancia de una planificación adecuada y la implementación de proyectos de transmisión estratégicos

1.1 Antecedentes

A finales de la década de 1960, el sistema eléctrico peruano estaba en una etapa temprana de desarrollo y modernización, como se puede observar en la Figura 1. En aquel entonces, existían ocho sistemas eléctricos aislados principales sin interconexión, cada uno con sus propias centrales de generación y transmisión eléctrica locales.

La generación de electricidad en el país se basaba principalmente en la quema de combustibles fósiles, como carbón y petróleo. Sin embargo, durante la década de 1960 también se construyeron varias centrales hidroeléctricas, entre las que se destacan la Central Hidroeléctrica de Huinco y la Central Hidroeléctrica de Machupichu.

A pesar de estos avances, el suministro de electricidad en el país era aún limitado y desigual en cuanto a acceso. En algunas zonas del país, especialmente en áreas rurales y remotas, no había acceso a la electricidad. Además, el sistema eléctrico peruano enfrentaba desafíos como la falta de inversión y mantenimiento adecuado, lo que provocaba frecuentes interrupciones en el suministro eléctrico.

“De acuerdo con el Plan Nacional de Electrificación y la Ley N° 14080: Ley de Fomento a la Interconexión Eléctrica, la política energética nacional proyectaba construir la primera red central de interconexión de los sistemas eléctricos regionales con el objetivo de reducir el notable déficit de energía eléctrica y permitir que la electricidad llegara a más peruanos” (Osinermin, 2016).

Con la entrada en funcionamiento de la Central Hidroeléctrica del Mantaro en 1973 y la construcción de líneas de transmisión que conectaron esta central con la costa del país, como el corredor de 220 kV Mantaro - Pomacocha - San Juan y el corredor de Mantaro - Huancavelica - Independencia, así como la interconexión de los sistemas de Ica y Marcona, surgió el Sistema Interconectado Centro, como se muestra en la Figura 2.

Figura 1

Desarrollo del sistema de transmisión en la década de 1960



Durante la década de los 70, los demás sistemas eléctricos del país tuvieron un desarrollo mínimo debido a la crisis que atravesaba el país en ese momento. Estos sistemas permanecieron aislados y enfrentaron mayores problemas de déficit de demanda eléctrica. Fue necesario un cambio de paradigma en la forma en que se administraba la industria eléctrica para fomentar el desarrollo de este sector, tanto en normativas como en el tipo de inversión, para poder solucionar los problemas mencionados y promover el desarrollo eléctrico del país.

Figura 2

Desarrollo del sistema de transmisión en la década de 1970



Durante la década de los 80, se produjo la construcción de la línea de transmisión 220 kV Paramonga - Chimbote y del corredor al norte de 220 kV Trujillo - Chiclayo - Piura. Estos proyectos permitieron la creación del sistema interconectado Centro-Norte. En ese mismo periodo, los sistemas eléctricos del sur del país, como el Sur Este y Sur Oeste, incrementaron sus alcances y desarrollos. Todo esto se puede apreciar en la Figura 3.

Figura 3

Desarrollo del sistema de transmisión en la década de 1980



Con estas nuevas conexiones y el aumento de la capacidad de generación de electricidad, se logró mejorar el suministro eléctrico en estas regiones del país. Sin embargo, aún existían zonas que carecían de acceso a la electricidad y, por ende, se necesitaban más inversiones y esfuerzos para lograr la electrificación completa del país. Con la finalidad de solucionar este problema, se implementaron medidas y políticas que fomentaron la inversión en el sector energético y, al mismo tiempo, se buscó mejorar la eficiencia y calidad del suministro eléctrico en todo el territorio nacional.

Figura 4

Desarrollo del sistema de transmisión en la década de 1990



En el año 1997, se dio un importante avance en la interconexión eléctrica del país con la construcción de la línea de transmisión de 138 kV Socabaya - Tintaya, la cual permitió la conexión de los sistemas eléctricos del Sur Este y Sur Oeste. De esta manera, se crearon dos grandes sistemas eléctricos: el Centro - Norte y el Sur, cada uno con su propio operador de sistema eléctrico: COES-SICN y COES-SUR, respectivamente. La Figura 4 muestra esta configuración del sistema eléctrico peruano. Esta interconexión permitió un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles en la zona sur del país y mejoró significativamente el suministro eléctrico en las zonas interconectadas.

Finalmente, con la incorporación de la línea de transmisión de 220 kV Mantaro - Cotaruse - Socabaya en el año 2000, se estableció el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, tal como se muestra en la Figura 5. Esta interconexión de los sistemas eléctricos regionales requirió que los operadores de los sistemas eléctricos se fusionaran en COES-SINAC, como se conoce en la actualidad.

Figura 5

Desarrollo del sistema de transmisión en la década de 2000



Como resultado de la formación del sistema eléctrico interconectado nacional, se generó la necesidad de establecer nuevas normativas para orientar el desarrollo de la transmisión

eléctrica en el país. La Ley N.º 28832, "Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica", junto con sus reglamentaciones, tales como el D.S. N.º027-2007-EM que aprueba el "Reglamento de Transmisión" y la R.M. N.º129-2009-MEM/DM que aprueba los "Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión", y sus modificaciones posteriores, surgieron para abordar esta necesidad.

Figura 6

Desarrollo del sistema de transmisión en la década de 2010



Como puede observarse en el mapa de la Figura 5 la zona sur del país se interconectó mediante una línea de transmisión de doble terna la cual, debido a la característica radial

de esta interconexión y al alto nivel cerámico que contaba la ruta de esta línea, siempre contaría con una limitación a la mitad de su capacidad de transporte de diseño, debido a las constantes interrupciones que esta línea contaba sobre todo por descargas eléctricas, para que de este modo, en caso una terna quede fuera de servicio, la otra pueda operar con su capacidad de diseño y reducir de este modo las interrupciones de electricidad.

La década del 2010 marcó un hito en el desarrollo del sistema eléctrico peruano, ya que se pusieron en marcha las primeras líneas de transmisión de 500 kV como se puede observar en la Figura 6. En 2011, se inauguró la LT 500 kV Chilca - Carabaylo, ubicada en la zona urbana de Lima. En el 2012 ingresó la LT 500 kV Carabaylo - Chimbote - Trujillo conectando las zonas centro y norte del SEIN en 500 kV. Posteriormente, en 2013, se introdujo la LT 500 kV Chilca - Poroma - Montalvo, que estableció el segundo enlace de transmisión entre las regiones centro y sur del país. En el 2014 ingresó la LT 500 kV Trujillo - La Niña. Finalmente, en 2017, se incorporó la LT Mantaro - Poroma - Socabaya como tercer enlace, reforzando aún más la conexión entre las zonas centro y sur del SEIN. Estos avances contribuyeron significativamente a la resolución de los problemas de transmisión que afectaban la interconexión 220 kV Centro - Sur descritas en el párrafo anterior.

1.2 Planteamiento del Problema

La elaboración del Plan de Transmisión se basa en las normativas vigentes tales como la “Ley de Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”, aprobada por la Ley N° 28832 y en cumplimiento de lo establecido en sus reglamentaciones: “Reglamento de Transmisión”, aprobado por el Decreto Supremo N° 027-2007-EM y los “Criterios y Metodologías para la Elaboración del Plan de Transmisión”, aprobados por la Resolución Ministerial N°129- 2009-MEM/DM, así como sus posteriores modificatorias.

Figura 7

Desarrollo del sistema de transmisión en la década del 2020



Estas normativas se originaron para solucionar problemas de un sistema eléctrico nacional altamente radial y con un marcado déficit de energía eléctrica, como se pueden observar en los antecedentes presentados, con una gran cantidad de problemas tales como; congestiones de transmisión eléctrica, niveles inadecuados de tensión en diversas zonas del sistema eléctrico y déficits de suministro de demanda eléctrica tanto en “condición N”, como en condiciones de contingencia “condición N-1” que se pudieran presentar, ya sea por mantenimientos o por salidas intempestivas de transmisión, lo que empeoraba los problemas mencionados.

La implementación estas normativas produjo un listado importante de proyectos de transmisión, como se pueden observar en la Figura 7, los cuales ayudan sustancialmente a resolver los problemas indicados anteriormente, llegando incluso a obtener, a largo plazo, varias zonas del sistema eléctrico nacional sin congestiones como se observará más adelante, originando con ello una disminución en las propuestas de nuevos proyectos de transmisión como resultados de los análisis energéticos los cuales se realizan en “condición N”.

El presente trabajo ha propuesto incluir el análisis de contingencias a la metodología utilizada para elaborar los análisis energéticos en el diagnóstico base del Plan de Transmisión donde se identifican los principales problemas de congestiones. Esto se realizó mediante la modificación del software utilizado para los análisis energéticos software MODPLAN, una herramienta utilizada para el despacho hidrotérmico de largo plazo (Perú Patente nº 01269-2016, 2016), para que, de este modo, poder encontrar diferentes problemas de transmisión y con ello poder proponer diversas soluciones que permitan resolverlas conllevando con esto a la propuesta de nuevas instalaciones de transmisión resultado de los análisis energéticos.

1.3 Premisas Utilizadas

El presente trabajo parte de las siguientes premisas:

- Los análisis energéticos realizados para la elaboración del Plan de Transmisión presentan cada vez una paulatina disminución de problemas de congestiones detectados debido a que estos análisis se realizan en “condición N”.
- Se utilizan los mismos parámetros eléctricos y energéticos del del “Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN” las cuales están publicadas en la referencia (COES-SINAC, 2023)
- Se considera con certidumbre el ingreso de un conjunto de proyectos comprometidos a ingresar los próximos años tanto en generación como en

transmisión, los cuales son conocidos la lista del “Programa de Obras de Generación y Transmisión”, los cuales por problemas coyunturales podrían sufrir atrasos en sus puestas en operación.

- Las incertidumbres de los escenarios demanda eléctrica, costos de combustibles, escenarios de generación y escenarios hidrológicos utilizados en el presente trabajo, provienen del “Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN” las cuales están publicadas en la referencia (COES-SINAC, 2023)

1.4 Hipótesis

1.4.1 Hipótesis General

Se postula que los análisis de congestiones de largo plazo ejercen una influencia sumamente significativa en la planificación de la transmisión eléctrica. Al identificar y evaluar adecuadamente estas congestiones, se podría mejorar la selección de propuestas de transmisión dentro de la metodología de planificación actual, desvelando desafíos que los análisis determinísticos no abordan. Esta profundización en los análisis sentaría las bases para formular propuestas de proyectos avanzados de transmisión, orientados a maximizar la fiabilidad y calidad del suministro eléctrico y a incrementar la resiliencia del sistema.

1.4.2 Hipótesis Específicas

El presente trabajo plantea las siguientes hipótesis:

1. Se propone que el modelado de escenarios tradicionales; como generación futura, proyecciones de demanda eléctrica, precios de combustibles y condiciones hidrológicas; tiene una influencia determinante en el proceso de análisis de congestiones de transmisión eléctrica a largo plazo. Este enfoque, reflejado en los estudios de actualización del Plan de Transmisión, se alinea con las normativas actuales vigentes para su elaboración.

2. Al integrar escenarios de contingencia en "condición N-1" con los escenarios ya presentes en "condición N" dentro del Plan de Transmisión, se puede potenciar la identificación de nuevos problemas en los análisis de congestiones a largo plazo. Esta profundización en los análisis energéticos, mediante la incorporación de escenarios de contingencia, establece un fundamento robusto para revisar y actualizar las normativas actuales. Además, amplía la perspectiva en cuanto a propuestas para futuros proyectos de transmisión, promoviendo un desarrollo del sistema eléctrico que sea más económico, seguro y confiable.
3. Se postula que la introducción de escenarios de contingencia en el modelamiento de análisis energéticos con el software MODPLAN puede conducir a análisis de congestiones de largo plazo significativamente distintos y potencialmente más efectivo para la planificación de la transmisión. Esta hipótesis se podría validar a través de una evaluación comparativa entre los diagnósticos obtenidos con la metodología actual y aquellos producidos por la metodología propuesta que integra estos escenarios de contingencia.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo General

El objetivo principal de este estudio es determinar cómo los análisis de congestiones a largo plazo, realizados tanto por escenarios tradicionales como por escenarios de contingencia, influyen en la planificación de la transmisión. A través de una comparativa entre los resultados de esta propuesta metodológica y la metodología vigente, aspiramos a perfeccionar la identificación y valoración de potenciales riesgos y vulnerabilidades en el sistema. Esta profundización servirá de base para la propuesta de futuros proyectos de transmisión eléctrica, apuntando a maximizar la fiabilidad y calidad del suministro, mientras se robustece la resiliencia del sistema.

1.5.2 Objetivos Específicos

De acuerdo con las tres hipótesis indicadas el presente trabajo tiene los siguientes objetivos específicos respectivamente:

1. Detallar el modelamiento de escenarios tradicionales empleados en los análisis de congestiones de transmisión eléctrica a largo plazo, conforme se despliega en los estudios de actualización del Plan de Transmisión. Este objetivo comprende una exploración exhaustiva de la metodología y la estructura matemática aplicada en tales análisis, respaldada por la normativa vigente actual, que toma en consideración diversos escenarios y utiliza el software especializado MODPLAN para el despacho hidrotérmico a largo plazo.
2. Enriquecer los análisis de congestiones de largo plazo integrando escenarios de contingencias, complementando así los escenarios ya establecidos relacionados con la generación futura, proyecciones de demanda eléctrica, precios de combustibles y condiciones hidrológicas. Con esta integración, que se efectuará a través de modificaciones en el software MODPLAN, se busca detectar potenciales sobrecargas adicionales en el sistema eléctrico nacional, atendiendo a contingencias habituales, como los mantenimientos programados, además de las contingencias imprevistas.
3. Realizar una evaluación comparativa de resultados entre los análisis de congestiones de largo plazo obtenidos de la metodología actual con los derivados de la metodología propuesta que integra escenarios de contingencia. Esta comparación busca evidenciar las diferencias y las posibles ventajas que conlleva la incorporación de estos escenarios de contingencia en los análisis energéticos realizados en la planificación de la transmisión.

1.6 Alcances

El alcance de la presente investigación se delimita a los siguientes aspectos:

- Revisar de la metodología vigente en la normativa actual utilizada para los análisis de congestiones de largo plazo en la planificación de la transmisión
- Detallar el modelamiento del sistema eléctrico en el MODPLAN, incluido su codificación en el lenguaje de programación GAMS y la gestión de los diversos escenarios de simulación que éste utiliza.
- Desarrollar una modificación a la codificación del MODPLAN para incluir los escenarios de contingencias en “condición N-1”
- Cotejar los diagnósticos de congestiones resultantes de la metodología existente y la propuesta en este estudio al incorporar escenarios de contingencias
- En el futuro, esta metodología permitirá sugerir nuevos proyectos de transmisión eléctrica, con el objetivo de optimizar tanto la calidad como la confiabilidad del suministro de energía eléctrica.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL

2.1 Investigación de Operaciones

Para simular la operación óptima de un sistema eléctrico a largo plazo, existe en la literatura una amplia variedad de metodologías para resolver los diversos tipos de problemas de optimización y su elección depende de la eficiencia que tenga en un problema en específico. Estas metodologías, conocidas como Técnicas de Programación Matemática, son estudiadas generalmente en el contexto de la Investigación de Operaciones. Esta última es una rama de las matemáticas que se dedica a la aplicación de métodos y técnicas científicas para la toma de decisiones frente a problemas reales, con el objetivo de establecer las estrategias de solución más efectivas.

La Tabla 1 ilustra varias técnicas contemporáneas de programación matemática, asociadas a tres áreas de la Investigación de Operaciones: Programación Matemática de Optimización, Procesos Estocásticos y Métodos Estadísticos.

Las técnicas de Programación Matemática de Optimización son valiosas al buscar los mínimos de una función multivariable dentro de un conjunto definido de restricciones. Ejemplos de su aplicación en el sector energético incluyen el Flujo de Potencia Óptimo, el Despacho Hidrotérmico de Corto Plazo y el Planeamiento Determinístico de Redes de Transmisión, entre otros.

Por otro lado, las técnicas de Procesos Estocásticos se utilizan para analizar problemas caracterizados por un conjunto de variables aleatorias con distribuciones de probabilidad conocidas. En el sector energético, estas técnicas son útiles para el Despacho Hidrotérmico

de Mediano/Largo Plazo con Estocasticidad Hídrica y el Planeamiento de Generación y Transmisión de Redes bajo Incertidumbres, por citar algunos ejemplos.

Finalmente, los Métodos Estadísticos se emplean para el análisis de datos experimentales y la construcción de modelos empíricos, permitiendo obtener una representación precisa de la situación física. En el ámbito energético, dichos métodos se aplican para la Proyección de la Demanda de Corto, Mediano y Largo Plazo, así como el Análisis Estadístico de los Recursos Hídricos y Fuentes Renovables, entre otros.

Tabla 1

Áreas y técnicas de la investigación de operaciones

Técnicas de Programación Matemática de Optimización	Técnicas del Proceso Estocástico	Métodos Estadísticos
Programación Lineal	Proceso Estacionario	Análisis de Varianza
Programación Cónica	Proceso Homogéneo	Análisis de Regresión
Programación Cónica de Segundo Orden	Proceso de Márkov	Análisis de Frecuencia Acumulada
Programación Semidefinida	Proceso de Bernoulli	Análisis Factorial
Programación Geométrica	Proceso de Galton-Watson	Análisis de Correlación
Programación Entera Mixta	Proceso de Gauss	Frecuencia Estadística
Programación Cuadrática	Proceso de Gauss-Márkov	Gráfica Estadística
Programación Fraccionaria	Proceso de Feller	Iconografía de las Correlaciones
Programación No Lineal	Proceso de Lévy	Método de Montecarlo
Programación Estocástica	Proceso de Poisson	Prueba de Chi Cuadrada
Programación Robusta	Proceso de Wiener	Prueba t de Student
Optimización Dimensional-Infinita	Proceso Doblemente Estocástico	Prueba de la Diferencia Menos Significante de Fisher
Optimización Combinatoria	Proceso de Cox	Prueba U de Mann-Whitney
Heurísticas y Metaheurísticas	Proceso Estocástico Continuo	
Satisfacción de Restricción	Programación Dinámica Dual Estocástica	
Programación Disyuntiva	Análisis Trade-Off	
Cálculo de Variaciones	Análisis MINIMAX	
Programación Dinámica		
Programación de Equilibrio		

En la Tabla 1 se describen los principales métodos convencionales de la Programación Matemática de Optimización que se usan en el sector de energía, así como esquemas generales de algoritmos utilizados para estos métodos.

2.2 Programación Lineal

2.2.1 Introducción

La programación lineal es una técnica matemática que se utiliza para resolver problemas de optimización, a fin de encontrar el valor óptimo de una función lineal objetivo. Esta técnica se aplica comúnmente en situaciones de toma de decisiones, donde se deben encontrar los mejores resultados posibles con recursos limitados. Al utilizar la programación lineal, se busca encontrar la combinación óptima de asignación de estos recursos, a fin de maximizar o minimizar la función objetivo, mientras se cumplen las restricciones lineales establecidas.

La programación lineal se fundamenta en el principio de que la línea recta es la distancia más corta entre dos puntos. Por consiguiente, para encontrar el valor óptimo de una función lineal objetivo, es necesario seguir la línea recta más corta que cumpla con todas las restricciones del problema planteado.

Para resolver un problema de programación lineal, se requiere especificar la función objetivo y las restricciones del problema en términos de una o más variables de decisión, mediante ecuaciones lineales que pueden ser de igualdad o de desigualdad. Una vez que se han establecido estas ecuaciones, se emplea un algoritmo de optimización para encontrar el valor óptimo de la función objetivo, que cumpla con las restricciones impuestas por el problema.

La programación lineal es una herramienta extremadamente poderosa que se utiliza ampliamente en muchos campos, como la economía, la ingeniería y la ciencia de la computación. Además, tiene aplicaciones específicas diversas áreas de estudio de los

sistemas de electricidad, como el flujo de potencia óptimo DC, el despacho hidrotérmico de corto y largo plazo, la expansión de la transmisión eléctrica, entre otros. En la actualidad, existen diversos lenguajes de programación y softwares de optimización que permiten la resolución de problemas de programación lineal, tales como AMPL, GAMS, CPLEX, XPRESS, entre otros.

2.2.2 Desarrollo Histórico

La programación lineal tiene sus raíces en el trabajo del matemático alemán Carl Friedrich Gauss en el siglo XVIII. Gauss desarrolló un método para resolver sistemas de ecuaciones lineales, que son aquellas en las que las incógnitas aparecen solo en forma lineal. Aunque este método no fue utilizado específicamente para resolver problemas de optimización en ese momento, sentó las bases para el desarrollo de la programación lineal más adelante.

El problema de optimización de programación lineal se reconoció por primera vez en la década de 1930 por los economistas, mientras se desarrollaban los métodos para la asignación óptima de recursos (Rao, *Engineering Optimization Theory and Practice*, 2009). El concepto de programación lineal como lo conocemos hoy en día fue desarrollado por el matemático estadounidense George Dantzig en la década de 1940. Dantzig estudió en la Universidad de Berkeley y más tarde trabajó como investigador en el Instituto de Tecnología de California (Caltech). Allí, se le presentó un problema de planificación de la producción militar durante la Segunda Guerra Mundial que había sido planteado por el economista John von Neumann. Dantzig se dio cuenta de que el problema podía resolverse utilizando un algoritmo basado en el método simplex, que había sido desarrollado por el matemático francés Pierre-Louis Lions unos años antes el cual estaba basado a su vez en el método de Gauss para resolver sistemas de ecuaciones lineales. Esta realización llevó en 1947 a la definición del problema de optimización de la “programación lineal” y a la creación del “método simplex” como una técnica matemática independiente para el

desarrollo de su solución, que es aún hoy en día uno de los algoritmos más utilizados para resolver problemas de programación lineal.

Desde entonces, la programación lineal ha sido utilizada ampliamente en muchas áreas de la ciencia y la industria, y ha sido desarrollada y perfeccionada por muchos otros matemáticos y científicos. Entre las principales obras se pueden destacar las aportaciones teóricas de John von Neumann con el desarrollo de la teoría de la dualidad en la programación lineal, la descomposición de Benders desarrollado por Jacques F. Benders en la década de 1960 o el método del punto interior desarrollado por Narendra Karmarkar en la década de 1980.

Al menos cuatro Premios Nobel fueron otorgados por las contribuciones relacionadas a la programación lineal. Por ejemplo, cuando el Premio Nobel de Economía fue otorgado en 1975 junto a LV Kantorovich de la antigua Unión Soviética y Koopmans TC de los Estados Unidos, la citación para el premio mencionado su contribución a la aplicación de la programación lineal para el problema económico de la asignación de recursos. George Dantzig, el inventor de la programación lineal, fue galardonado con la Medalla Nacional de Ciencia por el presidente Gerald Ford en 1976 (Rao, *Engineering Optimization Theory and Practice*, 2009).

La programación lineal es considerada como un desarrollo revolucionario que nos permite tomar decisiones óptimas en situaciones complejas. Ha sido especialmente útil en la industria, la economía, la ciencia de la computación, así como a los sistemas eléctricos de potencia, y ha contribuido significativamente al avance de estas áreas.

2.2.3 Definición

La programación lineal es un problema de optimización ya sea minimización o maximización de una función lineal llamada función objetivo en presencia de un conjunto de restricciones lineales de igualdad y/o desigualdad expresados en términos de las

variables de decisión y los parámetros del sistema el cual se puede representar de los siguientes modos:

Forma Estándar Escalar:

Minimizar:

$$f = c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_mx_m \quad (1)$$

Sujeto a las restricciones:

$$\begin{aligned} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1m}x_m &= b_1 \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \dots + a_{2m}x_m &= b_2 \\ &\vdots \\ a_{n1}x_1 + a_{n2}x_2 + \dots + a_{nm}x_m &= b_n \\ x_1, x_2, \dots, x_m &\geq 0 \end{aligned} \quad (2)$$

Donde a_{ij} , b_i y c_j , son los parámetros del sistema, y x_j son las variables de decisión, con i y j que representan los conjuntos $i = \{1, 2, \dots, n\}$ y $j = \{1, 2, \dots, m\}$.

Como se puede observar, existen m variables de decisión y n restricciones del sistema a modelar las cuales están representados por los conjuntos i y j respectivamente.

Forma Estándar Algebraica:

Minimizar:

$$f = \sum_j c_j x_j \quad (3)$$

Sujeto a las restricciones:

$$\begin{aligned} \sum_j a_{ij} x_j &= b_i \quad \forall i = \{1, 2, \dots, n\} \\ x_j &\geq 0 \quad \forall j = \{1, 2, \dots, m\} \end{aligned} \quad (4)$$

La forma algebraica es la más compacta y útil a la hora de modelar un sistema, debido a ello existen potentes lenguajes de programación algebraica para optimización tales como GAMS y AMPL.

Forma Estándar Matricial:

Minimizar:

$$f = \vec{c}^T \cdot \vec{x} \quad (5)$$

Sujeto a las restricciones:

$$\begin{aligned} \vec{A} \cdot \vec{x} &= \vec{b} \\ \vec{x} &\geq \vec{0} \end{aligned} \quad (6)$$

Con \vec{A} como una matriz de dimensión $n \times m$, \vec{b} un vector de dimensión n y \vec{c} un vector de dimensión m que representan a los parámetros del sistema y la variable de decisión \vec{x} como un vector de dimensión m

La forma matricial es la más útil para explicar la metodología simplex que resuelve el problema de la programación lineal debido al uso del cálculo vectorial en la resolución de este problema.

Es importante señalar que la forma estándar de un problema de programación lineal se compone de una función lineal a minimizar, restricciones lineales en forma de igualdad, y todas las variables de decisión son no negativas.

Cabe precisar que cualquier problema de programación lineal puede transformarse a la forma estándar mediante los siguientes algoritmos:

1. Los problemas de maximización pueden convertirse a minimización mediante la siguiente equivalencia

$$\max(f = c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_mx_m) \quad (7)$$

Es equivalente a:

$$\min(-f = -c_1x_1 - c_2x_2 - \dots - c_mx_m) \quad (8)$$

Que se puede expresar con un cambio de variables como:

$$\min(f' = c'_1x_1 + c'_2x_2 + \dots + c'_mx_m) \quad (9)$$

2. Si se tienen variables negativas éstas se pueden representar como:

$$x_k \leq 0 \quad (10)$$

Es equivalente a:

$$-x_k \geq \vec{0} \quad (11)$$

Que se puede expresar con un cambio de variables como:

$$x'_k \geq \vec{0} \quad (12)$$

3. Si se tienen variables que pertenecen a los reales, éstas se pueden descomponer en dos variables positivas con una restricción adicional como:

$$x_k \in \mathbb{R} \quad (13)$$

Esta variable se puede reemplazar por:

$$x_k = x'_k - x''_k \quad (14)$$

Donde

$$\begin{aligned} x'_k &\geq 0 \\ x''_k &\geq 0 \end{aligned} \quad (15)$$

4. Si se tienen restricciones de desigualdad “menor o igual que” de la forma:

$$a_{k1}x_1 + a_{k2}x_2 + \dots + a_{km}x_m \leq b_k \quad (16)$$

Éstas se pueden completar añadiendo una variable de holgura positiva de forma que se complete la igualdad:

$$a_{k1}x_1 + a_{k2}x_2 + \dots + a_{km}x_m + x'_{m+1} = b_k \quad (17)$$

Donde

$$x'_{m+1} \geq 0 \quad (18)$$

5. De modo similar en los casos que se tengan restricciones de desigualdad “mayor o igual que” de la forma:

$$a_{k1}x_1 + a_{k2}x_2 + \dots + a_{km}x_m \geq b_k \quad (19)$$

Éstas se pueden completar restando una variable de holgura positiva de forma que se complete la igualdad:

$$a_{k1}x_1 + a_{k2}x_2 + \dots + a_{km}x_m - x'_{m+1} = b_k \quad (20)$$

Donde

$$x'_{m+1} \geq 0 \quad (21)$$

Como se puede deducir, cualquier problema de programación lineal, con restricciones de igualdad y/o desigualdad y variables positivas y/o negativas se pueden transformar a la forma estándar presentada en esta definición.

2.2.4 Metodologías de Solución

En la resolución de problemas de programación lineal, existen diversas metodologías que pueden utilizarse para llegar a una solución óptima. A continuación, describiremos algunas de las más comunes:

1. Método simplex: este es uno de los métodos más utilizados para resolver problemas de programación lineal. Consiste en una serie de iteraciones en las que se elige una variable de decisión y se modifica su valor para maximizar o minimizar la función objetivo.
2. Método dual: este método se basa en la relación entre el problema primal (el problema original de programación lineal) y su formulación dual (un problema de programación lineal que está relacionado con el primal). El método dual consiste en resolver el problema dual y luego utilizar la solución para encontrar la solución del problema primal.
3. Método del Punto Interior: este es un algoritmo de optimización que, en lugar de trabajar con el espacio de soluciones posibles, se mueve a través del espacio de los valores factibles de las variables. Es más rápido que el simplex y el dual simplex, pero también puede ser menos preciso. Es menos sensible a los valores iniciales

que el algoritmo simplex y puede ser más rápido para problemas grandes, pero también puede ser más difícil de implementar.

4. Método de las dos fases: este método se utiliza cuando hay variables de holgura en el problema (es decir, variables que se utilizan para satisfacer las restricciones del problema). Consiste en dos fases: en la primera fase se resuelve un problema de programación lineal sin las variables de holgura, y en la segunda fase se ajustan estas variables para satisfacer las restricciones.
5. Método de los multiplicadores de Lagrange: este método se utiliza para encontrar las soluciones óptimas de un problema de programación lineal sujeto a restricciones. Consiste en la resolución de una serie de ecuaciones derivadas de la función objetivo y las restricciones del problema.
6. Métodos heurísticos: son técnicas que se utilizan para encontrar soluciones aproximadas a problemas de optimización, como los problemas de programación lineal. Estos métodos no garantizan encontrar la solución óptima exacta, pero suelen ser más rápidos que los métodos exactos y pueden dar resultados bastante buenos en muchos casos. Destacan los algoritmos genéticos, los algoritmos de colonia de hormigas, entre otros.

2.2.5 Softwares de Optimización

En la actualidad existen diferentes softwares que solucionan diversos problemas de optimización como la programación lineal, llamados solvers, los cuales analizan la estructura matemática del problema modelado y se encargan de enfocar el mejor método para solucionarlo. Entre los principales solvers podemos mencionar:

1. Gurobi: este es un solver diseñado para resolver problemas de programación lineal, programación cuadrática y programación entera. Ofrece una amplia variedad de opciones de resolución y una interfaz de usuario intuitiva. Está disponible para varios sistemas operativos y ofrece versiones gratuitas y de pago.

2. CPLEX: este es un solver diseñado para resolver problemas de programación lineal y programación entera. Ofrece una amplia variedad de opciones de resolución y una interfaz de usuario intuitiva. Ofrece una gran cantidad de opciones y es muy eficiente en la resolución de problemas grandes.
3. MOSEK: este es un solver diseñado para resolver problemas de programación lineal, programación cuadrática y programación entera. Ofrece una amplia variedad de opciones de resolución y soporte para la resolución de problemas de optimización con restricciones de igualdad y desigualdad con un gran rendimiento.
4. XPRESS: este es otro solver diseñado para resolver problemas de programación lineal y programación entera. Ofrece una amplia variedad de opciones de resolución y una interfaz de usuario intuitiva, fiable y fácil de usar.
5. GLPK: es un solver de programación lineal gratuito y de código abierto. Es muy eficiente en la resolución de problemas pequeños a medianos, y es muy fácil de integrar con otras aplicaciones

2.2.6 Lenguajes de Optimización

Del mismo modo existen diversos lenguajes de optimización, los cuales son lenguajes de programación diseñados específicamente para formular y resolver problemas de optimización y que pueden utilizar diversos solvers. Algunos ejemplos de lenguajes de optimización populares son:

1. GAMS (General Algebraic Modeling System): es un lenguaje de programación diseñado para la formulación y resolución de problemas de optimización. Es muy versátil y se puede utilizar para resolver una amplia variedad de problemas de optimización, incluyendo problemas de programación lineal, programación entera y programación no lineal.
2. AMPL (A Mathematical Programming Language): es otro lenguaje de programación diseñado para la formulación y resolución de problemas de optimización. Es muy fácil de usar y se puede utilizar para resolver una amplia variedad de problemas de

optimización, incluyendo problemas de programación lineal, programación entera y programación no lineal.

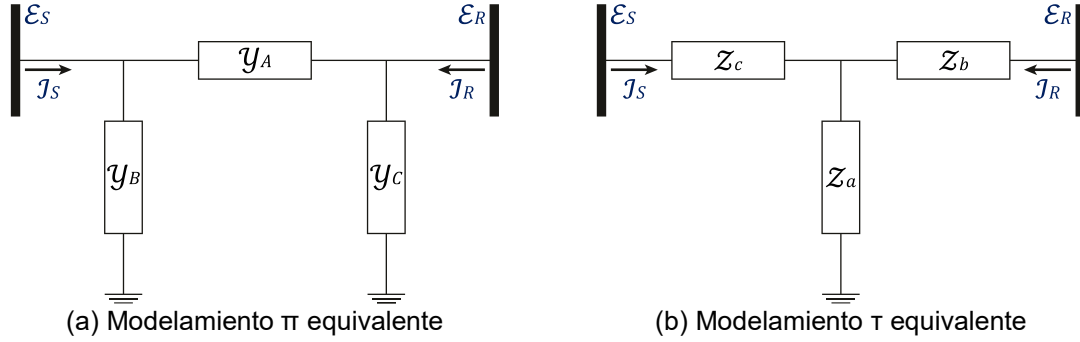
3. JuMP (Julia for Mathematical Programming): es un lenguaje de programación basado en Julia diseñado específicamente para la resolución de problemas de optimización. Se puede utilizar para formular y resolver problemas de programación lineal, programación entera y programación no lineal.
4. Pyomo (Python Optimization Modeling Objects): es un lenguaje de programación basado en Python diseñado para la formulación y resolución de problemas de optimización. Se puede utilizar para resolver problemas de programación lineal, programación entera y programación no lineal.
5. Convex.jl: es un lenguaje de programación basado en Julia diseñado específicamente para la resolución de problemas de programación convexa. Es muy rápido y eficiente y se puede utilizar para resolver una amplia variedad de problemas de programación convexa.

2.3 Modelamiento de Elementos Eléctricos

La Figura 8 presenta los modelos eléctricos en régimen permanente y balanceado de los componentes de un sistema de potencia, empleando sus respectivos parámetros. Es importante destacar que la mayoría de los elementos eléctricos de un sistema de potencia pueden representarse mediante sus modelos equivalentes (cuadripolos), que pueden ser el modelo π en términos de admitancias o el modelo τ en términos de impedancias. La notación para estos se usará de acuerdo con lo que se detalla en las siguientes figuras:

Figura 8

Modelamiento de elementos eléctricos



A continuación, se aplican las Leyes de Corrientes de Nodo del circuito π equivalente, donde se obtienen las siguientes relaciones entre corrientes y tensiones:

$$J_S = (Y_A + Y_B) \mathcal{E}_S + (-Y_A) \mathcal{E}_R \quad (22)$$

$$J_R = (-Y_A) \mathcal{E}_S + (Y_A + Y_C) \mathcal{E}_R \quad (23)$$

De modo similar, al aplicar las Leyes de Corrientes de Malla del circuito τ equivalente, se obtienen las siguientes relaciones entre tensiones y corrientes:

$$\mathcal{E}_S = (Z_a + Z_c) J_S + (Z_a) J_R \quad (24)$$

$$\mathcal{E}_R = (Z_a) J_S + (Z_a + Z_b) J_R \quad (25)$$

Las equivalencias entre el modelo π y el modelo τ equivalentes son conocidas como transformación delta estrella (Δ -Y) y se representan mediante:

$$Y_A = \frac{Z_a}{Z_a Z_b + Z_b Z_c + Z_c Z_a} \quad (26)$$

$$Y_B = \frac{Z_b}{Z_a Z_b + Z_b Z_c + Z_c Z_a} \quad (27)$$

$$Y_C = \frac{Z_c}{Z_a Z_b + Z_b Z_c + Z_c Z_a} \quad (28)$$

2.3.1 Modelo de Líneas de Transmisión

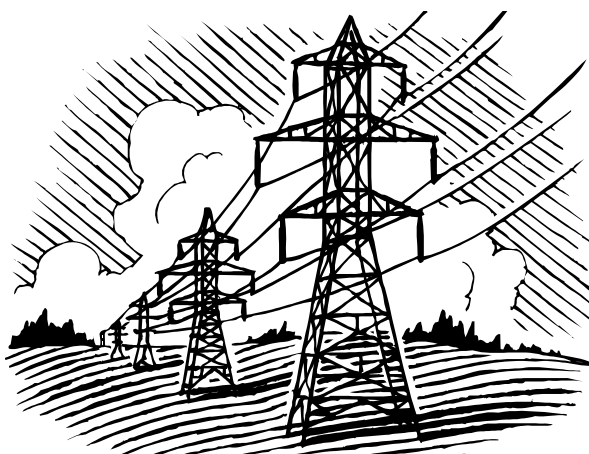
Son elementos que tienen como finalidad la transmisión de la energía eléctrica desde las fuentes de producción hasta las zonas de distribución y consumo. Recorren grandes distancias de territorio, llegando a tener, en el caso del sistema eléctrico peruano, longitudes de hasta alrededor de 450 km.

Estos elementos están diseñados para transmitir electricidad a altos niveles de tensión para minimizar la pérdida de energía durante su operación, estos niveles de tensión están regulados de acuerdo con la normativa vigente, y para tal fin, de ser necesario, se complementan con equipos de compensación reactiva, que se encargan de normalizar las tensiones en el sistema, los cuales se explicarán más adelante.

Las líneas de transmisión se construyen utilizando postes o torres de madera, acero o concreto y tienen una serie de conductores de cobre o aluminio que cuelgan de ellos. Estos conductores pueden estar desnudos y colgados mediante aisladores o recubiertos por capas de material aislante y pueden tener un diámetro de varios centímetros. Las líneas de transmisión pueden ser de dos tipos: aéreas, que están suspendidas en el aire por medio de postes o torres como en la Figura 9, o subterráneas, que se entierran bajo tierra.

Figura 9

Esbozo gráfico de una línea de transmisión



Los parámetros necesarios para el modelamiento en estado estacionario y balanceado de una línea de transmisión son los siguientes:

Tabla 2

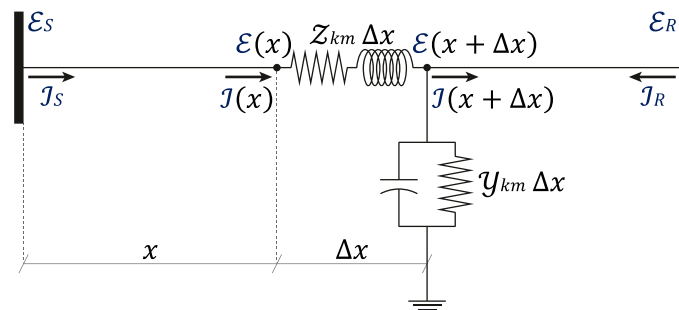
Parámetros fundamentales de una línea de transmisión

Símbolo	Descripción	Unidad
U_{NL}	Tensión nominal de la línea de transmisión	kV
S_{NL}	Potencia aparente nominal de la línea de transmisión	MVA
ℓ	Longitud de la línea de transmisión	km
R_{km}	Resistencia longitudinal de la línea de transmisión	Ω/km
L_{km}	Inductancia longitudinal de la línea de transmisión	mH/km
G_{km}	Conductancia transversal de la línea de transmisión	S/km
C_{km}	Capacitancia transversal de la línea de transmisión	$\mu\text{F}/\text{km}$

El modelo eléctrico de una línea de transmisión (William D. Stevenson, 1955) presenta un comportamiento resistivo inductivo longitudinal (conocido como impedancia kilométrica $Z_{km} = R_{km} + j2\pi 60 L_{km}10^{-3}$), así como un comportamiento resistivo capacitivo transversal (conocido como admitancia kilométrica $Y_{km} = G_{km} + j2\pi 60 C_{km}10^{-6}$) a lo largo de todo su recorrido como se muestra en la Figura 10.

Figura 10

Representación diferencial de una línea de transmisión



Este modelo considera que estos parámetros están distribuidos de manera uniforme a lo largo de todo el recorrido de la línea, al resolver las ecuaciones diferenciales para $\varepsilon(x)$ e $J(x)$, se obtienen ecuaciones de onda que, al tomar en cuenta las condiciones de frontera

$\mathcal{E}(0) = \mathcal{E}_S$ y $\mathcal{J}(0) = \mathcal{J}_S$, se obtienen las siguientes expresiones, la resolución detallada de este problema se muestra en el ANEXO A:

$$\mathcal{E}(x) = \cosh(\gamma x) \mathcal{E}_S - Z_0 \sinh(\gamma x) \mathcal{J}_S \quad (29)$$

$$\mathcal{J}(x) = \cosh(\gamma x) \mathcal{J}_S - \frac{\sinh(\gamma x)}{Z_0} \mathcal{E}_S \quad (30)$$

Donde a los parámetros $\gamma = \sqrt{Z_{km} Y_{km}}$ y $Z_0 = \sqrt{Z_{km}/Y_{km}}$ se les conoce como constante de propagación e impedancia característica respectivamente. Al considerar la longitud total de la línea de transmisión $x = \ell$ y tomando en cuenta que $\mathcal{J}(\ell) = -\mathcal{J}_R$ y que $\mathcal{E}(\ell) = \mathcal{E}_R$ se obtienen las siguientes relaciones:

$$\mathcal{E}_R = \cosh(\gamma \ell) \mathcal{E}_S - Z_0 \sinh(\gamma \ell) \mathcal{J}_S \quad (31)$$

$$\mathcal{J}_R = \frac{\sinh(\gamma \ell)}{Z_0} \mathcal{E}_S - \cosh(\gamma \ell) \mathcal{J}_S \quad (32)$$

Las cuales se despejan en función de \mathcal{J}_S e \mathcal{J}_R en el ANEXO A, para poder realizar una representación equivalente en cuadripolos para la línea de transmisión como:

$$\mathcal{J}_S = + \frac{\mathcal{E}_S}{Z_0 \tanh(\gamma \ell)} - \frac{\mathcal{E}_R}{Z_0 \sinh(\gamma \ell)} \quad (33)$$

$$\mathcal{J}_R = - \frac{\mathcal{E}_S}{Z_0 \sinh(\gamma \ell)} + \frac{\mathcal{E}_R}{Z_0 \tanh(\gamma \ell)} \quad (34)$$

Tomando en cuenta que puede considerarse el modelo de cuadripolos de la Figura 8 y relacionando las ecuaciones (33) y (34) en (22) y (23) se obtiene:

$$y_L = g_L + jb_L = \frac{1}{Z_0 \sinh(\gamma \ell)} \quad (35)$$

$$y_T = g_T + jb_T = \frac{1}{Z_0 \tanh(\gamma \ell)} - \frac{1}{Z_0 \sinh(\gamma \ell)} = \frac{\tanh(\gamma \ell/2)}{Z_0} \quad (36)$$

Donde se obtiene el modelo π equivalente mostrado en la Figura 11.

Ahora bien, esta representación implica que el modelo de una línea de transmisión puede representarse como un circuito equivalente de cuadripolos. Los parámetros cuadripolares g_L , b_L , g_T , y b_T , descritos en la Tabla 3, están en función de la constante de

propagación γ , impedancia característica respectivamente Z_0 , y la longitud de la línea de transmisión ℓ , esta relación se muestra en el ANEXO B.

Figura 11

Modelo π equivalente de una línea de transmisión

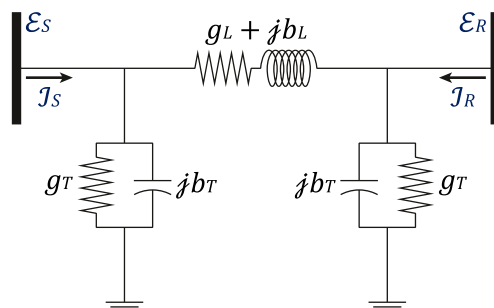


Tabla 3

Parámetros cuadripolares de una línea de transmisión

Símbolo	Descripción	Unidad
g_L	Conductancia longitudinal de la línea de transmisión	pu
b_L	Susceptancia longitudinal de la línea de transmisión	pu
g_T	Conductancia transversal de la línea de transmisión	pu
b_T	Susceptancia transversal de la línea de transmisión	pu

La ecuación de flujo de potencia en una línea de transmisión para la potencia que fluye de la barra S y la barra R , donde $\mathcal{E}_S = U_S \angle(\theta_S)$ y $\mathcal{E}_R = U_R \angle(\theta_R)$, es:

$$S_S = \mathcal{E}_S \overline{\mathcal{I}_S} = U_S \angle(\theta_S) \overline{((Y_L + Y_T) U_S \angle(\theta_S) + (-Y_L) U_R \angle(\theta_R))} \quad (37)$$

Separando esta expresión de la potencia aparente en su parte real (potencia activa) e imaginaria (potencia reactiva) se obtiene:

$$P_S = +U_S^2(g_L + g_T) - U_S U_R (g_L \cos(\theta_S - \theta_R) + b_L \sin(\theta_S - \theta_R)) \quad (38)$$

$$Q_S = -U_S^2(b_L + b_T) + U_S U_R (b_L \cos(\theta_S - \theta_R) - g_L \sin(\theta_S - \theta_R)) \quad (39)$$

Del mismo modo, las ecuaciones de flujo de potencia para la misma línea de transmisión en el sentido de la barra R a la barra S son:

$$S_R = \mathcal{E}_R \overline{\mathcal{I}_R} = U_R \angle(\theta_R) \overline{((-Y_L) U_S \angle(\theta_S) + (Y_L + Y_T) U_R \angle(\theta_R))} \quad (40)$$

$$P_R = +U_R^2(g_L + g_T) - U_S U_R (g_L \cos(\theta_R - \theta_S) + b_L \sin(\theta_R - \theta_S)) \quad (41)$$

$$Q_R = -U_R^2(b_L + b_T) + U_S U_R (b_L \cos(\theta_R - \theta_S) - g_L \sin(\theta_R - \theta_S)) \quad (42)$$

Cabe mencionar que, para líneas de transmisión de longitudes relativamente medianas, se puede despreciar las pérdidas óhmicas transversales g_T y más aún para longitudes relativamente cortas el comportamiento capacitivo transversal b_T es insignificante, también dicho modelo puede simplificarse aún más si se decide no considerar las pérdidas óhmicas longitudinales g_L que sirve para diversos análisis cuyo objetivo no implique calcular dichas pérdidas, por lo que se puede considerar que el parámetro más importante para la representación de una línea de transmisión es la susceptancia longitudinal b_L .

La relatividad de longitud larga, mediana o corta es variada en la bibliografía, pero un estándar IEEE de dichas longitudes se puede hallar en (IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis, IEEE Std 399, 1997).

Figura 12

Circuito eléctrico equivalente de una línea de transmisión mediana

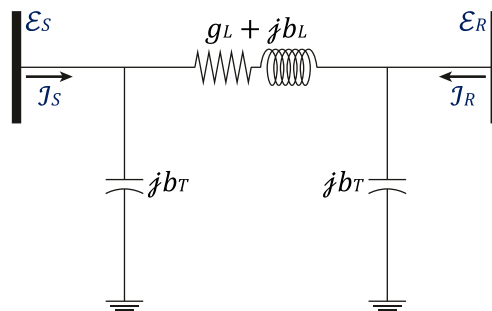
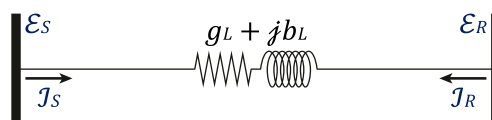


Figura 13

Circuito eléctrico equivalente de una línea de transmisión corta



El circuito eléctrico equivalente para una línea de transmisión larga (mayor a 240 km) queda representado según la Figura 11

El circuito eléctrico equivalente para una línea de transmisión mediana (mayor a 80 km y menor a 240 km) queda representado en la Figura 12

El circuito eléctrico equivalente para una línea de transmisión corta (menor a 240 km) queda representado en la Figura 13

Para modelar una línea de transmisión como un problema de programación lineal, se tienen que simplificar las ecuaciones de flujo de potencia que la representan como restricciones lineales, el cual se conoce como flujo de potencia DC. Para tal fin se realizan las siguientes simplificaciones:

- Las tensiones del sistema son nominales lo que en por unidad equivale a $U \approx 1$
- Las diferencias angulares entre los elementos son muy pequeñas $\Delta\theta \rightarrow 0$ lo que implica que $\sin(\Delta\theta) \approx \Delta\theta$
- Se desestiman las potencias reactivas del sistema.

Considerando estas premisas en el modelamiento de flujo de potencia activa en una línea de transmisión, las ecuaciones (38) y (41) se pueden representar como:

$$P_S = -b_L (\theta_S - \theta_R) + g_T + g_L (1 - \cos(\theta_S - \theta_R)) \quad (43)$$

$$P_R = -b_L (\theta_R - \theta_S) + g_T + g_L (1 - \cos(\theta_R - \theta_S)) \quad (44)$$

Lo que se puede expresar como:

$$P_S = -b_L (\theta_S - \theta_R) + P_L \quad (45)$$

$$P_R = -b_L (\theta_R - \theta_S) + P_L \quad (46)$$

Donde $2 P_L$ representa las pérdidas de potencia activa de una línea de transmisión y se puede representar mediante la siguiente expresión:

$$P_L = g_T + g_L (1 - \cos(\theta_S - \theta_R)) \quad (47)$$

Esta ecuación puede ser linealizada por tramos, como se verá más adelante en la formulación del problema, para que pueda ser modelada como un problema de programación lineal.

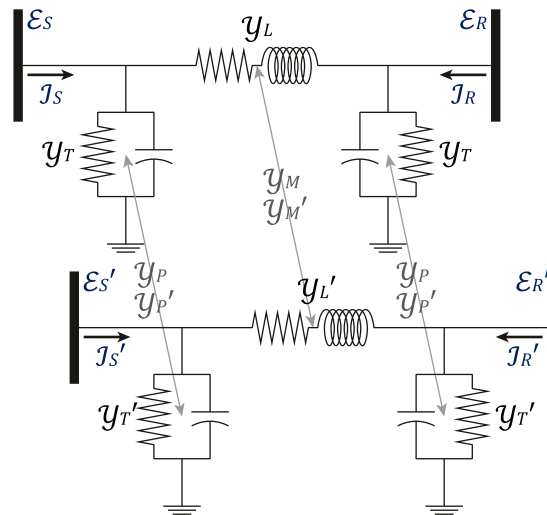
2.3.2 Modelo de Líneas de Transmisión Mutuamente Acopladas

Para los casos de líneas de transmisión que ocupan una misma torre en longitudes considerables, presentan un efecto de acoplamiento electrostático y electromagnético mutuo, el cual debe considerarse.

Las líneas de transmisión mutuamente acopladas se representan como un único sistema de 4 barras, las cuales además de las admitancias longitudinales y transversales propias de las mismas líneas, se consideran los acoplamientos respectivos electromagnético y electrostático que se originan entre ellos (Arrillaga & Arnold, 1990).

Figura 14

Circuito eléctrico equivalente de línea de transmisión mutuamente acoplada



Considerando el circuito de la Figura 14 y aplicando las reglas de transformación lineal para redes compuestas, la matriz de admitancia para el subsistema resultante se obtiene:

$$\begin{bmatrix} J_S \\ J_S' \\ J_R \\ J_R' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_L + y_T & y_M + y_P & -y_L & -y_M \\ y_M' + y_P' & y_L' + y_T' & -y_M' & -y_L' \\ -y_L & -y_M & y_L + y_T & y_M + y_P \\ -y_M' & -y_L' & y_M' + y_P' & y_L' + y_T' \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \varepsilon_S \\ \varepsilon_S' \\ \varepsilon_R \\ \varepsilon_R' \end{bmatrix} \quad (48)$$

Ahora bien, esta representación implica que el modelo de una línea de transmisión mutuamente acoplada puede representarse como un circuito equivalente de cuádrupolos.

Los parámetros fundamentales de una línea de transmisión mutuamente acoplada son la matriz de impedancia mutua y la matriz de admitancia mutua, las que se relacionan con los parámetros de la matriz de impedancia del subsistema resultante mediante (49) y (50).

Los parámetros cuadripolares \mathcal{Y}_L , \mathcal{Y}_T , \mathcal{Y}_M , \mathcal{Y}_P están en fusión de los valores de la matriz de impedancia mutua $[Z_{2 \times 2}]$, y la matriz de admitancia mutua $[\mathcal{Y}_{2 \times 2}]$, esta relación se muestra en el ANEXO C.

$$\begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} \\ Z_{21} & Z_{22} \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} \mathcal{Y}_L & \mathcal{Y}_M \\ \mathcal{Y}_M' & \mathcal{Y}_L' \end{bmatrix} \Rightarrow \left(\begin{bmatrix} r_{11} & r_{12} \\ r_{21} & r_{22} \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} \\ x_{21} & x_{22} \end{bmatrix} \right)^{-1} = \begin{bmatrix} g_L & g_M \\ g_M' & g_L' \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} b_L & b_M \\ b_M' & j b_L' \end{bmatrix} \quad (49)$$

$$\begin{bmatrix} \mathcal{Y}_{11} & \mathcal{Y}_{12} \\ \mathcal{Y}_{21} & \mathcal{Y}_{22} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathcal{Y}_T & \mathcal{Y}_P \\ \mathcal{Y}_P' & \mathcal{Y}_T' \end{bmatrix} \Rightarrow \left(\begin{bmatrix} g_{11} & g_{12} \\ g_{21} & g_{22} \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} b_{11} & b_{12} \\ b_{21} & b_{22} \end{bmatrix} \right) = \begin{bmatrix} g_T & g_P \\ g_P' & g_T' \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} b_T & b_P \\ b_P' & j b_T' \end{bmatrix} \quad (50)$$

La ecuación de flujo de potencia en una línea de transmisión para la potencia que fluye de la barra S y la barra R y que está acoplada con otra línea que se conecta de la barra S' a la barra R' , donde $\mathcal{E}_S = U_S \angle(\theta_S)$, $\mathcal{E}_R = U_R \angle(\theta_R)$, $\mathcal{E}_{S'} = U_{S'} \angle(\theta_{S'})$ y $\mathcal{E}_{R'} = U_{R'} \angle(\theta_{R'})$, es:

$$\begin{aligned} S_S = \mathcal{E}_S \overline{I}_S = U_S \angle(\theta_S) & \left(\overline{(\mathcal{Y}_L + \mathcal{Y}_T)} U_S \angle(-\theta_S) + \overline{(-\mathcal{Y}_L)} U_R \angle(-\theta_R) \right. \\ & \left. + \overline{(\mathcal{Y}_M + \mathcal{Y}_P)} U_{S'} \angle(-\theta_{S'}) + \overline{(-\mathcal{Y}_M)} U_{R'} \angle(-\theta_{R'}) \right) \end{aligned} \quad (51)$$

Separando esta expresión de la potencia aparente en su parte real (potencia activa) e imaginaria (potencia reactiva) se obtiene:

$$\begin{aligned} P_S = +U_S U_S & ((g_L + g_T)) \\ -U_S U_R & (g_L \cos(\theta_S - \theta_R) \quad + b_L \sin(\theta_S - \theta_R)) \\ -U_S U_{R'} & (g_M \cos(\theta_S - \theta_{R'}) \quad + b_M \sin(\theta_S - \theta_{R'})) \\ +U_S U_{S'} & ((g_M + g_P) \cos(\theta_S - \theta_{S'}) + (b_M + b_P) \sin(\theta_S - \theta_{S'})) \end{aligned} \quad (52)$$

$$\begin{aligned} Q_S = -U_S U_S & ((b_L + b_T)) \\ +U_S U_R & (b_L \cos(\theta_S - \theta_R) \quad - g_L \sin(\theta_S - \theta_R)) \\ +U_S U_{R'} & (b_M \cos(\theta_S - \theta_{R'}) \quad - g_M \sin(\theta_S - \theta_{R'})) \\ -U_S U_{S'} & ((b_M + b_P) \cos(\theta_S - \theta_{S'}) - (g_M + g_P) \sin(\theta_S - \theta_{S'})) \end{aligned} \quad (53)$$

Del mismo modo, las ecuaciones de flujo de potencia para la misma línea de transmisión en el sentido de la barra R a la barra S y que está acoplada con otra línea que se conecta de la barra R' a la barra S' , son:

$$\mathcal{S}_R = \mathcal{E}_R \overline{J}_R = U_R \angle(\theta_R) \left(\overline{(-Y_L)} U_S \angle(-\theta_S) + \overline{(Y_L + Y_T)} U_R \angle(-\theta_R) \right. \\ \left. + \overline{(-Y_M)} U_S' \angle(-\theta_S') + \overline{(Y_M + Y_P)} U_R' \angle(-\theta_R') \right) \quad (54)$$

$$P_R = +U_R U_R (g_L + g_T) \\ -U_R U_S (g_L \cos(\theta_R - \theta_S) + b_L \sin(\theta_R - \theta_S)) \\ -U_R U_S' (g_M \cos(\theta_R - \theta_S') + b_M \sin(\theta_R - \theta_S')) \\ +U_R U_R' (g_M + g_P) \cos(\theta_R - \theta_R') + (b_M + b_P) \sin(\theta_R - \theta_R') \quad (55)$$

$$Q_R = -U_R U_R (b_L + b_T) \\ +U_R U_S (b_L \cos(\theta_R - \theta_S) - g_L \sin(\theta_R - \theta_S)) \\ +U_R U_S' (b_M \cos(\theta_R - \theta_S') - g_M \sin(\theta_R - \theta_S')) \\ -U_R U_R' (b_M + b_P) \cos(\theta_R - \theta_R') - (g_M + g_P) \sin(\theta_R - \theta_R') \quad (56)$$

De igual Forma las ecuaciones de flujo de potencia para la línea de transmisión acoplada a la primera serían:

$$P_S' = +U_S' U_S' (g_L' + g_T') \\ -U_S' U_R' (g_L' \cos(\theta_S' - \theta_R') + b_L' \sin(\theta_S' - \theta_R')) \\ -U_S' U_R (g_M' \cos(\theta_S' - \theta_R) + b_M' \sin(\theta_S' - \theta_R)) \\ +U_S' U_S (g_M' + g_P') \cos(\theta_S' - \theta_S) + (b_M' + b_P') \sin(\theta_S' - \theta_S) \quad (57)$$

$$Q_S' = -U_S' U_S' (b_L' + b_T') \\ +U_S' U_R' (b_L' \cos(\theta_S' - \theta_R') - g_L' \sin(\theta_S' - \theta_R')) \\ +U_S' U_R (b_M' \cos(\theta_S' - \theta_R) - g_M' \sin(\theta_S' - \theta_R)) \\ -U_S' U_S (b_M' + b_P') \cos(\theta_S' - \theta_S) - (g_M' + g_P') \sin(\theta_S' - \theta_S) \quad (58)$$

$$P_R' = +U_R' U_R' (g_L' + g_T') \\ -U_R' U_S' (g_L' \cos(\theta_R' - \theta_S') + b_L' \sin(\theta_R' - \theta_S')) \\ -U_R' U_S (g_M' \cos(\theta_R' - \theta_S) + b_M' \sin(\theta_R' - \theta_S)) \\ +U_R' U_R (g_M' + g_P') \cos(\theta_R' - \theta_R) + (b_M' + b_P') \sin(\theta_R' - \theta_R) \quad (59)$$

$$Q_R' = -U_R' U_R' (b_L' + b_T') \\ +U_R' U_S' (b_L' \cos(\theta_R' - \theta_S') - g_L' \sin(\theta_R' - \theta_S')) \\ +U_R' U_S (b_M' \cos(\theta_R' - \theta_S) - g_M' \sin(\theta_R' - \theta_S)) \\ -U_R' U_R (b_M' + b_P') \cos(\theta_R' - \theta_R) - (g_M' + g_P') \sin(\theta_R' - \theta_R) \quad (60)$$

Para modelar una línea de transmisión mutuamente acoplada como un problema de programación lineal, se tienen que simplificar las ecuaciones de flujo de potencia activa (52), (55), (57) y (59) para que sean representadas como restricciones lineales, con las mismas premisas de un flujo de potencia DC, con diferencias angulares pequeñas $\Delta\theta \rightarrow 0$ y tensiones nominales en por unidad $U \approx 1$, lo que da como resultado:

$$\begin{aligned}
P_S = &+[g_L + g_T - g_L \cos(\theta_S - \theta_R) - b_L (\theta_S - \theta_R)] \\
&+ [-g_M \cos(\theta_S - \theta_{R'}) - b_M (\theta_S - \theta_{R'})] \\
&- [-(g_M + g_P) \cos(\theta_S - \theta_{S'}) - (b_M + b_P)(\theta_S - \theta_{S'})]
\end{aligned} \tag{61}$$

$$\begin{aligned}
P_R = &+[g_L + g_T - g_L \cos(\theta_R - \theta_S) - b_L (\theta_R - \theta_S)] \\
&+ [-g_M \cos(\theta_R - \theta_{S'}) - b_M (\theta_R - \theta_{S'})] \\
&- [-(g_M + g_P) \cos(\theta_R - \theta_{R'}) - (b_M + b_P)(\theta_R - \theta_{R'})]
\end{aligned} \tag{62}$$

$$\begin{aligned}
P_{S'} = &+[g_{L'} + g_{T'} - g_{L'} \cos(\theta_{S'} - \theta_{R'}) - b_{L'}(\theta_{S'} - \theta_{R'})] \\
&+ [-g_{M'} \cos(\theta_{S'} - \theta_R) - b_{M'}(\theta_{S'} - \theta_R)] \\
&- [-(g_{M'} + g_{P'}) \cos(\theta_{S'} - \theta_S) - (b_{M'} + b_{P'})(\theta_{S'} - \theta_S)]
\end{aligned} \tag{63}$$

$$\begin{aligned}
P_{R'} = &+[g_{L'} + g_{T'} - g_{L'} \cos(\theta_{R'} - \theta_{S'}) - b_{L'}(\theta_{R'} - \theta_{S'})] \\
&+ [-g_{M'} \cos(\theta_{R'} - \theta_S) - b_{M'}(\theta_{R'} - \theta_S)] \\
&- [-(g_{M'} + g_{P'}) \cos(\theta_{R'} - \theta_R) - (b_{M'} + b_{P'})(\theta_{R'} - \theta_R)]
\end{aligned} \tag{64}$$

Con lo cual cada ecuación se puede agrupar en tres componentes como:

$$P_S = +P_{SL} + P_{SM} + P_{SP} \tag{65}$$

$$P_R = +P_{RL} + P_{RM'} + P_{SP'} \tag{66}$$

$$P_{S'} = +P_{SL'} + P_{SM'} + P_{RP} \tag{67}$$

$$P_{R'} = +P_{RL'} + P_{RM} + P_{RP'} \tag{68}$$

Donde:

$$\begin{aligned}
P_{SL} &= -b_L (\theta_S - \theta_R) + P_{LL} \\
P_{RL} &= -b_L (\theta_R - \theta_S) + P_{LL}
\end{aligned} \tag{69}$$

$$\begin{aligned}
P_{SM} &= -b_M (\theta_S - \theta_{R'}) + P_{LM} \\
P_{RM} &= -b_M (\theta_{R'} - \theta_S) + P_{LM}
\end{aligned} \tag{70}$$

$$\begin{aligned}
P_{SP} &= (b_M + b_P)(\theta_S - \theta_{S'}) + P_{LP} \\
P_{RP} &= (b_M + b_P)(\theta_{S'} - \theta_S) + P_{LP}
\end{aligned} \tag{71}$$

$$\begin{aligned}
P_{SL'} &= -b_{L'}(\theta_{S'} - \theta_{R'}) + P_{LL'} \\
P_{RL'} &= -b_{L'}(\theta_{R'} - \theta_{S'}) + P_{LL'}
\end{aligned} \tag{72}$$

$$\begin{aligned}
P_{SM'} &= -b_{M'}(\theta_{S'} - \theta_R) + P_{LM'} \\
P_{RM'} &= -b_{M'}(\theta_R - \theta_{S'}) + P_{LM'}
\end{aligned} \tag{73}$$

$$\begin{aligned}
P_{SP'} &= (b_{M'} + b_{P'})(\theta_R - \theta_{R'}) + P_{LP'} \\
P_{RP'} &= (b_{M'} + b_{P'})(\theta_{R'} - \theta_R) + P_{LP'}
\end{aligned} \tag{74}$$

Con las pérdidas de potencia activa representadas por las siguientes expresiones:

$$P_{LL} = g_T + g_L (1 - \cos(\theta_S - \theta_R)) \quad (75)$$

$$P_{LM} = -g_M \cos(\theta_S - \theta_{R'}) \quad (76)$$

$$P_{LP} = (g_M + g_P) \cos(\theta_S - \theta_{S'}) \quad (77)$$

$$P_{LL'} = g_{T'} + g_{L'} (1 - \cos(\theta_{S'} - \theta_{R'})) \quad (78)$$

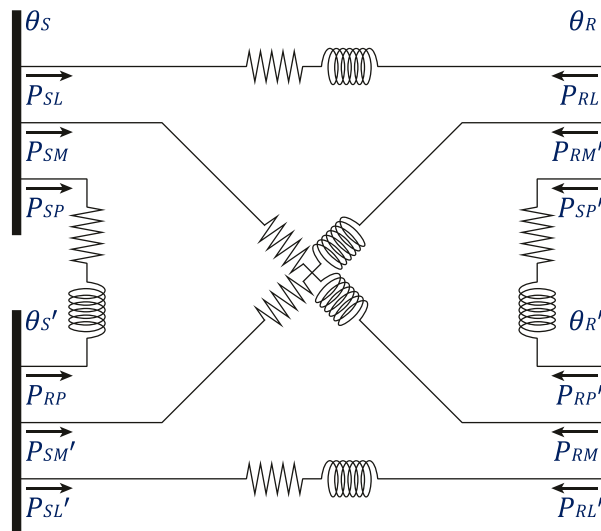
$$P_{LM'} = -g_{M'} \cos(\theta_{S'} - \theta_R) \quad (79)$$

$$P_{LP'} = (g_{M'} + g_{P'}) \cos(\theta_R - \theta_{R'}) \quad (80)$$

Como se puede observar, al comparar las ecuaciones (69) al (80) con las ecuaciones (45), (46) y (47) respectivamente, una línea de transmisión mutuamente acoplada se puede descomponer en seis líneas de transmisión equivalentes, representado en la Figura 15, por lo que bastaría con calcular correctamente los parámetros de este elemento y modelarlo como seis líneas de transmisión tradicionales.

Figura 15

Circuito equivalente DC de una línea de transmisión mutuamente acoplada



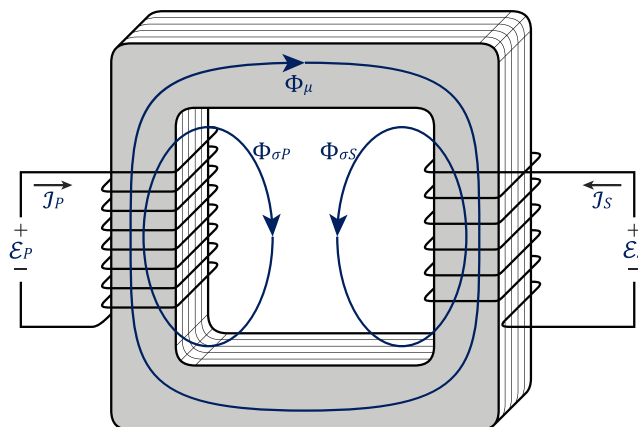
2.3.3 Modelo de Transformador de Potencia de 2 Devanados

Para transmitir energía eléctrica por una línea de transmisión a través de grandes distancias a una tensión establecida V , consideremos se transfiere una potencia fija $P = I V$, y teniendo en cuenta que las pérdidas por efecto Joule son $P_L = I^2 R = (P/V)^2 R$, se observa que las pérdidas dependen de manera inversamente proporcional al cuadrado de la tensión V al cual es enviado la potencia P , por ende es necesario establecer tensiones nominales lo más altas posibles “alta tensión” a fin de disminuir estas pérdidas y poder transmitir mayor cantidad de potencia.

Para tal fin son diseñados los transformadores de potencia, los cuales son utilizados en subestaciones de centrales eléctricas para aumentar el voltaje de la corriente eléctrica generada a niveles más altos, lo que facilita su transmisión a larga distancia, para después volver a ser utilizados en subestaciones de distribución eléctrica para reducir el voltaje de la corriente eléctrica a niveles más bajos para su uso final en hogares y negocios.

Figura 16

Esbozo gráfico de un transformador de 2 devanados



Los transformadores de potencia de alta tensión, mostrado en la Figura 16, están formados por dos o más devanados de alambre conductor envueltos alrededor de un núcleo de hierro o de un material similar. El núcleo está diseñado para minimizar la pérdida de energía en forma de calor durante la transformación de voltaje. El devanado de alambre

conductor con mayor número de vueltas se conoce como el devanado primario, mientras que el devanado de menor número de vueltas se llama devanado secundario.

Cuando se aplica una corriente eléctrica al devanado primario, se produce un campo magnético que atraviesa el núcleo y se induce una corriente en el devanado secundario. La magnitud de la corriente en el devanado secundario depende de la relación entre el número de vueltas de alambre en el devanado primario y el devanado secundario, lo que a su vez determina el voltaje en el devanado secundario.

Los parámetros necesarios para el modelamiento en estado estacionario y balanceado de un transformador de potencia de 2 devanados se detallan en la Tabla 4.

Tabla 4

Parámetros fundamentales de un transformador de potencia de 2 devanados

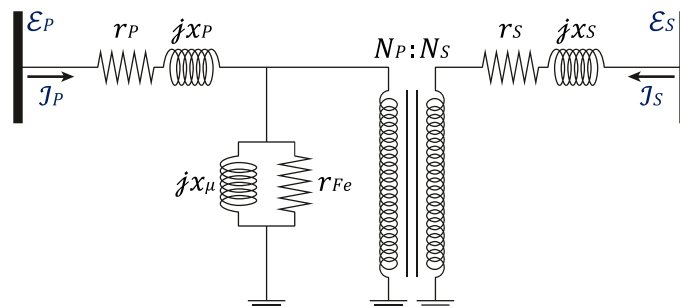
Símbolo	Descripción	Unidad
S_N	Potencia aparente nominal del transformador	MVA
U_{HV}	Tensión nominal del lado de alta	kV
U_{LV}	Tensión nominal del lado de baja	kV
U_{CC}	Tensión de corto circuito	%
P_{Cu}	Pérdidas en el cobre	kW
I_ϕ	Corriente de vacío	%
P_{Fe}	Pérdidas den el hierro	kW
ΔU_{TH}	Tensión adicional por tap en HV (*)	%
n_{THo}	Posición nominal del tap en HV (*)	#
$\overline{n_{TH}}$	Posición máxima del tap en HV (*)	#
$\underline{n_{TH}}$	Posición mínima del tap en HV (*)	#
n_{THs}	Posición actual del tap en HV (*)	#

(*) Los mismos parámetros para el lado de LV

Un transformador de potencia de 2 devanados consta de dos bobinas eléctricas las cuales, por inductancia mutua, transfieren la energía a través de un núcleo de hierro a la vez que transforma la tensión en relación directamente proporcional al número de espiras en sus devanados. Este elemento puede ser representado mediante el siguiente circuito eléctrico equivalente:

Figura 17

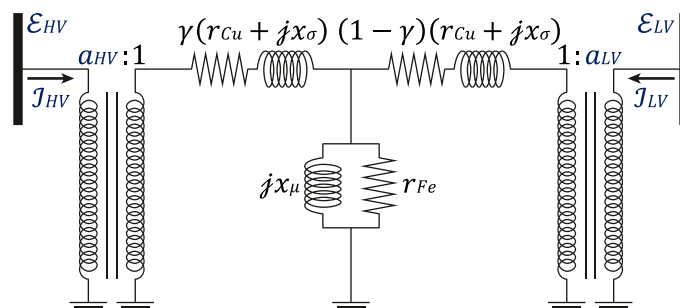
Circuito equivalente de un transformador de 2 devanados



El modelo del circuito equivalente del transformador representado en la Figura 17 puede ser aproximado a un transformador reducido al primario o secundario, que representado en por unidad, da como resultado el circuito en la Figura 18:

Figura 18

Circuito τ equivalente de un transformador en por unidad



Cuyos parámetros eléctricos aquí representados son la impedancia de cortocircuito Z_{cc} y la impedancia de vacío Z_ϕ . La impedancia de cortocircuito $Z_{cc} = r_{Cu} + jx_\sigma$, es una impedancia longitudinal que representa las pérdidas en el cobre r_{Cu} y la inductancia de dispersión x_σ y son calculados mediante las pruebas de corto circuito del transformador. La impedancia de vacío $Z_\phi = 1/(1/r_{Fe} + 1/jx_\mu)$, es una impedancia transversal que representa las pérdidas en el hierro r_{Fe} y la inductancia de magnetización en el núcleo x_μ y son calculados mediante las pruebas de vacío del transformador.

En este circuito equivalente a_{HV} y a_{LV} representan los cambios de toma del transformador, que sirven para controlar en cierto grado la relación de transformación del transformador y, de este modo, regular los valores de tensión en el lado de HV o LV

mediante las relaciones $\mathcal{E}_{HV} = a_{HV} \mathcal{E}_{HV}'$ y $\mathcal{E}_{LV} = a_{LV} \mathcal{E}_{LV}'$ respectivamente. El valor de a_{HV} se calcula mediante las expresiones (de modo equivalente para a_{LV}):

$$a_{HV} = 1 + (n_{TH} - n_{THo}) \frac{\Delta U_{TH}}{100} \quad (81)$$

Donde n_{TH} es el número de tomas del tap de HV del transformador, $\underline{n_{TH}} < n_{TH} < \overline{n_{TH}}$, y n_{THo} es la toma del tap a tensión nominal del transformador de potencia.

El parámetro γ indica la proporción de la impedancia de cortocircuito que corresponde al lado primario, mientras que $(1 - \gamma)$ indica la proporción de la impedancia de cortocircuito que correspondiente al lado secundario, una buena aproximación puede usar $\gamma = 1/2$.

Los parámetros eléctricos descritos anteriormente pueden calcularse en por unidad mediante las siguientes relaciones:

$$|Z_{cc}| = \frac{u_{cc}}{100} \quad (82) \quad r_{Cu} = \frac{P_{Cu}/1000}{S_N} \quad (83) \quad x_{\sigma} = \sqrt{|Z_{cc}|^2 - r_{Cu}^2} \quad (84)$$

$$|Z_{\phi}| = \frac{100}{i_{\phi}} \quad (85) \quad r_{Fe} = \frac{S_N}{P_{Fe}/1000} \quad (86) \quad x_{\mu} = \sqrt{\left|\frac{1}{Z_{\phi}}\right|^2 - \left(\frac{1}{r_{Fe}}\right)^2}^{-1} \quad (87)$$

Tomando en cuenta que el circuito τ de la Figura 18 puede representarse a un circuito π equivalente, según las relaciones (26), (27) y (28), se obtiene:

$$y_{cc} = g_{Cu} + jb_{\sigma} = \frac{Z_{\phi}}{Z_{\phi} Z_{cc} + Z_{cc}^2/4} \quad (88)$$

$$y_{\phi} = g_{Fe} + jb_{\mu} = \frac{Z_{cc}/2}{Z_{\phi} Z_{cc} + Z_{cc}^2/4} \quad (89)$$

Con ello el transformador de potencia de 2 devanados puede representarse mediante el modelo π equivalente mostrado en la Figura 19.

Ahora bien, esta representación implica que el modelo de un transformador de potencia puede representarse como un circuito equivalente de cuadripolos. Los parámetros cuadripolares g_{Cu} , b_{σ} , g_{Fe} , y b_{μ} , descritos en la Tabla 5, están en función de la impedancia de cortocircuito Z_{cc} , y la impedancia de vacío Z_{ϕ} , esta relación se muestra en el ANEXO D.

Figura 19

Circuito π equivalente de un transformador en por unidad

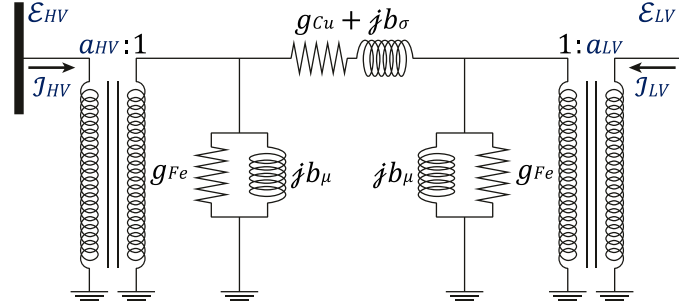


Tabla 5

Parámetros cuadripolares de un transformador de 2 devanados

Símbolo	Descripción	Unidad
g_{Cu}	Conductancia del cobre del transformador de 2 devanados	pu
b_{σ}	Susceptancia de dispersión del transformador de 2 devanados	pu
g_{Fe}	Conductancia del hierro del transformador de 2 devanados	pu
b_{μ}	Susceptancia de magnetización del transformador de 2 devanados	pu

La ecuación de flujo de potencia en un transformador de 2 devanados para la potencia que fluye de la barra HV a la barra LV , con $\mathcal{E}_{HV} = U_{HV}\angle(\theta_{HV})$ y $\mathcal{E}_{LV} = U_{LV}\angle(\theta_{LV})$, es:

$$S_{HV} = \mathcal{E}_{HV} \overline{J_{HV}} = \mathcal{E}_{HV}' \overline{((Y_{cc} + Y_{\phi}) \mathcal{E}_{HV}' + (-Y_{cc}) \mathcal{E}_{LV}')} \quad (90)$$

Separando esta expresión para la potencia aparente es su parte real (potencia activa) e imaginaria (potencia reactiva) se obtiene:

$$P_{HV} = + \left(\frac{U_{HV}}{a_{HV}} \right)^2 (g_{Cu} + g_{Fe}) - \frac{U_{HV} U_{LV}}{a_{HV} a_{LV}} (g_{Cu} \cos(\theta_{HV} - \theta_{LV}) + b_{\sigma} \sin(\theta_{HV} - \theta_{LV})) \quad (91)$$

$$Q_{HV} = - \left(\frac{U_{HV}}{a_{HV}} \right)^2 (b_{\sigma} + b_{\mu}) + \frac{U_{HV} U_{LV}}{a_{HV} a_{LV}} (b_{\sigma} \cos(\theta_{HV} - \theta_{LV}) - g_{Cu} \sin(\theta_{HV} - \theta_{LV})) \quad (92)$$

Del mismo modo, las ecuaciones de flujo de potencia para el mismo transformador de potencia en el sentido de la barra LV a la barra HV , son:

$$S_{LV} = \mathcal{E}_{LV} \overline{J_{LV}} = \mathcal{E}_{LV}' \overline{((-Y_{cc}) \mathcal{E}_{HV}' + (Y_{cc} + Y_{\phi}) \mathcal{E}_{LV}')} \quad (93)$$

$$P_{LV} = + \left(\frac{U_{LV}}{a_{LV}} \right)^2 (g_{Cu} + g_{Fe}) - \frac{U_{HV} U_{LV}}{a_{HV} a_{LV}} (g_{Cu} \cos(\theta_{LV} - \theta_{HV}) + b_{\sigma} \sin(\theta_{LV} - \theta_{HV})) \quad (94)$$

$$Q_{LV} = - \left(\frac{U_{LV}}{a_{LV}} \right)^2 (b_{\sigma} + b_{\mu}) + \frac{U_{HV} U_{LV}}{a_{HV} a_{LV}} (b_{\sigma} \cos(\theta_{LV} - \theta_{HV}) - g_{Cu} \sin(\theta_{LV} - \theta_{HV})) \quad (95)$$

Para modelar un transformador de potencia de dos devanados como un problema de programación lineal, se tienen que simplificar las ecuaciones de flujo de potencia activa (91) y (94) para que sean representadas como restricciones lineales, con las mismas premisas de un flujo de potencia DC, con diferencias angulares pequeñas $\Delta\theta \rightarrow 0$ y tensiones nominales en por unidad $U \approx 1$, lo que da como resultado:

$$P_{HV} = -b_{\sigma} (\theta_{HV} - \theta_{LV}) + g_{Fe} + g_{Cu} (1 - \cos(\theta_{HV} - \theta_{LV})) \quad (96)$$

$$P_{LV} = -b_{\sigma} (\theta_{LV} - \theta_{HV}) + g_{Fe} + g_{Cu} (1 - \cos(\theta_{LV} - \theta_{HV})) \quad (97)$$

Lo que se puede expresar como:

$$P_{HV} = -b_{\sigma} (\theta_{HV} - \theta_{LV}) + P_L \quad (98)$$

$$P_{LV} = -b_{\sigma} (\theta_{LV} - \theta_{HV}) + P_L \quad (99)$$

Donde $2 P_L$ representa las pérdidas de potencia activa de una línea de transmisión y se puede representar mediante la siguiente expresión:

$$P_L = g_{Fe} + g_{Cu} (1 - \cos(\theta_{HV} - \theta_{LV})) \quad (100)$$

Del mismo modo que las líneas de transmisión, esta ecuación puede ser linealizada por tramos, como se verá más adelante en la formulación del problema, para que pueda ser modelada como un problema de programación lineal.

Como se puede observar al comparar las ecuaciones (98), (99) y (100) con las ecuaciones (45), (46) y (47) respectivamente, en el caso de modelar un transformador de potencia de dos devanados en un sistema eléctrico con las ecuaciones de flujo de potencia DC, ésta se puede modelar como una línea de transmisión equivalente.

2.3.4 Modelo de Transformador de Potencia de 3 Devanados

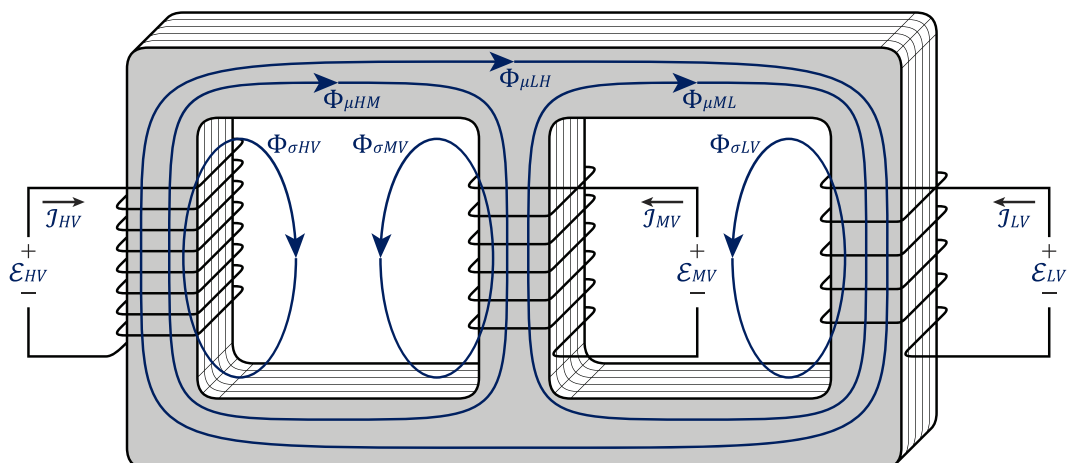
Con el mismo objetivo de establecer niveles de tensión diferentes en la transmisión de energía eléctrica con menores pérdidas, este equipamiento permite dividir en tres niveles de tensión nominales para subsistemas diferentes, por lo que cuentan con lados de alta, media y baja tensión, aprovechando la eficiencia que tiene este tipo de equipamiento.

Los transformadores de potencia de 3 devanados se utilizan a menudo en sistemas de alta tensión para aumentar o disminuir el voltaje de la transmisión eléctrica. Estos transformadores tienen tres devanados de cobre o aluminio en su núcleo de hierro, cada uno de los cuales está aislado y conectado a un terminal diferente como se puede observar en la Figura 20.

El primer devanado, también conocido como el "devanado primario", se conecta a la fuente de energía y controla la cantidad de corriente que fluye a través del transformador. El segundo devanado, o "devanado secundario", se conecta a la carga y controla la cantidad de corriente que fluye a través de ella. El tercer devanado, conocido como el "devanado terciario", se utiliza a menudo para ajustar la tensión en etapas intermedias del proceso de transformación.

Figura 20

Esbozo gráfico de un transformador de 3 devanados



En muchas ocasiones el devanado terciario de un transformador de potencia se utiliza también para controlar el flujo de corriente en el devanado secundario y proporcionar una tensión de referencia constante para el control de tensión en el mismo.

Un transformador de 3 devanados puede ser utilizado en una variedad de aplicaciones, como la transmisión de energía eléctrica a largas distancias, la distribución de energía eléctrica, la interconexión de sistemas eléctricos de diferentes voltajes y la regulación de la tensión en sistemas de distribución de baja tensión.

Los parámetros necesarios para el modelamiento en estado estacionario y balanceado de un transformador están detallados en la Tabla 6.

Tabla 6

Parámetros fundamentales de un transformador de potencia de 3 devanados

Símbolo	Descripción	Unidad
S_{HV}	Potencia aparente nominal del lado HV (*)	MVA
U_{HV}	Tensión nominal del lado HV (*)	kV
U_{ccHM}	Tensión de corto circuito en HV-MV (**)	%
P_{CuHM}	Pérdidas en el cobre en HV-MV (**)	kW
I_{ϕ}	Corriente de vacío	%
P_{Fe}	Pérdidas den el hierro	kW
ΔU_{TH}	Tensión adicional por tap en HV (*)	%
n_{THo}	Posición nominal del tap en HV (*)	#
$\overline{n_{TH}}$	Posición máxima del tap en HV (*)	#
$\underline{n_{TH}}$	Posición mínima del tap en HV (*)	#
n_{THs}	Posición actual del tap en HV (*)	#

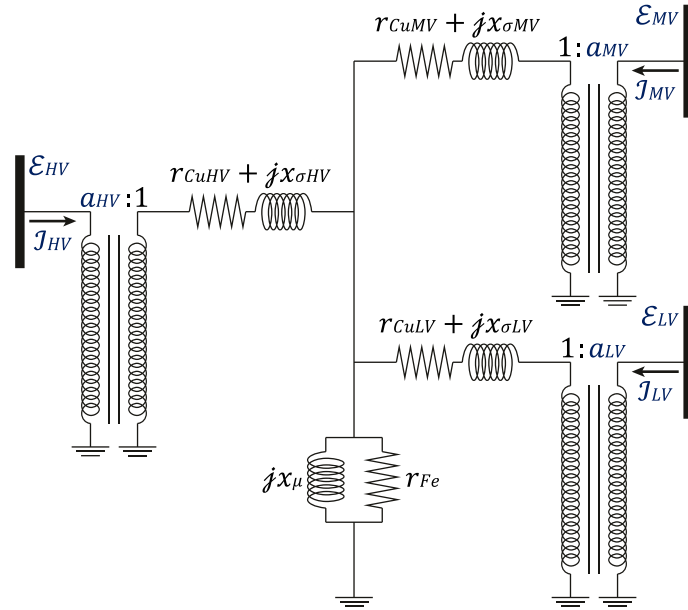
(*) Los mismos parámetros para los lados de MV y LV

(**) Los mismos parámetros para las conexiones de MV-LV y LV-HV

Un transformador de potencia de 3 devanados consta de tres bobinas eléctricas las cuales, por inductancia mutua, transfieren la energía a través de un núcleo de hierro a la vez que transforman la tensión en relación directamente proporcional al número de espiras en sus devanados. Este modelo puede ser representado mediante el circuito eléctrico equivalente mostrado en la Figura 21.

Figura 21

Circuito estrella equivalente de un transformador de 3 devanados



Cuyos parámetros eléctricos se calculan mediante las pruebas de corto circuito entre los lados HV-MV, MV-LV, LV-HV representados mediante las impedancias de cortocircuito $Z_{ccHM} = Z_{ccHV} + Z_{ccMV}$, $Z_{ccML} = Z_{ccMV} + Z_{ccLV}$, $Z_{ccLH} = Z_{ccLV} + Z_{ccHV}$ respectivamente; y la prueba de vacío el cual representa la impedancia de vacío Z_{ϕ} . Al igual que los transformadores de 2 devanados, la impedancia de cortocircuito es una impedancia longitudinal que representa las pérdidas en el cobre y la inductancia de dispersión y la impedancia de vacío es una impedancia transversal que representa las pérdidas en el hierro y la inductancia de magnetización en el núcleo. Estos parámetros pueden calcularse mediante las siguientes relaciones:

$$|Z_{ccHM}| = \frac{u_{ccHM}}{100} \quad (101) \quad r_{CuHM} = \frac{P_{CuHM}/1000}{\min\{S_{HV}; S_{MV}\}} \quad (102) \quad x_{\sigma HM} = \sqrt{|Z_{ccHM}|^2 - r_{CuHM}^2} \quad (103)$$

$$|Z_{ccML}| = \frac{u_{ccML}}{100} \quad (104) \quad r_{CuML} = \frac{P_{CuML}/1000}{\min\{S_{MV}; S_{LV}\}} \quad (105) \quad x_{\sigma ML} = \sqrt{|Z_{ccML}|^2 - r_{CuML}^2} \quad (106)$$

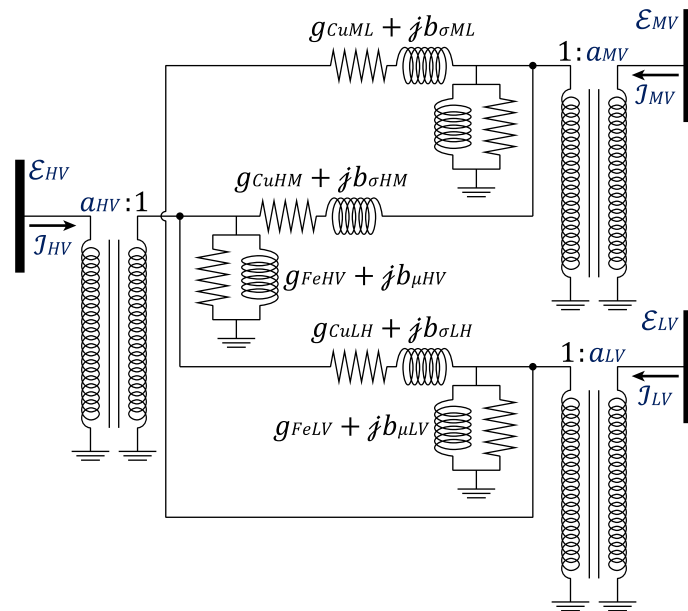
$$|Z_{ccLH}| = \frac{u_{ccLH}}{100} \quad (107) \quad r_{CuLH} = \frac{P_{CuLH}/1000}{\min\{S_{LV}; S_{HV}\}} \quad (108) \quad x_{\sigma LH} = \sqrt{|Z_{ccLH}|^2 - r_{CuLH}^2} \quad (109)$$

$$|Z_\phi| = \frac{100}{i_\phi} \quad (110) \quad r_{Fe} = \frac{\min\{S_{HV}; S_{MV}; S_{LV}\}}{P_{Fe}/1000} \quad (111) \quad x_\mu = \sqrt{\left|\frac{1}{Z_\phi}\right|^2 - \left(\frac{1}{r_{Fe}}\right)^2}^{-1} \quad (112)$$

Ahora bien, con la finalidad de no modelar un nodo ficticio, el circuito τ de la Figura 21 puede representarse a un circuito Δ equivalente, según las relaciones (26), (27) y (28), este cálculo se detalla en el ANEXO E, el cual da como resultado el circuito de la Figura 22.

Figura 22

Circuito delta equivalente de un transformador de 3 devanados



En este circuito equivalente α_{HV} , α_{MV} y α_{LV} tienen la misma representación que en el modelamiento del transformador de 2 devanados. Los parámetros cuadripolares g_{CuHM} , $b_{\sigma HM}$, g_{FeHV} , $b_{\mu HV}$, etc. descritos en la Tabla 7, están en fusión de los parámetros eléctricos de la Figura 21, esta relación se muestra en el ANEXO E.

Tabla 7

Parámetros cuadripolares de un transformador de 3 devanados

Símbolo	Descripción	Unidad
g_{CuHM}	Conductancia del cobre HV-MV del transformador de 3 devanados (*)	pu
$b_{\sigma HM}$	Susceptancia de dispersión HV-MV del transformador de 3 devanados	pu
g_{FeHV}	Conductancia del hierro HV del transformador de 3 devanados (**)	pu
$b_{\mu HV}$	Susceptancia de magnetización HV del transformador de 3 devanados	pu

(*) Los mismos parámetros para las conexiones de MV-LV y LV-HV

(**) Los mismos parámetros para los lados de MV y LV

Las ecuaciones de flujo de potencia en un transformador de 3 devanados conectado a las barras HV , MV y LV donde $\mathcal{E}_{HV} = U_{HV}\angle(\theta_{HV})$, $\mathcal{E}_{MV} = U_{MV}\angle(\theta_{MV})$ y $\mathcal{E}_{LV} = U_{LV}\angle(\theta_{LV})$ son:

$$S_{HV} = \mathcal{E}_{HV}' \overline{(\mathcal{E}_{HV}' \mathcal{Y}_{\phi HV} + (\mathcal{E}_{HV}' - \mathcal{E}_{MV}') \mathcal{Y}_{ccHM} + (\mathcal{E}_{HV}' - \mathcal{E}_{LV}') \mathcal{Y}_{ccLH})} \quad (113)$$

$$S_{MV} = \mathcal{E}_{MV}' \overline{(\mathcal{E}_{MV}' \mathcal{Y}_{\phi MV} + (\mathcal{E}_{MV}' - \mathcal{E}_{LV}') \mathcal{Y}_{ccML} + (\mathcal{E}_{MV}' - \mathcal{E}_{HV}') \mathcal{Y}_{ccHM})} \quad (114)$$

$$S_{LV} = \mathcal{E}_{LV}' \overline{(\mathcal{E}_{LV}' \mathcal{Y}_{\phi LV} + (\mathcal{E}_{LV}' - \mathcal{E}_{HV}') \mathcal{Y}_{ccLH} + (\mathcal{E}_{LV}' - \mathcal{E}_{MV}') \mathcal{Y}_{ccML})} \quad (115)$$

Al evaluar estas expresiones para calcular la potencia aparente en su parte real (potencia activa) e imaginaria (potencia reactiva) se obtiene, para el lado de HV :

$$P_{HV} = + \left(\frac{U_{HV}}{a_{HV}} \right)^2 (g_{CuHM} + g_{CuLH} + g_{FeHV}) - \frac{U_{HV} U_{MV}}{a_{HV} a_{MV}} (g_{CuHM} \cos(\theta_{HV} - \theta_{MV}) + b_{\sigma HM} \sin(\theta_{HV} - \theta_{MV})) - \frac{U_{HV} U_{LV}}{a_{HV} a_{LV}} (g_{CuLH} \cos(\theta_{HV} - \theta_{LV}) + b_{\sigma LH} \sin(\theta_{HV} - \theta_{LV})) \quad (116)$$

$$Q_{HV} = - \left(\frac{U_{HV}}{a_{HV}} \right)^2 (b_{\sigma HM} + b_{\sigma LH} + b_{\mu HV}) + \frac{U_{HV} U_{MV}}{a_{HV} a_{MV}} (b_{\sigma HM} \cos(\theta_{HV} - \theta_{MV}) - g_{CuHM} \sin(\theta_{HV} - \theta_{MV})) + \frac{U_{HV} U_{LV}}{a_{HV} a_{LV}} (b_{\sigma LH} \cos(\theta_{HV} - \theta_{LV}) - g_{CuLH} \sin(\theta_{HV} - \theta_{LV})) \quad (117)$$

Del mismo modo, las ecuaciones de flujo de potencia de un transformador de 3 devanados para el lado de MV :

$$P_{MV} = + \left(\frac{U_{MV}}{a_{MV}} \right)^2 (g_{CuHM} + g_{CuML} + g_{FeMV}) - \frac{U_{MV} U_{HV}}{a_{MV} a_{HV}} (g_{CuHM} \cos(\theta_{MV} - \theta_{HV}) + b_{\sigma HM} \sin(\theta_{MV} - \theta_{HV})) - \frac{U_{MV} U_{LV}}{a_{MV} a_{LV}} (g_{CuML} \cos(\theta_{MV} - \theta_{LV}) + b_{\sigma ML} \sin(\theta_{MV} - \theta_{LV})) \quad (118)$$

$$Q_{MV} = - \left(\frac{U_{MV}}{a_{MV}} \right)^2 (b_{\sigma HM} + b_{\sigma ML} + b_{\mu MV}) + \frac{U_{MV} U_{HV}}{a_{MV} a_{HV}} (b_{\sigma HM} \cos(\theta_{MV} - \theta_{HV}) - g_{CuHM} \sin(\theta_{MV} - \theta_{HV})) + \frac{U_{MV} U_{LV}}{a_{MV} a_{LV}} (b_{\sigma ML} \cos(\theta_{MV} - \theta_{LV}) - g_{CuML} \sin(\theta_{MV} - \theta_{LV})) \quad (119)$$

Del mismo modo, las ecuaciones de flujo de potencia de un transformador de 3 devanados para el lado de LV :

$$\begin{aligned}
P_{LV} = & + \left(\frac{U_{LV}}{a_{LV}} \right)^2 (g_{CuML} + g_{CuLH} + g_{FeLV}) \\
& - \frac{U_{LV} U_{HV}}{a_{LV} a_{HV}} (g_{CuLH} \cos(\theta_{LV} - \theta_{HV}) + b_{\sigma LH} \sin(\theta_{LV} - \theta_{HV})) \\
& - \frac{U_{LV} U_{MV}}{a_{LV} a_{MV}} (g_{CuML} \cos(\theta_{LV} - \theta_{MV}) + b_{\sigma ML} \sin(\theta_{LV} - \theta_{MV}))
\end{aligned} \tag{120}$$

$$\begin{aligned}
Q_{LV} = & - \left(\frac{U_{LV}}{a_{LV}} \right)^2 (b_{\sigma ML} + b_{\sigma LH} + b_{\mu LV}) \\
& + \frac{U_{LV} U_{HV}}{a_{LV} a_{HV}} (b_{\sigma LH} \cos(\theta_{LV} - \theta_{HV}) - g_{CuLH} \sin(\theta_{LV} - \theta_{HV})) \\
& + \frac{U_{LV} U_{MV}}{a_{LV} a_{MV}} (b_{\sigma ML} \cos(\theta_{LV} - \theta_{MV}) - g_{CuML} \sin(\theta_{LV} - \theta_{MV}))
\end{aligned} \tag{121}$$

Para modelar un transformador de potencia de tres devanados como un problema de programación lineal, se tienen que simplificar las ecuaciones de flujo de potencia activa (118) y (120) para que sean representadas como restricciones lineales, con las mismas premisas de un flujo de potencia DC, con diferencias angulares pequeñas $\Delta\theta \rightarrow 0$ y tensiones nominales en por unidad $U \approx 1$, dan como resultado:

$$\begin{aligned}
P_{HV} = & -b_{\sigma HM} (\theta_{HV} - \theta_{MV}) + \frac{g_{FeHV}}{2} + g_{CuHM} (1 - \cos(\theta_{HV} - \theta_{MV})) \\
& -b_{\sigma LH} (\theta_{HV} - \theta_{LV}) + \frac{g_{FeHV}}{2} + g_{CuLH} (1 - \cos(\theta_{HV} - \theta_{LV}))
\end{aligned} \tag{122}$$

$$\begin{aligned}
P_{MV} = & -b_{\sigma HM} (\theta_{MV} - \theta_{HV}) + \frac{g_{FeMV}}{2} + g_{CuHM} (1 - \cos(\theta_{MV} - \theta_{HV})) \\
& -b_{\sigma ML} (\theta_{MV} - \theta_{LV}) + \frac{g_{FeMV}}{2} + g_{CuML} (1 - \cos(\theta_{MV} - \theta_{LV}))
\end{aligned} \tag{123}$$

$$\begin{aligned}
P_{LV} = & -b_{\sigma LH} (\theta_{LV} - \theta_{HV}) + \frac{g_{FeLV}}{2} + g_{CuLH} (1 - \cos(\theta_{LV} - \theta_{HV})) \\
& -b_{\sigma ML} (\theta_{LV} - \theta_{MV}) + \frac{g_{FeLV}}{2} + g_{CuML} (1 - \cos(\theta_{LV} - \theta_{MV}))
\end{aligned} \tag{124}$$

Con lo cual cada ecuación se puede agrupar en dos componentes como:

$$P_{HV} = +P_{HM} + P_{HL} \tag{125}$$

$$P_{MV} = +P_{MH} + P_{ML} \tag{126}$$

$$P_{LV} = +P_{LH} + P_{LM} \tag{127}$$

Donde:

$$\begin{aligned}
P_{HM} = & -b_{\sigma HM} (\theta_{HV} - \theta_{MV}) + P_{LHM} \\
P_{MH} = & -b_{\sigma HM} (\theta_{MV} - \theta_{HV}) + P_{LMH}
\end{aligned} \tag{128}$$

$$\begin{aligned}
P_{ML} &= -b_{\sigma ML} (\theta_{MV} - \theta_{LV}) + P_{LML} \\
P_{LM} &= -b_{\sigma ML} (\theta_{LV} - \theta_{MV}) + P_{LLM}
\end{aligned}
\tag{129}$$

$$\begin{aligned}
P_{HL} &= -b_{\sigma LH} (\theta_{HV} - \theta_{LV}) + P_{LHL} \\
P_{LH} &= -b_{\sigma LH} (\theta_{LV} - \theta_{HV}) + P_{LLH}
\end{aligned}
\tag{130}$$

Con las pérdidas de potencia activa representadas por las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned}
P_{LHM} &= \frac{g_{FeHV}}{2} + g_{CuHM} (1 - \cos(\theta_{HV} - \theta_{MV})) \\
P_{LMH} &= \frac{g_{FeMV}}{2} + g_{CuHM} (1 - \cos(\theta_{MV} - \theta_{HV}))
\end{aligned}
\tag{131}$$

$$\begin{aligned}
P_{LML} &= \frac{g_{FeMV}}{2} + g_{CuML} (1 - \cos(\theta_{MV} - \theta_{LV})) \\
P_{LLM} &= \frac{g_{FeLV}}{2} + g_{CuML} (1 - \cos(\theta_{LV} - \theta_{MV}))
\end{aligned}
\tag{132}$$

$$\begin{aligned}
P_{LHL} &= \frac{g_{FeHV}}{2} + g_{CuLH} (1 - \cos(\theta_{HV} - \theta_{LV})) \\
P_{LLH} &= \frac{g_{FeLV}}{2} + g_{CuLH} (1 - \cos(\theta_{LV} - \theta_{HV}))
\end{aligned}
\tag{133}$$

Como se puede observar al comparar las ecuaciones (128), al (133) con las ecuaciones (45), (46) y (47) en el caso de modelar un transformador de potencia de tres devanados en un sistema eléctrico con las ecuaciones de flujo de potencia DC, ésta se puede modelar como tres líneas de transmisión equivalentes, por lo que bastaría con calcular correctamente los parámetros de este elemento y modelarlo como tres líneas de transmisión tradicionales.

2.3.5 Modelo de Compensación Reactiva Shunt

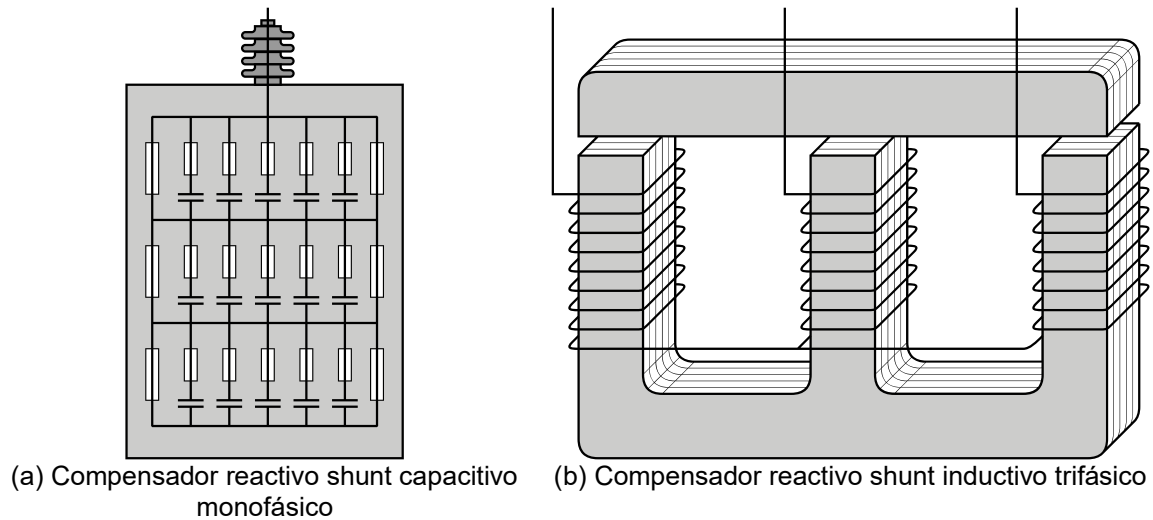
Debido a que la electricidad se transmite a niveles de tensión nominales, son necesarios equipamientos de compensación reactiva para controlar y/o corregir estos niveles de tensión, en las líneas de transmisión en los puntos de entrega de la energía eléctrica.

Estos elementos, mostrados en la Figura 23, sirven para mejorar los niveles de tensión en las barras y subestaciones aledañas donde estén instalados, la compensación shunt capacitiva sirve para elevar los niveles de tensión, como cuando es una zona radial y con una demanda eléctrica relativamente alta, mientras que la compensación shunt inductiva

sirve para disminuir los niveles de tensión, como en zonas muy enmalladas y con una demanda eléctrica relativamente baja, en ambos casos mediante la inyección o consumo de potencia reactiva respectivamente.

Figura 23

Esbozo gráfico de la compensación reactiva shunt



Los parámetros eléctricos necesarios para el modelamiento en estado estacionario de un elemento de compensación Shunt ya sea del tipo inductivo o capacitivo se describen en la Tabla 8 y los circuitos eléctricos equivalentes se muestran en la Figura 24.

Tabla 8

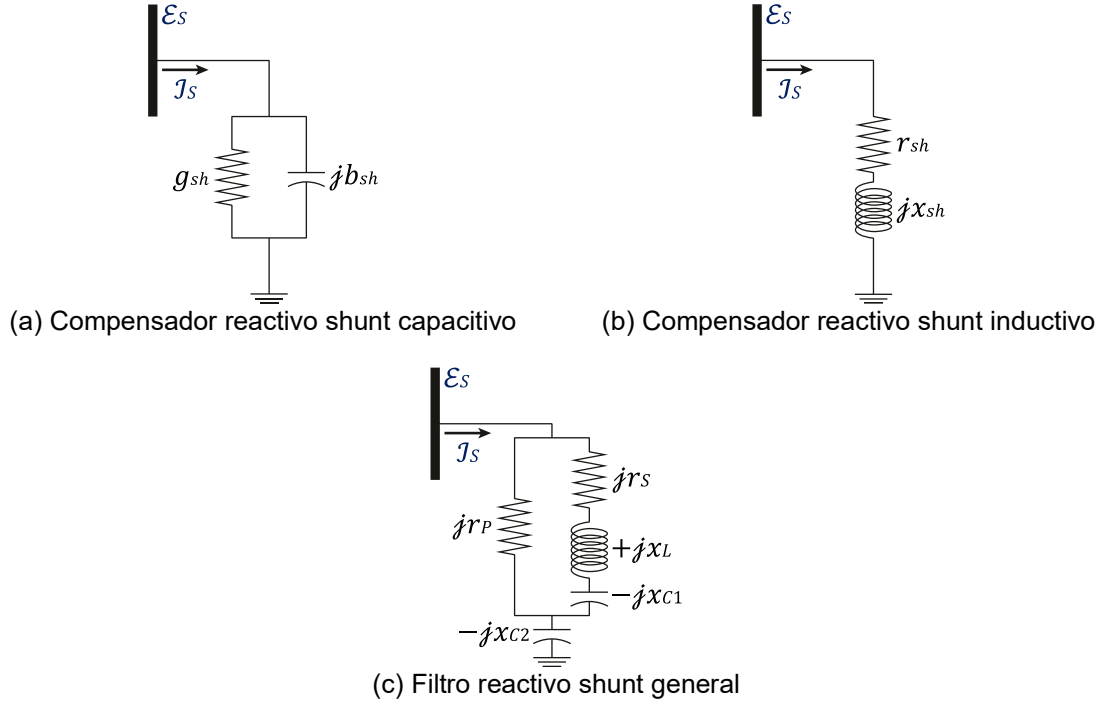
Parámetros principales de un compensador reactivo shunt

Símbolo	Descripción	Unidad
Q_N	Compensación reactiva nominal (>0 inductivo, <0 capacitivo)	MVar
U_N	Tensión nominal del compensador reactivo shunt	kV
f_q	Factor de calidad	pu
$\overline{n_T}$	Número máximo de escalones	#
n_{Ts}	Posición actual del escalón	#

En ambos casos el parámetro de resistencia representa las pérdidas por efecto joule, el cual se calcula mediante el factor de calidad de equipamiento.

Figura 24

Circuito equivalente de la compensación reactiva shunt



Donde los parámetros eléctricos representados se calculan mediante:

$$x_{sh} = \frac{U_N^2}{Q_N} \quad (134)$$

$$r_{sh} = \frac{x_{sh}}{f_q} \quad (135)$$

$$b_{sh} = \frac{-x_{sh}}{r_{sh}^2 + x_{sh}^2} \quad (136)$$

$$g_{sh} = \frac{r_{sh}}{r_{sh}^2 + x_{sh}^2} \quad (137)$$

La ecuación de flujo de potencia en un compensador reactivo shunt conectado a la barra S , donde $\mathcal{E}_S = U_S \angle(\theta_S)$, es:

$$S_S = \mathcal{E}_S \overline{I_S} = U_S \angle(\theta_S) \overline{(Y_{sh} U_S \angle(\theta_S))} \quad (138)$$

Considerando $Y_{sh} = n_T (g_{sh} + j b_{sh})$ y separando esta expresión para la potencia aparente es su parte real (potencia activa) e imaginaria (potencia reactiva) se obtiene:

$$P_S = +n_T g_{sh} U_S^2 \quad (139)$$

$$Q_S = -n_T b_{sh} U_S^2 \quad (140)$$

Los elementos de compensación reactiva shunt no suelen utilizarse en el modelamiento de flujo de potencia DC como un problema de programación lineal, aunque podría considerarse como una pérdida pequeña pero constante en la barra donde está conectado el dispositivo.

2.3.6 Modelo de Compensación Reactiva Serie

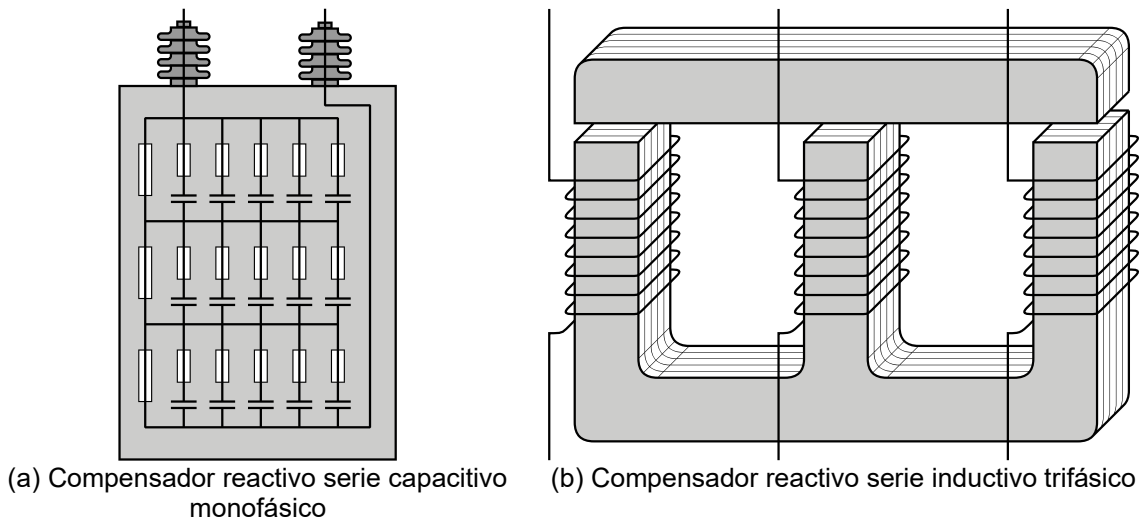
Estos elementos, representados en la Figura 25, se pueden clasificar en dos tipos, la compensación reactiva serie de tipo capacitivo y la compensación reactiva serie de tipo inductivo y tienen usos diferentes.

La compensación reactiva serie de tipo capacitivo sirve para disminuir la distancia eléctrica aparente en una línea de transmisión, al disminuir la reactancia serie total en ésta con lo que se logra aumentar el nivel de carga y utilización de la línea de transmisión en relación con líneas paralelas que ésta tenga en el sistema. Es importante mencionar que la implementación de estos dispositivos requiere de detallados estudios de resonancia subsíncrona debido a que la frecuencia natural de una línea de transmisión con esta compensación serie capacitiva puede estar próxima a las frecuencias de oscilaciones torsionales de rotores de turbogeneradores conectados en el sistema eléctrico.

La compensación reactiva serie de tipo inductivo sirve para disminuir los niveles de cortocircuito en las zonas del sistema que tienen gran concentración de generación eléctrica, lo que se logra al aumentar la reactancia serie total en una línea de transmisión que conecten estos generadores.

Figura 25

Esbozo gráfico de la compensación reactiva serie



Los parámetros necesarios para el modelamiento en estado estacionario de un elemento de compensación Shunt ya sea del tipo inductivo o capacitivo se describen en la Tabla 9 y los circuitos eléctricos equivalentes se muestran en la Figura 26.

Tabla 9

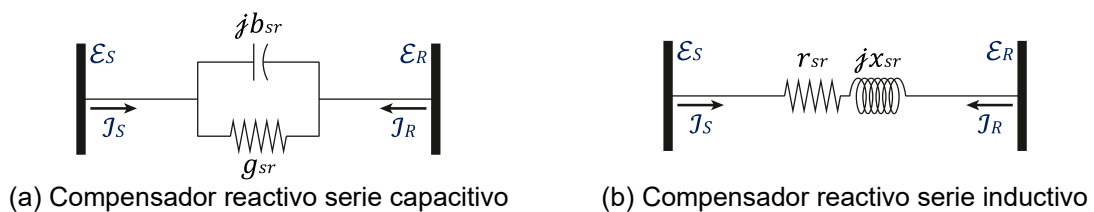
Parámetros principales de un compensador reactivo serie

Símbolo	Descripción	Unidad
S_N	Potencia aparente nominal de compensación reactiva serie	MVA _r
U_N	Tensión nominal de compensación reactiva serie	kV
R_{sr}	Resistencia de compensación reactiva serie	Ω
X_{sr}	Inductancia de compensación reactiva serie	Ω

En ambos casos el parámetro de resistencia representa las pérdidas por efecto joule, el cual se calcula mediante el factor de calidad de equipamiento

Figura 26

Circuito equivalente de la compensación reactiva serie



La ecuación de flujo de potencia en un compensador reactivo serie para la potencia que fluye de la barra S a la barra R , donde $\mathcal{E}_S = U_S \angle(\theta_S)$ y $\mathcal{E}_R = U_R \angle(\theta_R)$, es:

$$\mathcal{S}_S = \mathcal{E}_S \overline{\mathcal{I}_S} = U_S \angle(\theta_S) \overline{((\mathcal{Y}_{sr}) U_S \angle(\theta_S) + (-\mathcal{Y}_{sr}) U_R \angle(\theta_R))} \quad (141)$$

Considerando $\mathcal{Y}_{sr} = g_{sr} + jb_{sr}$ y separando esta expresión para la potencia aparente en su parte real (potencia activa) e imaginaria (potencia reactiva) se obtiene:

$$P_S = +U_S^2(g_{sr}) - U_S U_R (g_{sr} \cos(\theta_S - \theta_R) + b_{sr} \sin(\theta_S - \theta_R)) \quad (142)$$

$$Q_S = -U_S^2(b_{sr}) + U_S U_R (b_{sr} \cos(\theta_S - \theta_R) - g_{sr} \sin(\theta_S - \theta_R)) \quad (143)$$

Del mismo modo, las ecuaciones de flujo de potencia para el mismo compensador reactivo en el sentido de la barra R a la barra S son:

$$\mathcal{S}_R = \mathcal{E}_R \overline{\mathcal{I}_R} = U_R \angle(\theta_R) \overline{((- \mathcal{Y}_{sr}) U_S \angle(\theta_S) + (\mathcal{Y}_{sr}) U_R \angle(\theta_R))} \quad (144)$$

$$P_R = +U_R^2(g_{sr}) - U_S U_R (g_{sr} \cos(\theta_R - \theta_S) + b_{sr} \sin(\theta_R - \theta_S)) \quad (145)$$

$$Q_R = -U_R^2(b_{sr}) + U_S U_R (b_{sr} \cos(\theta_R - \theta_S) - g_{sr} \sin(\theta_R - \theta_S)) \quad (146)$$

Para modelar una compensación reactiva serie como un problema de programación lineal, se tienen que simplificar las ecuaciones de flujo de potencia activa (142) y (145) para que sean representadas como restricciones lineales, con las mismas premisas de un flujo de potencia DC, con diferencias angulares pequeñas $\Delta\theta \rightarrow 0$ y tensiones nominales en por unidad $U \approx 1$, lo que da como resultado:

$$P_S = -b_{sr} (\theta_S - \theta_R) + g_{sr} (1 - \cos(\theta_S - \theta_R)) \quad (147)$$

$$P_R = -b_{sr} (\theta_R - \theta_S) + g_{sr} (1 - \cos(\theta_R - \theta_S)) \quad (148)$$

Lo que se puede expresar como:

$$P_S = -b_{sr} (\theta_S - \theta_R) + P_L \quad (149)$$

$$P_R = -b_{sr} (\theta_R - \theta_S) + P_L \quad (150)$$

Donde $2 P_L$ representa las pérdidas de potencia activa de una línea de transmisión y se puede representar mediante la siguiente expresión:

$$P_L = g_{sr} (1 - \cos(\theta_S - \theta_R)) \quad (151)$$

Del mismo modo que las líneas de transmisión, esta ecuación puede ser linealizada por tramos, como se verá más adelante en la formulación del problema, para que pueda ser modelada como un problema de programación lineal.

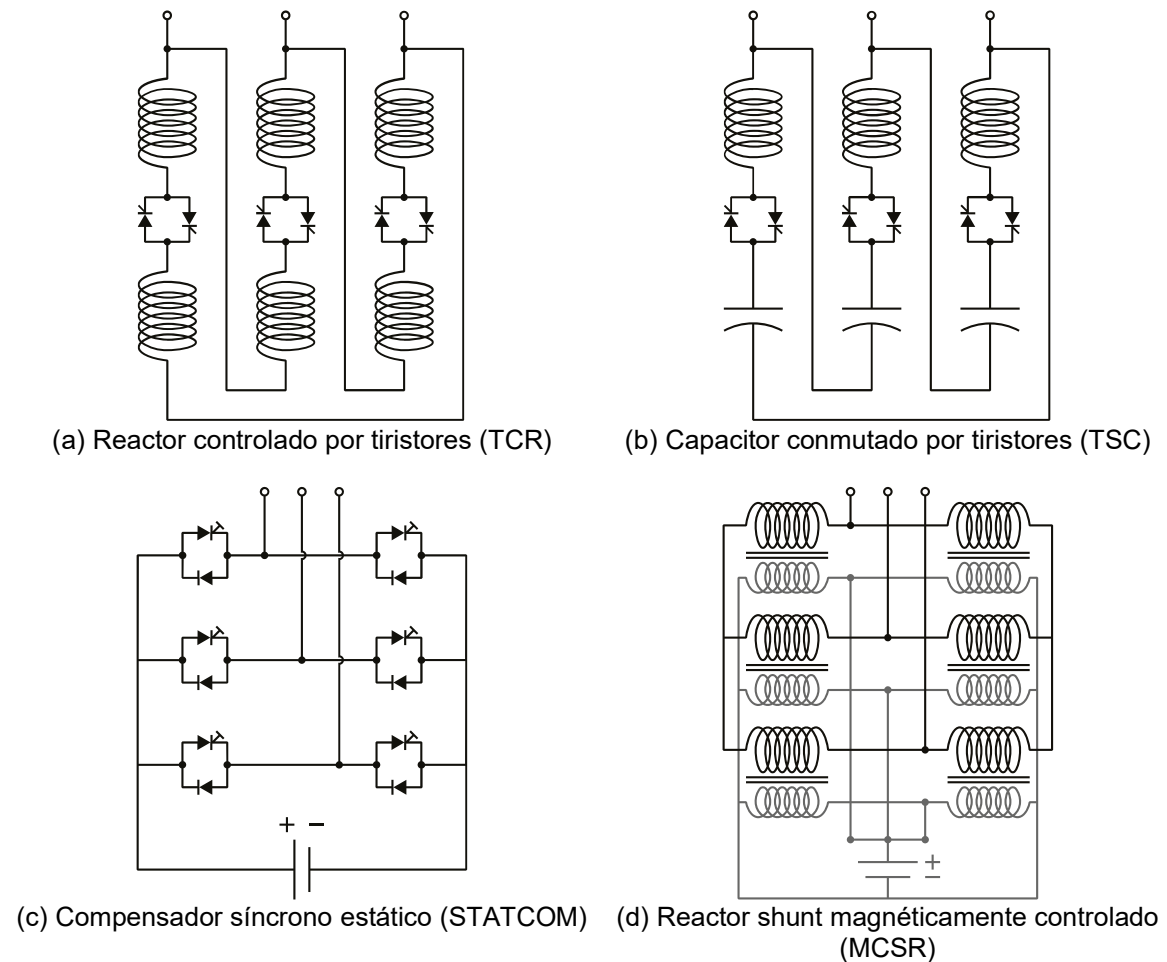
Como se puede observar al comparar las ecuaciones (149), (150) y (151) con las ecuaciones (45), (46) y (47) respectivamente, en el caso de modelar una compensación reactiva serie en un sistema eléctrico con las ecuaciones de flujo de potencia DC, ésta se puede modelar como una línea de transmisión equivalente, por lo que bastaría con calcular correctamente los parámetros de este elemento y modelarlo como una línea de transmisión tradicional.

2.3.7 Modelo de Compensación Automática Reactiva Shunt

Los elementos ilustrados en la Figura 27, desempeñan un papel crítico en la regulación de la tensión en barras específicas donde están instalados. A través de una gestión automatizada, estos dispositivos manipulan la compensación shunt, ya sea capacitiva o reactiva, con el propósito de modular adecuadamente los niveles de tensión, elevándolos o reduciéndolos según se requiera. Es esencial destacar la relevancia de comprender a fondo el comportamiento de estos componentes en un sistema eléctrico. Para una descripción exhaustiva y técnica del modelado eléctrico de tales elementos, se recomienda consultar la obra de (Milano, 2010).

Figura 27

Circuito trifásico equivalente de la compensación automática reactiva shunt



Los parámetros necesarios para el modelamiento en estado estacionario de un elemento de compensación Shunt ya sea del tipo inductivo o capacitivo se muestran en la Tabla 10 y el circuito eléctrico equivalente se muestra en la Figura 28.

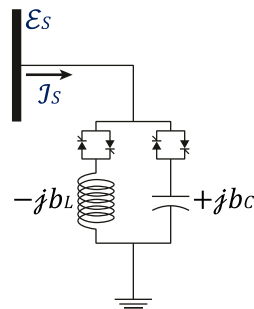
Tabla 10

Parámetros principales de un compensador automático reactivo shunt

Símbolo	Descripción	Unidad
Q_L	Compensación inductiva máxima	MVar
Q_C	Compensación capacitiva mínima	MVar
U_N	Tensión nominal de la compensación automática reactiva shunt	kV

Figura 28

Circuito equivalente general de un compensador reactivo automático shunt



La ecuación de flujo de potencia en un compensador reactivo shunt conectado a la barra S , donde $\varepsilon_s = U_s \angle(\theta_s)$, es:

$$S_s = \varepsilon_s \overline{I_s} = U_s \angle(\theta_s) \overline{(y_{sh} U_s \angle(\theta_s))} \quad (152)$$

Considerando $y_{sh} = jb_{sh}$ y separando esta expresión para la potencia aparente en su parte real (potencia activa) e imaginaria (potencia reactiva) se obtiene:

$$P_s = 0 \quad (153)$$

$$Q_s = -b_{sh} U_s^2 \quad (154)$$

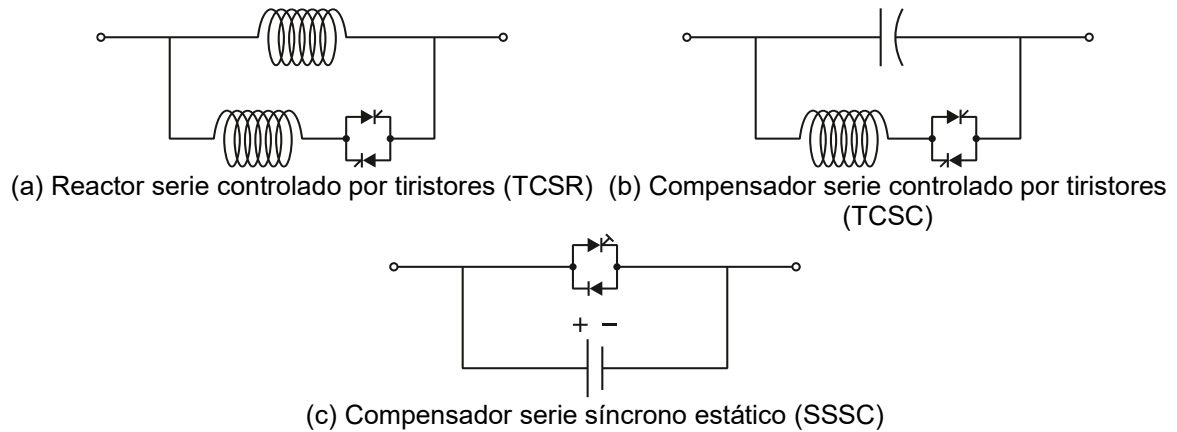
Los elementos de compensación automática reactiva shunt, al igual que la compensación reactiva shunt, tampoco se utilizan en el modelamiento de flujo de potencia DC como un problema de programación lineal.

2.3.8 Modelo de Compensación Automática Reactiva Serie

Estos elementos, representados en la Figura 29, sirven para controlar el flujo de potencia de una línea de transmisión eléctrica, mediante la modificación aparente de su reactancia serie, lo que logra mejorar el nivel de carga y utilización de esta línea respecto a líneas paralelas que tenga en el sistema eléctrico. Una ventaja de utilizar estos elementos es que, al ser construidos con materiales electrónicos, ya no presentan los posibles problemas de resonancia subsíncrona que se pueden originar con la utilización de la compensación reactiva serie de tipo capacitivo. La representación del modelamiento eléctrico de cada uno de estos tipos de elementos se detalla en (Milano, 2010).

Figura 29

Circuito monofásico equivalente de compensación automática reactiva serie



Los parámetros necesarios para el modelamiento en estado estacionario de un elemento de compensación Shunt ya sea del tipo inductivo o capacitivo se muestran en la Tabla 11 y el circuito eléctrico equivalente se muestra en la Figura 30.

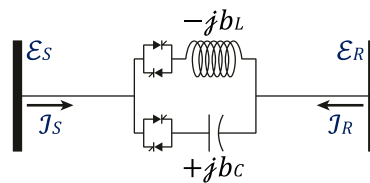
Tabla 11

Parámetros Principales de un Compensador Automático Reactivo Serie

Símbolo	Descripción	Unidad
S_N	Potencia aparente nominal de compensación automática reactiva serie	MVAr
Q_L	Compensación inductiva máxima	MVAr
Q_C	Compensación capacitiva mínima	MVAr
U_N	Tensión nominal de la compensación automática reactiva serie	kV

Figura 30

Circuito equivalente de un compensador reactivo automático serie



La ecuación de flujo de potencia en un compensador reactivo serie para la potencia que fluye de la barra S a la barra R , donde $\mathcal{E}_S = U_S \angle(\theta_S)$ y $\mathcal{E}_R = U_R \angle(\theta_R)$, es:

$$S_S = \mathcal{E}_S \overline{I_S} = U_S \angle(\theta_S) \overline{((Y_{sr}) U_S \angle(\theta_S) + (-Y_{sr}) U_R \angle(\theta_R))} \quad (155)$$

Considerando $\mathcal{Y}_{sr} = j b_{sr}$ y separando esta expresión para la potencia aparente es su parte real (potencia activa) e imaginaria (potencia reactiva) se obtiene:

$$P_S = -U_S U_R b_{sr} \sin(\theta_S - \theta_R) \quad (156)$$

$$Q_S = -U_S^2 b_{sr} + U_S U_R b_{sr} \cos(\theta_S - \theta_R) \quad (157)$$

Del mismo modo, las ecuaciones de flujo de potencia para el mismo compensador reactivo en el sentido de la barra R a la barra S son:

$$\mathcal{S}_R = \mathcal{E}_R \overline{\mathcal{I}}_R = U_R \angle(\theta_R) \overline{((-Y_{sr}) U_S \angle(\theta_S) + (Y_{sr}) U_R \angle(\theta_R))} \quad (158)$$

$$P_R = -U_S U_R b_{sr} \sin(\theta_R - \theta_S) \quad (159)$$

$$Q_R = -U_R^2 b_{sr} + U_S U_R b_{sr} \cos(\theta_R - \theta_S) \quad (160)$$

Para modelar una compensación automática reactiva serie como un problema de programación lineal, se tienen que simplificar las ecuaciones de flujo de potencia activa (142) y (145) para que sean representadas como restricciones lineales, con las mismas premisas de un flujo de potencia DC, con diferencias angulares pequeñas $\Delta\theta \rightarrow 0$ y tensiones nominales en por unidad $U \approx 1$, adicionalmente se debe considerar la susceptancia variable b_{sr} como una susceptancia serie típica constante \widetilde{b}_{sr} lo que da como resultado las siguientes expresiones:

$$P_S = -\widetilde{b}_{sr} (\theta_S - \theta_R) \quad (161)$$

$$P_R = -\widetilde{b}_{sr} (\theta_R - \theta_S) \quad (162)$$

Como se puede observar al comparar las ecuaciones (161) y (162) con las ecuaciones (45) y (46) respectivamente, en el caso de modelar una compensación automática reactiva serie en un sistema eléctrico con las ecuaciones de flujo de potencia DC, ésta se puede modelar como una línea de transmisión equivalente, por lo que bastaría con calcular correctamente los parámetros de este elemento y modelarlo como una línea de transmisión tradicional.

2.3.9 Modelo de Demanda Eléctrica

La demanda eléctrica puede ser caracterizada tanto en términos de energía como de potencia. La energía eléctrica se refiere a la cantidad de electricidad consumida durante un periodo de tiempo específico, mientras que la potencia eléctrica indica el consumo de electricidad en un momento dado.

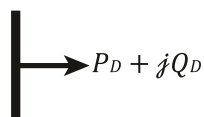
La demanda eléctrica está sujeta a variaciones que dependen de múltiples factores, entre ellos, la hora del día, meses del año, las condiciones climáticas y la actividad económica. Además, la demanda eléctrica puede incrementar durante periodos de actividad económica intensa o disminuir en recesiones económicas.

Las entidades responsables de la operación de los sistemas eléctricos, como es el caso del COES en Perú, tienen la tarea de pronosticar la demanda eléctrica. Su objetivo es asegurar un suministro adecuado para satisfacer dicha demanda, buscando operar de la manera más eficiente y económica posible. Este equilibrio les permite minimizar costos y mantener la seguridad del sistema eléctrico, evitando el riesgo de un potencial colapso.

La demanda eléctrica suele expresarse en términos de su potencia activa y su potencia reactiva y extrae energía eléctrica del sistema mediante su conexión a las barras de las subestaciones eléctricas, como se muestra en la Figura 31.

Figura 31

Representación gráfica de una demanda eléctrica



A la suma de las demandas de potencia activa y potencia reactiva compleja se conoce como demanda aparente y se expresa para cada demanda como:

$$S_D = P_D + jQ_D \quad (163)$$

En el caso de que el sistema eléctrico no cumpla con los requerimientos de demanda establecidos, ya sea por falta de generación o por limitaciones de los elementos eléctricos ya descritos anteriormente, será necesario dejar de suministrar una cierta cantidad de demanda, la cual se conoce como potencia racionada P_N a la cual se le asigna un costo de racionamiento que puede ser representado mediante la siguiente expresión:

$$C_N = \mu P_N + \nu P_N^2 \quad (164)$$

$$0 \leq P_N \leq P_D \quad (165)$$

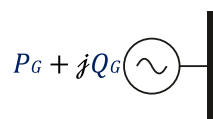
2.3.10 Modelo de Generación Eléctrica

La generación eléctrica es el proceso de producir energía eléctrica a partir de diferentes fuentes de energía primaria, como combustibles fósiles (petróleo, gas natural y carbón), nuclear, biomasa, hídrica, geotérmica, solar y eólica. La energía así producida se transmite y transforma a través de redes de distribución para llegar finalmente a los consumidores, que pueden ser hogares, empresas e industrias.

Existen diferentes tipos de centrales eléctricas que se utilizan para generar energía eléctrica. Las centrales térmicas utilizan biomasa, energía geotérmica, combustibles fósiles o energía nuclear para impulsar turbinas conectadas a un generador eléctrico. Las centrales hidroeléctricas utilizan la fuerza de la caída del agua para mover las turbinas y producir energía eléctrica. Las centrales solares utilizan paneles solares para convertir la luz solar en energía eléctrica, mientras que las centrales eólicas utilizan aerogeneradores para convertir la energía del viento en energía eléctrica.

Figura 32

Representación gráfica de la generación eléctrica



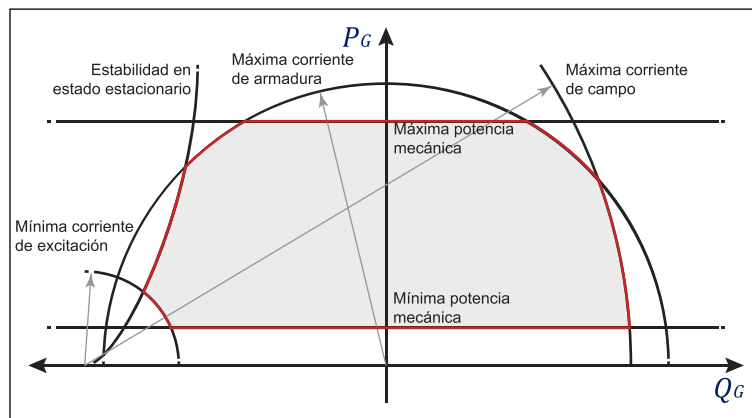
A la suma de la generación de potencia activa y potencia reactiva compleja se conoce como generación aparente y se expresa para cada generador como:

$$S_G = P_G + jQ_G \quad (166)$$

La generación eléctrica suele expresarse en términos de su potencia activa y su potencia reactiva, los cuales están limitados a la curva de capacidad de cada generador Figura 33 (Ñaupari Huatuco, 2006) e inyectan energía eléctrica al sistema mediante su conexión a las barras de las subestaciones eléctricas, como se muestra en la Figura 32.

Figura 33

Curva de Capacidad típica de un generador eléctrico



El costo de generación asociado a una central térmica viene representado mediante la siguiente expresión:

$$C_G = \alpha + \beta P_G + \gamma P_G^2 \quad (167)$$

$$0 \leq P_G \leq \bar{P}_G \quad (168)$$

CAPÍTULO III

FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

3.1 Despacho Hidrotérmico de Largo Plazo

El Despacho Hidrotérmico de Largo Plazo (DHLP) es una técnica utilizada en la planificación de la operación del sistema eléctrico de un país, con el objetivo de maximizar el uso de los recursos energéticos disponibles a largo plazo. Este proceso tiene en cuenta la disponibilidad y el costo de los recursos hidroeléctricos, térmicos y renovables, así como las restricciones técnicas y ambientales que puedan afectar su uso.

La planificación de la operación del sistema eléctrico a largo plazo es crucial para garantizar que el país tenga suficiente capacidad de generación de energía para satisfacer la demanda futura de electricidad, al mismo tiempo que se minimiza el costo de producción de energía. Para ello, se utiliza el DHLP para determinar la mejor manera de utilizar los recursos energéticos disponibles para satisfacer la demanda de energía prevista durante un período de tiempo determinado, que generalmente oscila entre uno y diez años.

El DHLP se realiza utilizando modelos matemáticos que tienen en cuenta varios factores, como la capacidad de generación de las centrales hidroeléctricas y térmicas, pronósticos de producción de energía renovable, la capacidad de transmisión de energía entre las regiones del país, la demanda futura de energía, las restricciones técnicas y ambientales, y los costos de producción de energía. Estos modelos se utilizan para determinar la mejor combinación de recursos energéticos disponibles para satisfacer la demanda de energía futura al menor costo posible.

Una vez que se ha realizado el DHLP, los resultados se utilizan para analizar y tomar decisiones importantes sobre el comportamiento, la necesidad de construcción y el mantenimiento de la infraestructura eléctrica y energética a largo plazo.

En resumen, el DHLP es un proceso importante para la planificación de la operación del sistema eléctrico de un país, ya que permite a los planificadores energéticos tomar decisiones informadas sobre la construcción y el mantenimiento dicha infraestructura. De esta forma, se puede tener un impacto significativo en la economía del país y su capacidad para satisfacer las necesidades energéticas de la población, al mismo tiempo que se minimiza el costo de producción de energía.

3.2 Formulación Algebraica del Problema

3.2.1 Conjuntos

Conjuntos principales

Símbolo	Descripción
t	Índice de periodos
b	Índice de bloques horarios
n, m	Índice de barras
i	Índice de elementos eléctricos
d	Índice de demanda eléctrica
g	Índice de generación eléctrica
c	Índice de modos de operación de una central térmica
f	Índice de combustibles
w, x	Índice de nodo de gas
z	Índice de gasoductos
p, o	Índice de nodo hidráulico
y	Índice de trayectorias hídricas
e	Índice de embalses
q	Índice de caudales naturales
r	Índice de riegos
lp	Tramos de linealización pérdidas de transmisión

lg	Tramos de linealización consumo de combustible
ld	Tramos de linealización racionamiento de demanda

Subconjuntos

Símbolo	Descripción	Expresión
$gt \in g$	Subconjunto de generación térmica	$gt\langle g \rangle$
$gh \in g$	Subconjunto de generación hidráulica	$gh\langle g \rangle$
$gr \in g$	Subconjunto de generación renovable	$gr\langle g \rangle$
$h \in p$	Subconjunto de nodos hidráulicos que son hidroeléctricas	$h\langle p \rangle$
$ht \in h$	Subconjunto de generación hidráulica de regulación estacional	$ht\langle h \rangle$
$hb \in h$	Subconjunto de generación hidráulica de regulación horaria	$hb\langle h \rangle$
$e \in p$	Subconjunto de nodos hidráulicos que son embalses	$e\langle p \rangle$
$et \in e$	Subconjunto de embalse de regulación estacional	$et\langle e \rangle$
$eb \in e$	Subconjunto de embalse de regulación horaria	$eb\langle e \rangle$
$s \in p$	Subconjunto de nodos hidráulicos de pasada	$s\langle p \rangle$

Tuplas o relaciones de conjuntos

Símbolo	Descripción	Expresión
$i \in (n, m)$	Relación de elementos eléctricos y barras	$inm\langle i, n, m \rangle$
$d \in n$	Relación de demanda eléctrica y barras	$dn\langle d, n \rangle$
$g \in n$	Relación de generación eléctrica y barras	$gn\langle g, n \rangle$
$gt \in f$	Relación de generación térmicas y combustibles	$gf\langle gt, f \rangle$
$gt \in c$	Relación de modos de operación de centrales térmicas	$gc\langle gt, c \rangle$
$gt \in w$	Relación de generación térmicas y nodos de gas	$gw\langle gt, w \rangle$
$z \in (w, x)$	Relación de gasoductos y nodos de gas	$zwx\langle z, w, x \rangle$
$gh \in h$	Relación de generación y nodos hidráulicos	$hp\langle gh, h \rangle$
$q \in p$	Relación de caudales y nodos hidráulicos	$qp\langle q, p \rangle$
$r \in p$	Relación de riegos y nodos hidráulicos	$rp\langle r, p \rangle$
$y \in (p, o)$	Relación de trayectorias y nodos hidráulicos	$ypo\langle y, p, o \rangle$

3.2.2 Parámetros

Escalares

Símbolo	Descripción	Valor	Unidad
S_B	Potencia base	100	MW
n_H	Factor de conversión caudal volumen	0.0036	Hs/h
$C_{\delta V}$	Penalidad de holgura de volumen	9999	\$/hHm ³
$C_{\delta q}$	Penalidad de holgura de caudal	9999	\$/hm ³ /s

Tiempo

Símbolo	Descripción	Unidad
$\Delta t_{(t,b)}$	Bloques horarios	h
$\eta t_{(t,b)}$	Ponderado de horas de bloque en periodo (*)	%
$Nd_{(t)}$	Número de días del periodo	#

(*) Parámetros Calculados

$$\eta t_{(t,b)} = \frac{\Delta t_{(t,b)}}{\sum_b \Delta t_{(t,b)}} \quad (169)$$

Combustibles

Símbolo	Descripción	Unidad
$C_{FU(f,t)}$	Costo de combustible	\$/Btu
$\overline{F}_{VT(f,t,b)}$	Disponibilidad temporal de combustible	Btu

Red de gas natural

Símbolo	Descripción	Unidad
$\overline{F}_{GP(w,t,b)}$	Producción máxima local de gas natural	km ³
$C_{GP(w,t)}$	Costo de producción de gas natural	\$/km ³
$F_{GD(w,t,b)}$	Demanda no termoeléctrica de gas natural	km ³
$C_{GD(w,t)}$	Costo de racionamiento no termoeléctrico de gas natural	\$/km ³
$\overline{F}_{TG(z,t)}$	Transporte máximo del gasoducto	km ³

Generación térmica

Símbolo	Descripción	Unidad
$\alpha_{(gt,t)}$	Consumo fijo de combustible	Btu/h
$\beta_{(gt,t)}$	Consumo variable lineal de combustible	Btu/MWh
$\gamma_{(gt,t)}$	Consumo variable cuadrático de combustible	Btu/MW ² h
$C_{TF}(gt,t)$	Costo de transporte de combustible	\$/Btu
$C_{OM}(gt,t)$	Costo de operación y mantenimiento	\$/MWh
$F_{VG}(gt,t)$	Consumo variable de combustible a potencia máxima (*)	Btu/MWh
$C_{VG}(gt,t)$	Costo variable de generación a potencia máxima (*)	\$/MWh
$\overline{P}_G(gt,t)$	Potencia activa generación térmica máxima	MW
$\eta^G(lg)$	Porcentaje de consumo de combustible discretizado por tramo	%
$\eta^{GI}(lg)$	Porcentaje de consumo de combustible discretizado inicial (*)	%
$\eta^{GF}(lg)$	Porcentaje de consumo de combustible discretizado final (*)	%
$m_G(gt,t,lg)$	Pendiente de consumo de combustible discretizada por tramo (*)	Btu/MWh
$\overline{\Delta P}_G(gt,t,lg)$	Discretización de potencia generada máxima por tramo (*)	MW
$\eta^{GT}(gt,t,b)$	Disponibilidad de generación térmica (mantenimiento)	%
$P_{DT}(gt)$	Consumo de servicios auxiliares	MW

(*) Parámetros Calculados

$$F_{VG}(gt,t) = \frac{\alpha_{(gt,t)} + \beta_{(gt,t)} \cdot \overline{P}_{GT}(gt,t) + \gamma_{(gt,t)} \cdot \overline{P}_{GT}(gt,t)^2}{\overline{P}_{GT}(gt,t)} \quad (170)$$

$$C_{VG}(gt,t) = C_{OM}(gt,t) + \sum_{gt \in f} (C_{FU}(f,t) + C_{TF}(gt,t)) \cdot F_{VG}(gt,t) \quad (171)$$

$$\eta^{GI}(lg) = \sum_{lg' < lg} \eta^G(lg') \quad (172)$$

$$\eta^{GF}(lg) = \sum_{lg' \leq lg} \eta^G(lg') \quad (173)$$

$$m_G(gt,t,lg) = \beta_{(gt,t)} + \gamma_{(gt,t)} \cdot (\eta^{GI}(lg) + \eta^{GF}(lg)) \cdot \overline{P}_{GT}(gt,t) \quad (174)$$

$$\overline{\Delta P}_G(gt,t,lg) = \eta^G(lg) \cdot \overline{P}_G(gt,t) \quad (175)$$

Generación hidráulica

Símbolo	Descripción	Unidad
$\overline{P}_G(gh,t)$	Potencia activa generación térmica máxima	MW
$\rho^H(gh,t)$	Factor de producción de planta	MW/m ³ /s
$C_{AH}(gh,t)$	Canon del agua	\$/MWh
$\eta^{GH}(gh,t,b)$	Disponibilidad de generación térmica (mantenimiento)	%
$P_{DH}(gh)$	Consumo de servicios auxiliares	MW

Red de cuencas hidráulicas

Símbolo	Descripción	Unidad
$\overline{q}_T(h,t)$	Caudal de turbinado máximo	m ³ /s
$V_{O(e)}$	Volumen inicial del embalse	Hm ³
$V_{F(e)}$	Volumen final del embalse	Hm ³
$\overline{V}_{(e,t)}$	Volumen máximo del embalse	Hm ³
$\underline{V}_{(e,t)}$	Volumen mínimo del embalse	Hm ³
$\eta^{EV}(e,t)$	Porcentaje de evaporación del embalse	%
$\eta^{ER}(e,t)$	Porcentaje de remanente del embalse (*)	%
$q^N(q,t)$	Caudal natural del afluente	m ³ /s
$\overline{q}_{TR}(y,t)$	Caudal máximo de trayectoria	m ³ /s
$\eta^{TP}(y,t)$	Porcentaje de pérdidas de la trayectoria	%
$\eta^{TR}(y,t)$	Porcentaje de remanente de la trayectoria (*)	%
$q^{RD}(r,t)$	Caudal de demanda de riego	m ³ /s

(*) Parámetros Calculados

$$\eta^{TR}(y,t) = 1 - \eta^{TP}(y,t) \quad (176)$$

$$\eta^{ER}(e,t) = 1 - \eta^{EV}(e,t) \quad (177)$$

Generación renovable

Símbolo	Descripción	Unidad
$\overline{P}_G(gr,t)$	Potencia activa generación renovable máxima	MW
$E_{R}(gr,t)$	Compromiso de energía anual	GWh
$\eta^G(gr,t,b)$	Disponibilidad de generación renovable (mantenimiento)	%
$\overline{P}_G(gr,t,b)$	Pronóstico de generación renovable	MW

Demanda eléctrica

Símbolo	Descripción	Unidad
$\mu_{(d)}$	Costo variable de racionamiento de demanda	\$/MWh
$\nu_{(d)}$	Costo cuadrático de racionamiento de demanda	\$/MW ² h
$P_{D(d,t,b)}$	Pronostico demanda en potencia	MW
$\eta^D_{(ld)}$	Porcentaje de costo de racionamiento discretizado por tramo	%
$\eta^{DI}_{(ld)}$	Porcentaje de costo de racionamiento discretizado inicial (*)	%
$\eta^{DF}_{(ld)}$	Porcentaje de costo de racionamiento discretizado final (*)	%
$m_{D(d,t,b,ld)}$	Pendiente de costo de racionamiento discretizada por tramo (*)	\$/MWh
$\overline{\Delta P_{N(d,t,b,ld)}}$	Discretización de racionamiento máxima por tramo (*)	MW

(*) Parámetros Calculados

$$\eta^{DI}_{(ld)} = \sum_{ld' < ld} \eta^D_{(ld')} \quad (178)$$

$$\eta^{DF}_{(ld)} = \sum_{ld' \leq ld} \eta^D_{(ld')} \quad (179)$$

$$m_{D(d,t,b,ld)} = \mu_{(d)} + \nu_{(d)} \cdot \left(\eta^{DI}_{(ld)} + \eta^{DF}_{(ld)} \right) \cdot P_{D(d,t,b)} \quad (180)$$

$$\overline{\Delta P_{N(d,t,b,ld)}} = \eta^D_{(ld)} \cdot P_{D(d,t,b)} \quad (181)$$

Red de transmisión eléctrica

Símbolo	Descripción	Unidad
$\overline{P}_{S(i,t)}$	Capacidad de transmisión exportador	MW
$\overline{P}_{R(i,t)}$	Capacidad de transmisión importador	MW
$g^L_{(i,t)}$	Conductancia serie de transmisión	pu
$b^L_{(i,t)}$	Susceptancia serie de transmisión	pu
$g^T_{(i,t)}$	Conductancia paralela de transmisión	pu
$b^T_{(i,t)}$	Susceptancia paralela de transmisión	pu
$\eta^P_{(lp)}$	Porcentaje de ángulo discretizado por tramo	%
$\overline{\Delta \theta}_{(i,t)}$	Diferencia angular máxima a capacidad de transmisión (*)	rad
$\eta^{PI}_{(lp)}$	Porcentaje de ángulo discretizado inicial (*)	%
$\eta^{PF}_{(lp)}$	Porcentaje de ángulo discretizado final (*)	%
$m^P_{(i,t,lp)}$	Pendiente de perdidas discretizada por línea (*)	MW/rad
$\overline{\Delta \theta}_{D(i,t,lp)}$	Discretización de diferencia angular máximo por tramo (*)	rad

(*) Parámetros Calculados

$$\overline{\Delta\theta}_{(i,t)} = -\frac{\max\{\overline{P}_S(i,t), \overline{P}_R(i,t)\}}{S_B \cdot b_{L(i,t)}} \quad (182)$$

$$\overline{\Delta\theta}_{D(i,t,lp)} = \eta^P_{(lp)} \cdot \overline{\Delta\theta}_{(i,t)} \quad (183)$$

$$\eta^{PI}_{(lp)} = \sum_{lp' < lp} \eta^P_{(lp')} \quad (184)$$

$$\eta^{PF}_{(lp)} = \sum_{lp' \leq lp} \eta^P_{(lp')} \quad (185)$$

$$m^P_{(i,t,lp)} = \frac{\cos(\eta^{PI}_{(lp)} \cdot \overline{\Delta\theta}_{(i,t)}) - \cos(\eta^{PF}_{(lp)} \cdot \overline{\Delta\theta}_{(i,t)})}{\overline{\Delta\theta}_{D(i,t,lp)}} \quad (186)$$

3.2.3 Variables

Costos Generales

Símbolo	Descripción	Unidad	Mínimo	Máximo
F_o	Función objetivo costo total	\$	0	
C_{GT}	Costo de generación térmica	\$	0	
C_{OM}	Costo de operación y mantenimiento térmica	\$	0	
C_{GN}	Costo de producción de gas natural	\$	0	
C_{GR}	Costo de racionamiento de gas natural	\$	0	
C_{CH}	Costo de canon hidráulico	\$	0	
C_{RD}	Costo de racionamiento de demanda	\$	0	
C_{PH}	Penalidad de holguras hidráulicas	\$	0	

Red de gas natural

Símbolo	Descripción	Unidad	Mínimo	Máximo
$F_{GP(w,t,b)}$	Producción local de gas natural	km ³	$\underline{F}_{GP(w,t,b)}$	$\overline{F}_{GP(w,t,b)}$
$F_{GT(w,t,b)}$	Demanda termoeléctrica de gas natural	km ³	0	
$F_{GR(w,t,b)}$	Racionamiento de gas natural	km ³	0	$F_{GD(w,t,b)}$
$F_{TG(z,t,b)}$	Transporte del gasoducto	km ³	0	$\overline{F}_{TG(z,t,b)}$

Generación térmica

Símbolo	Descripción	Unidad	Mínimo	Máximo
$F_{UT}(gt,t,b)$	Consumo de combustible de la central	Btu/h	0	
$P_{G}(gt,t,b)$	Potencia activa de generación térmica	MW	0	$\overline{P}_{G}(gt,t)$
$\Delta P_{G}(gt,t,b,lg)$	Potencia térmica discretizada	MW	0	$\overline{\Delta P}_{G}(gt,t,lg)$

Generación hidráulica

Símbolo	Descripción	Unidad	Mínimo	Máximo
$P_{G}(gh,t,b)$	Potencia activa de generación hidráulica	MW	0	$\overline{P}_{G}(gh,t)$

Red de cuencas hidráulicas

Símbolo	Descripción	Unidad	Mínimo	Máximo
$q^T(h,t,b)$	Caudal turbinado de la central	m ³ /s	0	$\overline{q}^T(h,t)$
$q^V(p,t,b)$	Caudal vertido del nodo hidráulico	m ³ /s	0	
$V_E(et,t)$	Volumen de embalse de regulación estacional	Mm ³	$\underline{V}(e,t)$	$\overline{V}(e,t)$
$V_H(eb,t,b)$	Volumen de embalse de regulación horaria	Mm ³	$\underline{V}(e,t)$	$\overline{V}(e,t)$
$q^E(y,t)$	Caudal de trayectoria por periodo	m ³ /s	0	$\overline{q}^{TR}(y,t)$
$q^H(y,t,b)$	Caudal de trayectoria por bloque	m ³ /s	0	$\overline{q}^{TR}(y,t)$
$\delta V_E^+(et,t)$	Holgura de volumen estacional máximo	Mm ³	0	
$\delta V_E^-(et,t)$	Holgura de volumen estacional mínimo	Mm ³	0	
$\delta V_H^+(eb,t,b)$	Holgura de volumen horario máximo	Mm ³	0	
$\delta V_H^-(eb,t,b)$	Holgura de volumen horario mínimo	Mm ³	0	
$\delta q^T(h,t,b)$	Holgura de caudal turbinado máximo	m ³ /s	0	
$\delta q^E(y,t)$	Holgura de caudal estacional máximo	m ³ /s	0	
$\delta q^H(y,t,b)$	Holgura de caudal horario máximo	m ³ /s	0	

Generación renovable

Símbolo	Descripción	Unidad	Mínimo	Máximo
$P_{G}(gr,t,b)$	Potencia activa de generación eléctrica	MW	0	$\overline{P}_{G}(gr,t)$

Demanda eléctrica

Símbolo	Descripción	Unidad	Mínimo	Máximo
$P_{N(d,t,b)}$	Potencia activa racionada	MW	0	$P_{D(d,t,b)}$
$\Delta P_{N(d,t,b,ld)}$	Potencia racionada discretizada	MW	0	$\overline{\Delta P_{N(d,t,b,ld)}}$

Red de transmisión eléctrica

Símbolo	Descripción	Unidad	Mínimo	Máximo
$\theta_{(n,t,b)}$	Angulo de Barra	rad	-2π	2π
$P_{S(i,t,b)}$	Flujo de Potencia Activa de Envío	MW	$-\overline{P_{S(i,t)}}$	$\overline{P_{S(i,t)}}$
$P_{R(i,t,b)}$	Flujo de Potencia Activa de Recepción	MW	$-\overline{P_{R(i,t)}}$	$\overline{P_{R(i,t)}}$
$P_{L(i,t,b)}$	Pérdidas de Transmisión en la Línea	MW	0	
$\Delta\theta_{S(i,t,b)}$	Diferencia Angular en Sentido de Envío	rad	0	$\overline{\Delta\theta_{(i,t)}}$
$\Delta\theta_{R(i,t,b)}$	Diferencia Angular en Sentido de Recepción	rad	0	$\overline{\Delta\theta_{(i,t)}}$
$\Delta\theta_{SD(i,t,b,lp)}$	Discretización Angular de Envío	rad	0	$\overline{\Delta\theta_{D(i,t,lp)}}$
$\Delta\theta_{RD(i,t,b,lp)}$	Discretización Angular de Recepción	rad	0	$\overline{\Delta\theta_{D(i,t,lp)}}$

3.2.4 Ecuaciones

Función objetivo costo total

$$F_o = C_{GT} + C_{OM} + C_{GN} + C_{GR} + C_{CH} + C_{RD} + C_{PH} \quad (187)$$

Costo de generación térmica

$$C_{GT} = \sum_{gt \in f} \sum_t \sum_b \Delta t_{(t,b)} \cdot (C_{FU(f,t)} + C_{TF(gt,t)}) \cdot F_{UT(gt,t,b)} \quad (188)$$

Costo de operación y mantenimiento térmico

$$C_{GT} = \sum_{gt} \sum_t \sum_b \Delta t_{(t,b)} \cdot C_{OM(gt,t)} \cdot P_{G(gt,t,b)} \quad (189)$$

Costo de producción de gas natural

$$C_{GN} = \sum_w \sum_t \sum_b C_{GP(w,t)} \cdot F_{GP(w,t,b)} \quad (190)$$

Costo de racionamiento de gas natural

$$C_{GR} = \sum_w \sum_t \sum_b C_{GD(w,t)} \cdot F_{GR(w,t,b)} \quad (191)$$

Costo de canon hidráulico

$$C_{CH} = \sum_{gh} \sum_t \sum_b \Delta t_{(t,b)} \cdot C_{AH(gh,t)} \cdot P_{G(gh,t,b)} \quad (192)$$

Costo de racionamiento de demanda linealizado

$$C_{RD} = \sum_d \sum_t \sum_b \sum_{ld} \Delta t_{(t,b)} \cdot m_{D(d,t,b,ld)} \cdot \Delta P_{N(d,t,b,ld)} \quad (193)$$

Penalidad de holguras hidráulicas

$$\begin{aligned} C_{PH} = & \sum_{et} \sum_t \sum_b C_{\delta v} \cdot (\delta V_{H(et,t,b)}^+ + \delta V_{H(et,t,b)}^-) + \sum_{et} \sum_t C_{\delta v} \cdot (\delta V_{E(et,t)}^+ + \delta V_{E(et,t)}^-) \\ & + \sum_y \sum_t \sum_b C_{\delta q} \cdot (\delta q_{H(y,t,b)}) + \sum_y \sum_t C_{\delta q} \cdot (\delta q_{E(y,t)}) \\ & + \sum_{gh} \sum_t \sum_b C_{\delta q} \cdot (\delta q_{T(gh,t,b)}) \end{aligned} \quad (194)$$

Transporte de gas natural por nodo

$\forall \{w, t, b\}$:

$$F_{GP(w,t,b)} - F_{GT(w,t,b)} - F_{GD(w,t,b)} + F_{GR(w,t,b)} = \sum_{z \in (w,x)} F_{TG(z,t,b)} - \sum_{z \in (x,w)} F_{TG(z,t,b)} \quad (195)$$

Disponibilidad de combustible

$\forall \{f, t, b\}$:

$$\sum_{gt \in f} \Delta t_{(t,b)} \cdot F_{UT}(gt,t,b) \leq \overline{F_{UT}}(f,t,b) \quad (196)$$

Entrada de combustible linealizado

$\forall \{gt, t, b\}$:

$$F_{UT}(gt,t,b) = \alpha_{(gt,t)} + \sum_{lg} m_{G(gt,t,lg)} \cdot \Delta P_{G(gt,t,b,lg)} \quad (197)$$

Potencia térmica discretizada

$\forall \{gt, t, b\}$:

$$P_{G(gt,t,b)} = \sum_{lg} \Delta P_{G(gt,t,b,lg)} \quad (198)$$

Modos de operación

$\forall \{c, t, b\}$:

$$\sum_{gt \in c} \frac{P_{G(gt,t,b)}}{\overline{P}_{G(gt,t)}} \leq 1 \quad (199)$$

Producción de generación renovable

$\forall \{gr, t, b\}$:

$$P_{G(gr,t,b)} \leq \widetilde{P}_{G(gr,t,b)} \quad (200)$$

Producción de generación hidráulica

$\forall \{gh, t, b\}$:

$$P_{G(gh,t,b)} = \rho^H_{(gh,t)} \sum_{gh \in h} q^T_{(h,t,b)} \quad (201)$$

Caudal turbinado de una central hidráulica con regulación estacional

$$\forall \{ht, t\}: \sum_b q^T_{(ht,t,b)} = \sum_{y \in (et,ht)} \eta^{TR}_{(y,t)} q^E_{(y,t)} + \sum_{y \in (eb,ht)} \sum_b \eta^{TR}_{(y,t)} q^H_{(y,t,b)} + \sum_{y \in (s,ht)} \eta^{TR}_{(y,t)} q^E_{(y,t)} + \sum_{y \in (h,ht)} \sum_b \eta^{TR}_{(y,t)} q^H_{(y,t,b)} \quad (202)$$

Caudal turbinado de una central hidráulica con regulación horaria

$$\forall \{hb, t, b\}: q^T_{(hb,t,b)} = \sum_{y \in (et,hb)} \eta^t_{(t,b)} \eta^{TR}_{(y,t)} q^E_{(y,t)} + \sum_{y \in (eb,hb)} \eta^{TR}_{(y,t)} q^H_{(y,t,b)} + \sum_{y \in (s,hb)} \eta^t_{(t,b)} \eta^{TR}_{(y,t)} q^E_{(y,t)} + \sum_{y \in (h,hb)} \eta^{TR}_{(y,t)} q^H_{(y,t,b)} \quad (203)$$

Caudal turbinado por bloque de una central hidráulica con regulación estacional

$$\forall \{hb, t, b\}: q^T_{(hb,t,b)} = q^T_{(hb,t,b-1)} \quad (204)$$

Caudal turbinado por bloque de una central hidráulica con regulación horaria

$$\forall \{hb, t, b\}: q^T_{(hb,t,b)} \geq q^T_{(hb,t,b-1)} \quad (205)$$

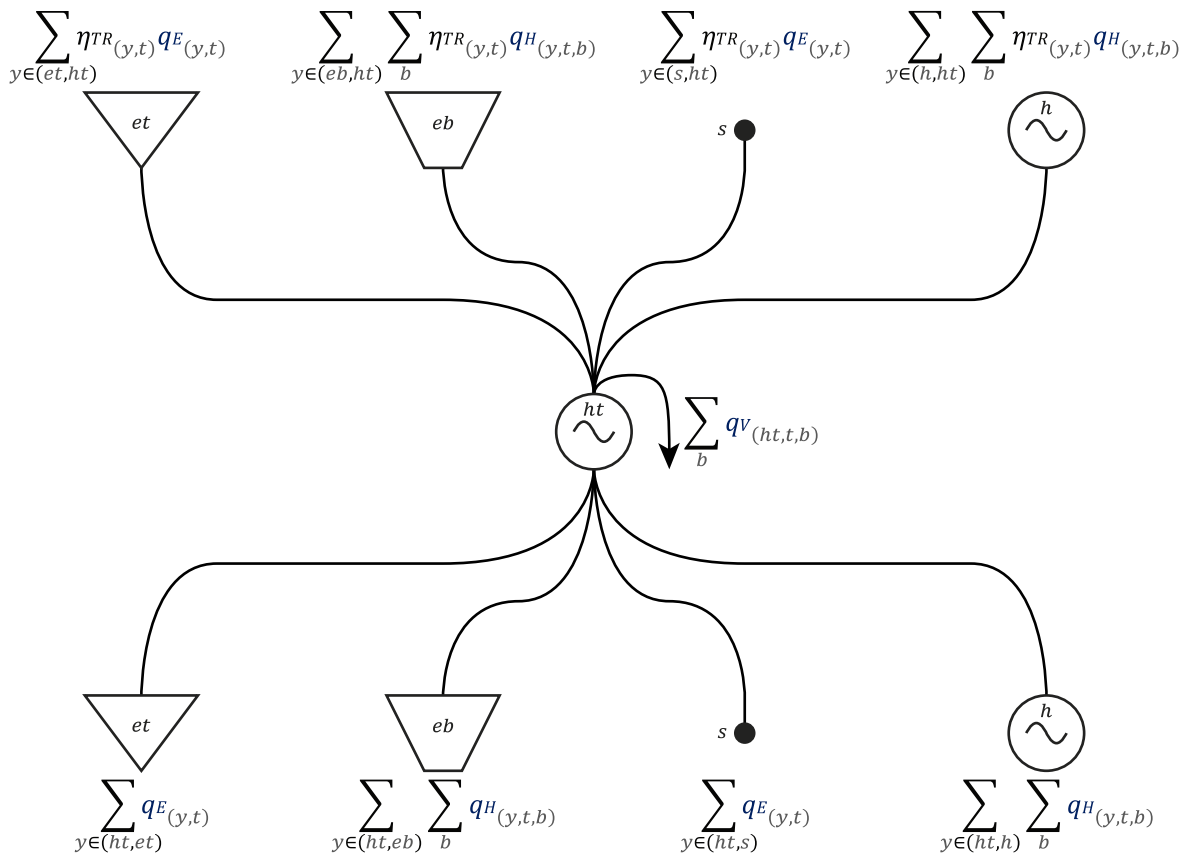
Continuidad de una central hidráulica con regulación estacional

$\forall \{ht, t\}$:

$$\begin{aligned}
 0 = n_H \cdot \sum_b \Delta t_{(t,b)} & \left[\sum_{y \in (et,ht)} \eta^{TR}_{(y,t)} q^E_{(y,t)} + \sum_{y \in (eb,ht)} \sum_b \eta^{TR}_{(y,t)} q^H_{(y,t,b)} \right. \\
 & + \sum_{y \in (s,ht)} \eta^{TR}_{(y,t)} q^E_{(y,t)} + \sum_{y \in (h,ht)} \sum_b \eta^{TR}_{(y,t)} q^H_{(y,t,b)} - \sum_{y \in (ht,et)} q^E_{(y,t)} \\
 & - \sum_{y \in (ht,eb)} \sum_b q^H_{(y,t,b)} - \sum_{y \in (ht,s)} q^E_{(y,t)} - \sum_{y \in (ht,h)} \sum_b q^H_{(y,t,b)} \\
 & \left. - \sum_b q^V_{(ht,t,b)} \right] \tag{206}
 \end{aligned}$$

Figura 34

Central hidráulica con regulación estacional



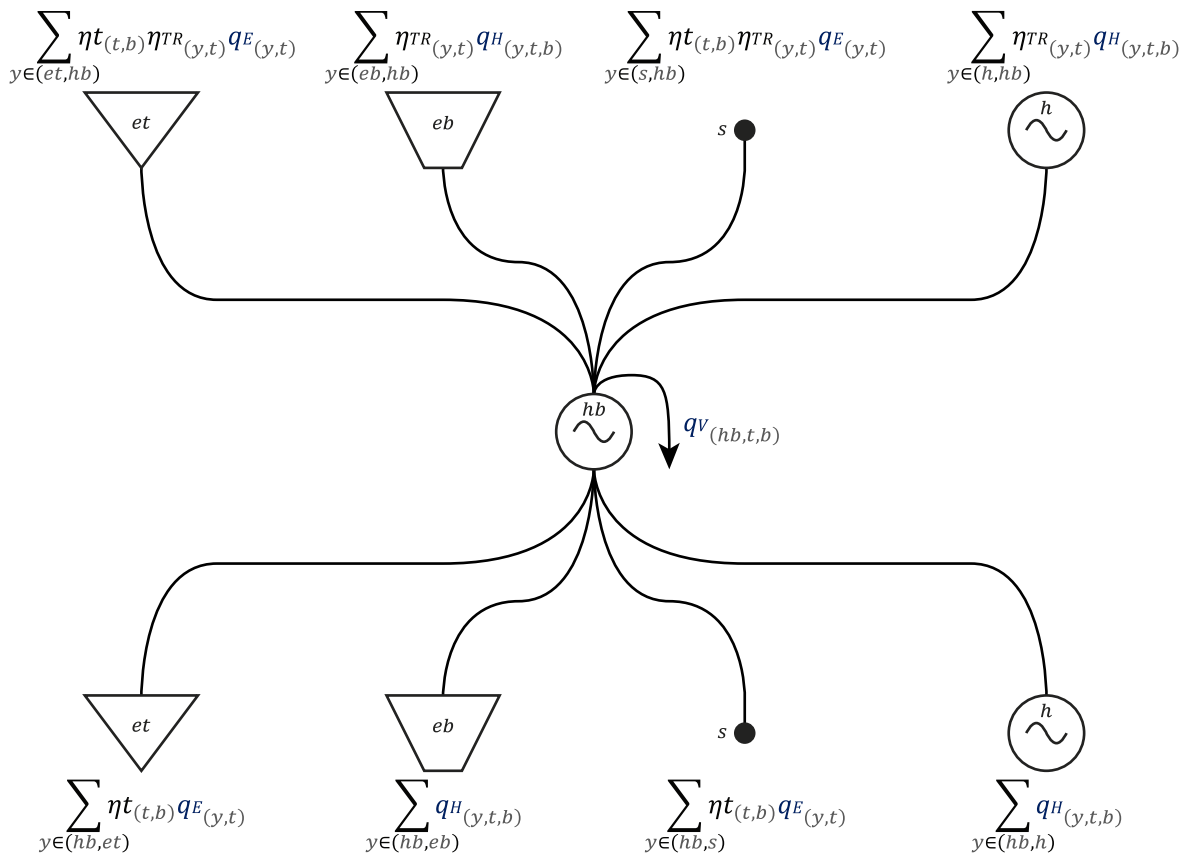
Continuidad de una central hidráulica con regulación horaria

$\forall \{hb, t, b\}$:

$$\begin{aligned}
 0 = n_H \cdot \Delta t_{(t,b)} & \left[\sum_{y \in (et, hb)} \eta t_{(t,b)} \eta^{TR}_{(y,t)} q^E_{(y,t)} + \sum_{y \in (eb, hb)} \eta^{TR}_{(y,t)} q^H_{(y,t,b)} \right. \\
 & + \sum_{y \in (s, hb)} \eta t_{(t,b)} \eta^{TR}_{(y,t)} q^E_{(y,t)} + \sum_{y \in (h, hb)} \eta^{TR}_{(y,t)} q^H_{(y,t,b)} \\
 & - \sum_{y \in (hb, et)} \eta t_{(t,b)} q^E_{(y,t)} - \sum_{y \in (hb, eb)} q^H_{(y,t,b)} - \sum_{y \in (hb, s)} \eta t_{(t,b)} q^E_{(y,t)} \\
 & \left. - \sum_{y \in (hb, h)} q^H_{(y,t,b)} - q^V_{(hb,t,b)} \right] \tag{207}
 \end{aligned}$$

Figura 35

Central hidráulica con regulación horaria



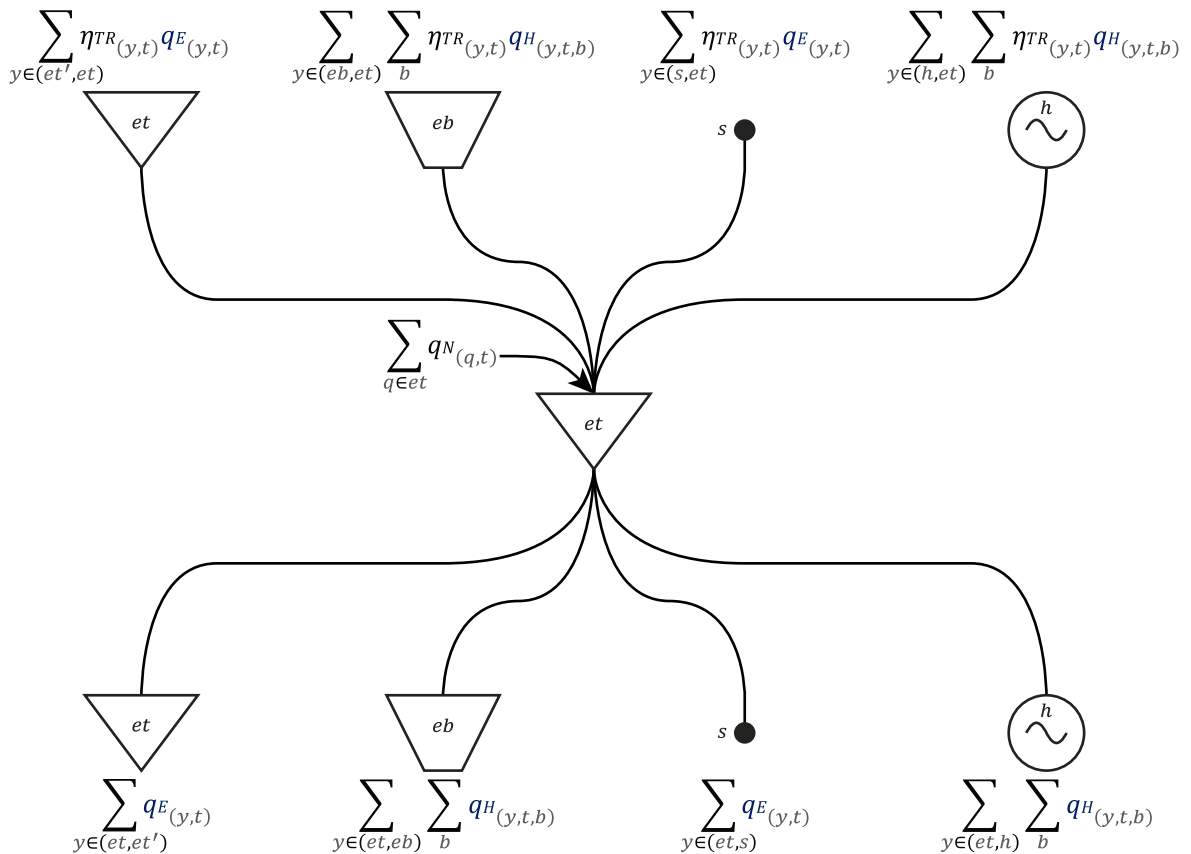
Continuidad de embalses con regulación estacional

$\forall \{et, t\}$:

$$\begin{aligned}
 V_{E(et,t)} = & \eta_{ER(e,t)} \left(V_{O(e)}|_{t=1} + V_{E(et,t-1)} \right) + n_H \sum_b \Delta t_{(t,b)} \left[\sum_{q \in et} q^N_{(q,t)} \right. \\
 & + \sum_{y \in (et',et)} \eta_{TR(y,t)} q^E_{(y,t)} + \sum_{y \in (eb,et)} \sum_b \eta_{TR(y,t)} q^H_{(y,t,b)} \\
 & + \sum_{y \in (s,et)} \eta_{TR(y,t)} q^E_{(y,t)} + \sum_{y \in (h,et)} \sum_b \eta_{TR(y,t)} q^H_{(y,t,b)} - \sum_{y \in (et,et')} q^E_{(y,t)} \\
 & \left. - \sum_{y \in (et,eb)} \sum_b q^H_{(y,t,b)} - \sum_{y \in (et,s)} q^E_{(y,t)} - \sum_{y \in (et,h)} \sum_b q^H_{(y,t,b)} \right]
 \end{aligned} \tag{208}$$

Figura 36

Embalses con regulación estacional



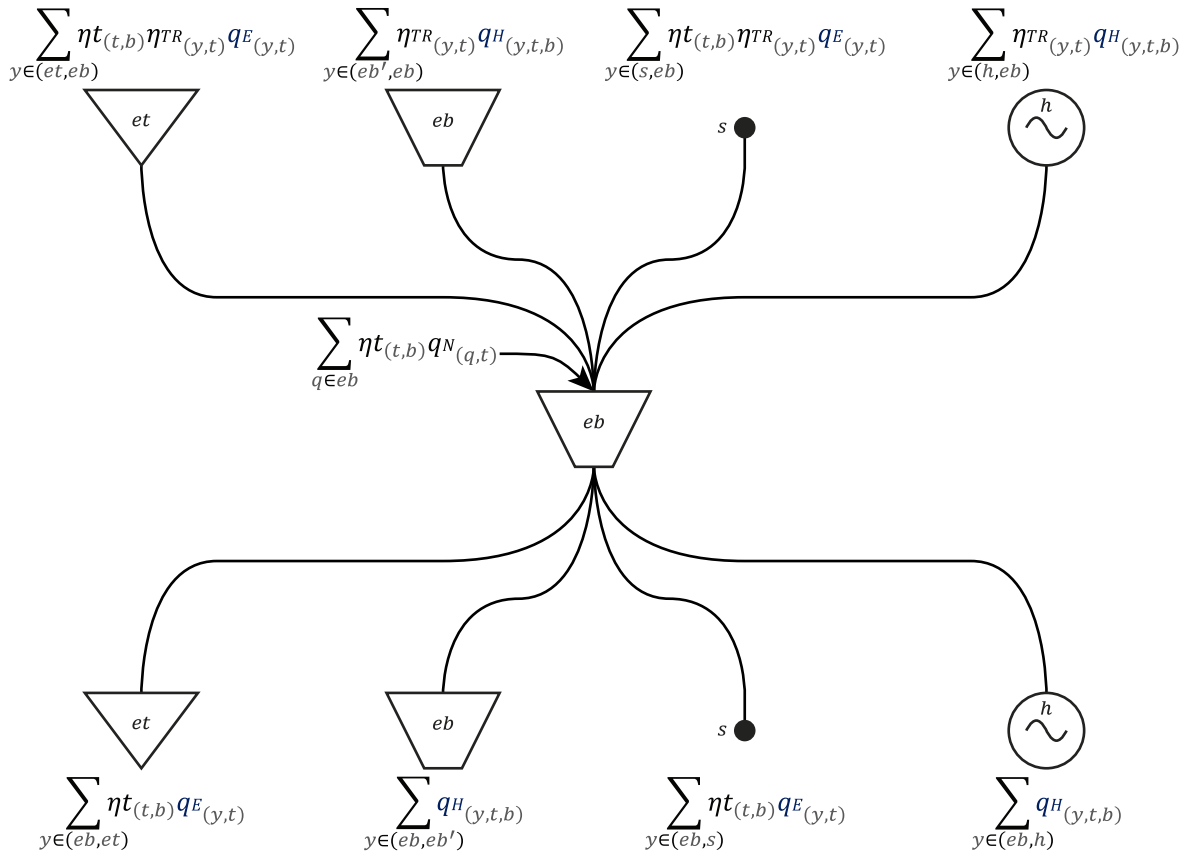
Continuidad de embalses con regulación horaria

$\forall \{eb, t, b\}$:

$$\begin{aligned}
 Nd_{(t)}V_{H(eb,t,b)} = Nd_{(t)}\eta_{ER(eb,t)}V_{H(eb,t,b-1)} + n_H\Delta t_{(t,b)} & \left[\sum_{q \in eb} \eta^t_{(t,b)}q^N_{(q,t)} \right. \\
 + \sum_{y \in (et,eb)} \eta^t_{(t,b)}\eta^{TR}_{(y,t)}q^E_{(y,t)} + \sum_{y \in (eb',eb)} \eta^{TR}_{(y,t)}q^H_{(y,t,b)} & \\
 + \sum_{y \in (s,eb)} \eta^t_{(t,b)}\eta^{TR}_{(y,t)}q^E_{(y,t)} + \sum_{y \in (h,eb)} \eta^{TR}_{(y,t)}q^H_{(y,t,b)} & \quad (209) \\
 - \sum_{y \in (eb,et)} \eta^t_{(t,b)}q^E_{(y,t)} - \sum_{y \in (eb,eb')} q^H_{(y,t,b)} & \\
 - \sum_{y \in (eb,s)} \eta^t_{(t,b)}q^E_{(y,t)} - \sum_{y \in (eb,h)} q^H_{(y,t,b)} & \left. \right]
 \end{aligned}$$

Figura 37

Embalses con regulación horaria



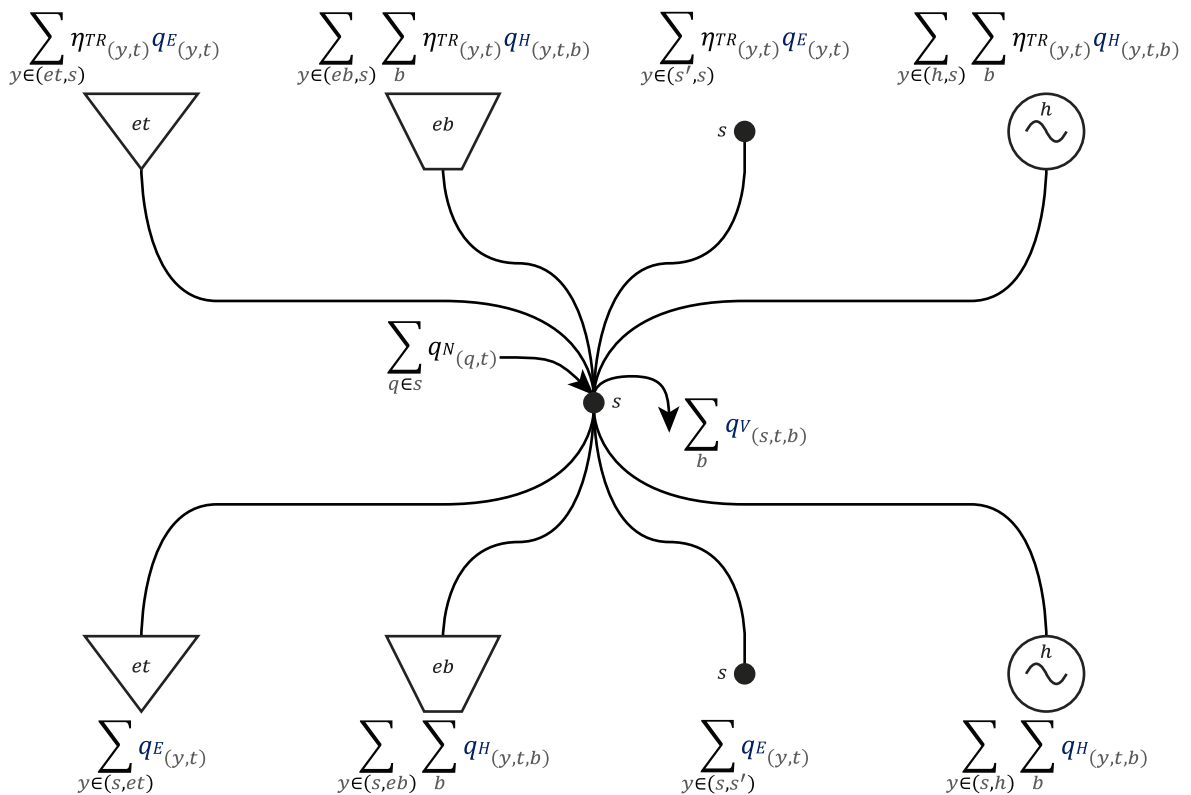
Continuidad de nodos hidráulicos de pasada

$\forall \{s, t\}$:

$$\begin{aligned}
 0 = n_H \sum_b \Delta t_{(t,b)} & \left[\sum_{q \in s} q^N_{(q,t)} + \sum_{y \in (et,s)} \eta^{TR}_{(y,t)} q^E_{(y,t)} + \sum_{y \in (eb,s)} \sum_b \eta^{TR}_{(y,t)} q^H_{(y,t,b)} \right. \\
 & + \sum_{y \in (s',s)} \eta^{TR}_{(y,t)} q^E_{(y,t)} + \sum_{y \in (h,s)} \sum_b \eta^{TR}_{(y,t)} q^H_{(y,t,b)} - \sum_{y \in (s,et)} q^E_{(y,t)} \\
 & - \sum_{y \in (s,eb)} \sum_b q^H_{(y,t,b)} - \sum_{y \in (s,s')} q^E_{(y,t)} - \sum_{y \in (s,h)} \sum_b q^H_{(y,t,b)} \\
 & \left. - \sum_b q^V_{(s,t,b)} \right] \tag{210}
 \end{aligned}$$

Figura 38

Nodos hidráulicos de pasada



Volumen final de embalse de regulación estacional

$\forall \{et, t = \text{end}\}$:

$$V_{E(et,t)} \Big|_{t=\text{end}} = V_{F(et)} \quad (211)$$

Volumen final de embalse de regulación horaria

$\forall \{eb, t, b = \text{end}\}$:

$$V_{H(eb,t,b)} \Big|_{b=\text{end}} = 0 \quad (212)$$

Volumen mínimo de embalse de regulación estacional

$\forall \{et, t\}$:

$$\underline{V}_{(et,t)} \leq V_{E(et,t)} + \delta V_{E^-(et,t)} \quad (213)$$

Volumen máximo de embalse de regulación estacional

$\forall \{et, t\}$:

$$V_{E(et,t)} - \delta V_{E^+(et,t)} \leq \bar{V}_{(et,t)} \quad (214)$$

Volumen mínimo de embalse de regulación horaria

$\forall \{et, t, b\}$:

$$\underline{V}_{(eb,t)} \leq V_{H(eb,t,b)} + \delta V_{H^-(eb,t,b)} \quad (215)$$

Volumen máximo de embalse de regulación horaria

$\forall \{eb, t, b\}$:

$$V_{H(eb,t,b)} - \delta V_{H^+(eb,t,b)} \leq \bar{V}_{(eb,t)} \quad (216)$$

Caudal máximo de trayectoria estacional

$\forall \{y, t\}$:

$$q_{E(y,t)} - \delta q_{E(y,t)} \leq \bar{q}_{TR(y,t)} \quad (217)$$

Caudal máximo de trayectoria horaria

$$\forall \{y, t, b\}: \quad q^H_{(y,t,b)} - \delta q^H_{(y,t,b)} \leq \overline{q^R}_{(y,t)} \quad (218)$$

Caudal máximo turbinado

$$\forall \{h, t, b\}: \quad q^T_{(h,t,b)} - \delta q^T_{(h,t,b)} \leq \overline{q^T}_{(h,t)} \quad (219)$$

Primera ley de Kirchoff, balance nodal en la barra n

$$\forall \{n, t, b\}: \quad \sum_{g \in n} P_{G(g,t,b)} - \sum_{d \in n} (P_{D(d,t,b)} - P_{N(d,t,b)}) = \sum_{i \in (n,m)} P_{S(i,t,b)} + \sum_{i \in (m,n)} P_{R(i,t,b)} \quad (220)$$

Segunda ley de Kirchoff, potencia de envío de la línea i

$$\forall \{i, t, b\}: \quad P_{S(i,t,b)} = -S_B \cdot b_{L(i,t)} (\theta_{(n,t,b)} - \theta_{(m,t,b)}) + P_{L(i,t,b)} \quad (221)$$

Segunda ley de Kirchoff, potencia de recepción de la línea i

$$\forall \{i, t, b\}: \quad P_{R(i,t,b)} = -S_B \cdot b_{L(i,t)} (\theta_{(m,t,b)} - \theta_{(n,t,b)}) + P_{L(i,t,b)} \quad (222)$$

Pérdidas linealizadas de la línea i

$$\forall \{i, t, b\}: \quad P_{L(i,t,b)} = S_B \cdot g^T_{(i,t)} + S_B \cdot g^L_{(i,t)} \left(\sum_{lp} (m^P_{(i,t,lp)} \Delta \theta_{SD(i,t,b,lp)}) + \sum_{lp} (m^P_{(i,t,lp)} \Delta \theta_{RD(i,t,b,lp)}) \right) \quad (223)$$

Diferencia angular de la línea i

$$\forall \{i, n, m, t, b\}: \quad \theta_{(n,t,b)} - \theta_{(m,t,b)} = \Delta\theta_{S(i,t,b)} - \Delta\theta_{R(i,t,b)} \quad (224)$$

Diferencia angular discretizada de envío de la línea i

$$\forall \{i, t, b\}: \quad \Delta\theta_{S(i,t,b)} = \sum_{lp} \Delta\theta_{SD(i,t,b,lp)} \quad (225)$$

Diferencia angular discretizada de recepción de la línea i

$$\forall \{i, t, b\}: \quad \Delta\theta_{R(i,t,b)} = \sum_{lp} \Delta\theta_{RD(i,t,b,lp)} \quad (226)$$

Demanda eléctrica racionada discretizada

$$\forall \{d, t, b\}: \quad P_{N(d,t,b)} = \sum_{ld} \Delta P_{N(d,t,b,ld)} \quad (227)$$

CAPÍTULO IV

PROPUESTA DE SOLUCIÓN

4.1 Despacho Hidrotérmico de Largo Plazo con Contingencias

El análisis de contingencias surge como un método eficaz en la planificación y operación del sistema eléctrico, su objetivo principal es evaluar la capacidad del sistema para enfrentar posibles contingencias o fallos dentro de la red. Este análisis permite anticipar problemas potenciales en el sistema, y, por ende, es posible desarrollar planes de contingencia para atenuar el impacto de estas fallas.

Dentro del marco del Despacho Hidrotérmico de Largo Plazo (DHLP), el análisis de contingencias toma un papel relevante al evaluar el impacto que podrían tener los posibles fallos en la planificación de la operación a largo plazo. Por ejemplo, en caso de una falla en una línea de transmisión, es posible prever cómo se satisfaría la demanda de energía mediante el uso de otros recursos disponibles.

Este tipo de análisis se realiza simulando fallos potenciales en el sistema eléctrico y evaluando el impacto que tendrían en la operación del sistema. Para ello, se recurre a modelos matemáticos que permiten simular la operación del sistema eléctrico bajo diferentes escenarios, como la interrupción del suministro de electricidad en diferentes líneas de transmisión, y otros eventos imprevistos.

La implementación del análisis de contingencias en el DHLP permite a los planificadores energéticos considerar los riesgos asociados a posibles fallas en el sistema eléctrico, y con base en esta información, desarrollar planes de contingencia efectivos como la propuesta de construcción de nuevos elementos de transmisión. Además, este análisis brinda una evaluación sobre la capacidad del sistema eléctrico para satisfacer la demanda de energía

en situaciones variadas, permitiendo el desarrollo de planes de acción que respondan a estas circunstancias.

En resumen, al incluir el análisis de contingencias en los análisis energéticos de los resultados del DHLP se obtiene una técnica importante en la planificación de la operación del sistema eléctrico. Permite a los planificadores energéticos identificar los posibles problemas en el sistema eléctrico y desarrollar planes de contingencia para hacer frente a estas situaciones, lo que contribuye a garantizar la seguridad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica a largo plazo.

4.2 Tratamiento Actual de Escenarios en la Planificación de la Transmisión

La planificación de la transmisión en el sector eléctrico es un proceso esencial para garantizar el suministro constante de energía eléctrica a la sociedad. En este proceso, los escenarios de planificación son una herramienta fundamental para modelar y analizar posibles situaciones futuras que pueden afectar el sistema eléctrico, tales como nuevos proyectos de generación eléctrica, demanda eléctrica, costos de combustibles y escenarios hidrológicos.

Los nuevos proyectos de generación eléctrica son una parte importante de la planificación de la transmisión, ya que la capacidad de generación disponible afecta directamente la capacidad del sistema eléctrico para satisfacer la demanda eléctrica. Los escenarios de planificación de nuevos proyectos de generación eléctrica permiten a los ingenieros eléctricos analizar el impacto de diferentes opciones de generación en el sistema, como la energía solar, eólica, nuclear y de combustibles fósiles. De esta manera, los ingenieros eléctricos pueden determinar cuál sería la mejor opción para el sistema eléctrico en términos de eficiencia, confiabilidad y costo.

La demanda eléctrica es otra variable importante en la planificación de la transmisión. Los escenarios de planificación de demanda eléctrica permiten a los ingenieros eléctricos modelar diferentes niveles de demanda futura y evaluar el impacto de cada nivel en el

sistema eléctrico. Estos escenarios también permiten a los ingenieros eléctricos analizar cómo las tendencias de consumo cambiantes y los avances tecnológicos pueden afectar la demanda futura, lo que ayuda a diseñar un sistema eléctrico más eficiente y confiable.

Los costos de combustibles también son una variable importante en la planificación de la transmisión. Los escenarios de costos de combustibles se utilizan para modelar las fluctuaciones en los precios de los combustibles utilizados para generar electricidad, como el carbón, el petróleo y el gas natural. Estos escenarios son importantes porque los costos de los combustibles pueden tener un impacto significativo en el costo total de generación de electricidad y, por lo tanto, en los precios que los consumidores pagan por la energía.

Por otro lado, los escenarios hidrológicos se utilizan para modelar las variaciones en la disponibilidad de agua en los ríos y embalses utilizados para generar electricidad hidroeléctrica. La disponibilidad de agua puede afectar la cantidad de electricidad que se puede generar en una planta hidroeléctrica y, por lo tanto, puede tener un impacto significativo en la planificación de la operación del sistema eléctrico.

En la planificación de la transmisión del sistema eléctrico, es importante considerar una amplia gama de escenarios posibles para garantizar una operación confiable y rentable. Al utilizar estos escenarios, los planificadores de transmisión pueden modelar las posibles condiciones futuras y evaluar cómo afectarían la operación y el costo del sistema eléctrico.

Además, la planificación de la transmisión con escenarios permite a los operadores de sistemas eléctricos identificar posibles problemas en la operación y tomar medidas preventivas para evitar interrupciones en la generación de energía y garantizar una operación económica, segura y confiable. Por ejemplo, al considerar un escenario hidrológico seco en una región, los planificadores pueden anticipar una disminución en la generación hidroeléctrica y tomar medidas para garantizar que haya suficiente capacidad de generación de respaldo disponible con el uso eficiente de los embalses.

En resumen, el uso de escenarios es esencial en la planificación de la transmisión de sistemas eléctricos. Estos escenarios permiten a los planificadores de la transmisión modelar las posibles condiciones futuras y proponer proyectos de transmisión que solucionen los problemas de los posibles escenarios futuros analizados para garantizar una operación segura, confiable y económica.

Estos diferentes escenarios se pueden representar algebraicamente mediante los siguientes conjuntos representados en la Tabla 12.

Tabla 12

Conjuntos de escenarios en la planificación de la operación

Símbolo	Descripción
<i>sg</i>	Escenarios de proyectos de generación
<i>sd</i>	Escenarios de proyección de demanda
<i>sc</i>	Escenarios de costos de combustibles
<i>sh</i>	Escenarios de hidrologías

Cada uno de estos escenarios modifica respectivamente a los siguientes parámetros definidos en la formulación algebraica al problema de Despacho Hidrotérmico de Largo Plazo, definidos en el Capítulo 3, tal como se muestra en la Tabla 13.

Tabla 13

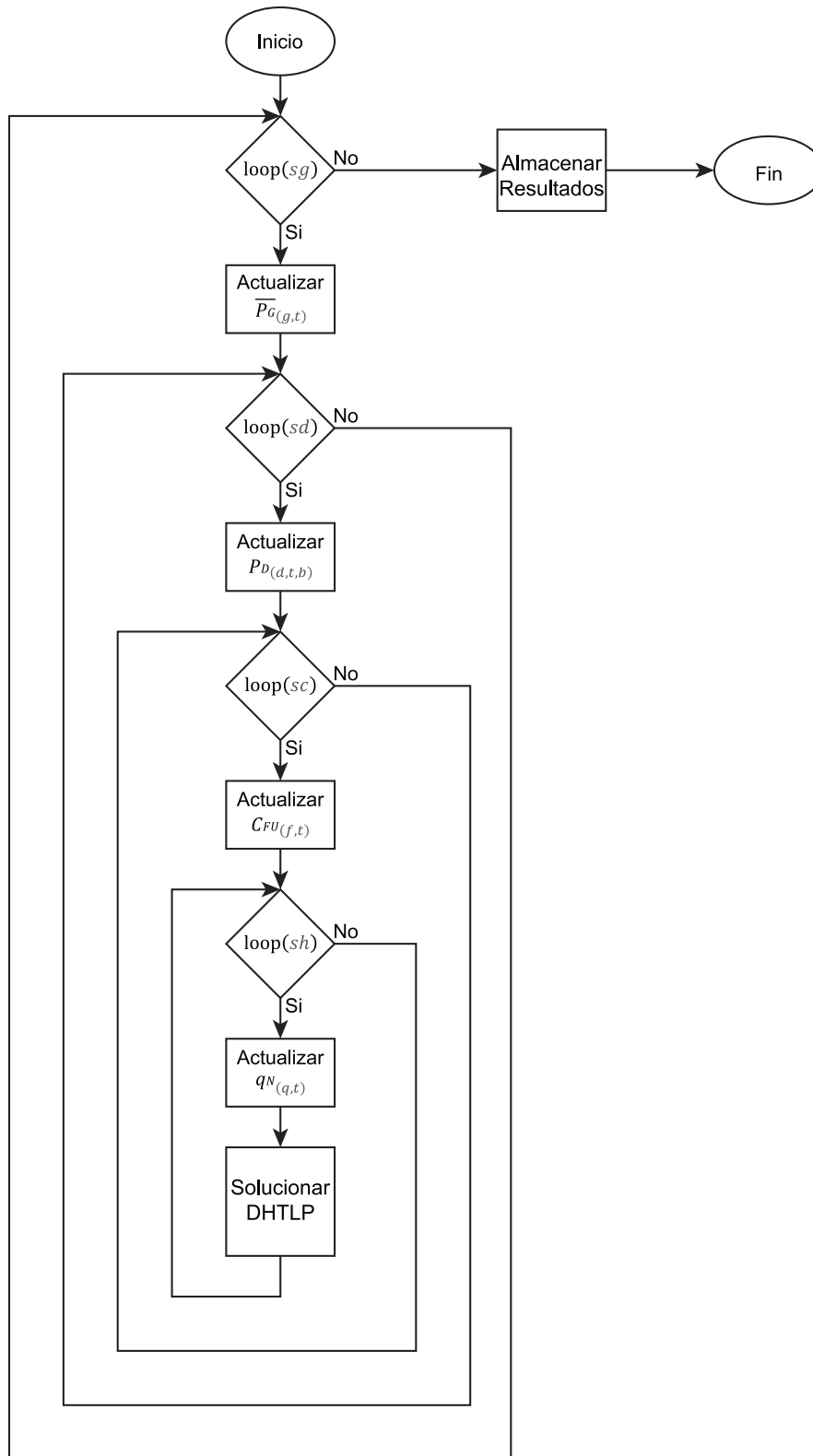
Parámetros modificados en los escenarios de planificación

Escenario	Parámetro	Descripción del parámetro	Unidad
<i>sg</i>	$\overline{P}_{G(g,t)}$	Potencia activa generación máxima	MW
<i>sd</i>	$P_{D(d,t,b)}$	Pronostico demanda en potencia	MW
<i>sc</i>	$C_{FU(f,t)}$	Costo de combustible	\$/Btu
<i>sh</i>	$q^N_{(q,t)}$	Caudal natural del afluente	m ³ /s

En la Figura 39, se muestra un diagrama de flujo del manejo de los escenarios de nuevos proyectos de generación eléctrica, demanda eléctrica, costos de combustibles y escenarios hidrológicos en la resolución del problema de despacho hidrotérmico de largo plazo:

Figura 39

Diagrama de flujo de manejo de escenarios en la planificación de transmisión



4.3 Propuesta de Inclusión de Escenarios de Contingencia

La planificación de la transmisión de un sistema eléctrico es una tarea crítica que requiere la consideración cuidadosa de una amplia gama de factores, incluyendo la disponibilidad de recursos de generación, la demanda de energía, y los costos operativos. Además, es importante incluir escenarios de contingencia en la planificación de la transmisión, ya que estas situaciones pueden tener un impacto significativo en la operación del sistema eléctrico.

Los escenarios de contingencia se refieren a situaciones imprevistas que pueden afectar la operación del sistema eléctrico, como fallas en la red de transmisión, interrupciones en el suministro de combustible, o cambios en las condiciones climáticas. Estos escenarios pueden tener un impacto significativo en la capacidad del sistema eléctrico para satisfacer la demanda de energía, y pueden requerir medidas de respuesta inmediata para evitar interrupciones en la generación y distribución de energía eléctrica.

Para garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico, es importante incluir escenarios de contingencia en la planificación de la transmisión. Esto implica la evaluación de posibles situaciones de emergencia, la identificación de medidas de respuesta apropiadas, y la implementación de planes de contingencia efectivos. La planificación de contingencia también puede involucrar la simulación de diferentes escenarios de emergencia para evaluar la efectividad de los planes de contingencia y la capacidad del sistema eléctrico para adaptarse a situaciones imprevistas.

La inclusión de escenarios de contingencia en la planificación de la transmisión eléctrica permite identificar y evaluar los posibles riesgos y vulnerabilidades del sistema ante situaciones imprevistas y de este modo poder ayudar a reducir el impacto del riesgo de estas fallas en el sistema eléctrico. Al anticipar posibles situaciones de emergencia, los planificadores de la operación pueden identificar áreas vulnerables del sistema eléctrico y tomar medidas para mitigar los riesgos. Por ejemplo, se pueden instalar equipos de

respaldo para garantizar la continuidad del suministro de energía en caso de fallas en la red de transmisión o de interrupciones en el suministro de combustible.

Además, la planificación de la transmisión eléctrica basada únicamente en escenarios normales puede ser insuficiente para garantizar un suministro eléctrico seguro y confiable. La inclusión de escenarios de contingencia permite proponer nuevos proyectos de transmisión eléctrica que mejoren la resiliencia del sistema y permitan enfrentar situaciones adversas de manera más efectiva.

En resumen, la inclusión de escenarios de contingencia en la planificación de la transmisión es esencial para garantizar la confiabilidad y la capacidad de respuesta del sistema eléctrico y su capacidad para enfrentar situaciones imprevistas. Al considerar situaciones imprevistas y prepararse para emergencias, los planificadores de la operación pueden mitigar los riesgos de fallas en el sistema y garantizar un suministro de energía eléctrica confiable y seguro. Además, esta práctica permite proponer nuevos proyectos de transmisión eléctrica que mejoren la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico. Por lo tanto, es importante que los planificadores de la transmisión eléctrica consideren los escenarios de contingencia en su labor diaria.

El presente trabajo propone la inclusión de escenarios de contingencias de transmisión, los cuales se representan mediante el conjunto descrito en la Tabla 14.

Tabla 14

Conjuntos de escenarios de contingencias de transmisión

Símbolo	Descripción
<i>sk</i>	Escenarios de contingencias de transmisión

Estos escenarios modifican los parámetros de los elementos de transmisión, definidos en el capítulo 3, tal como se muestra en la Tabla 15.

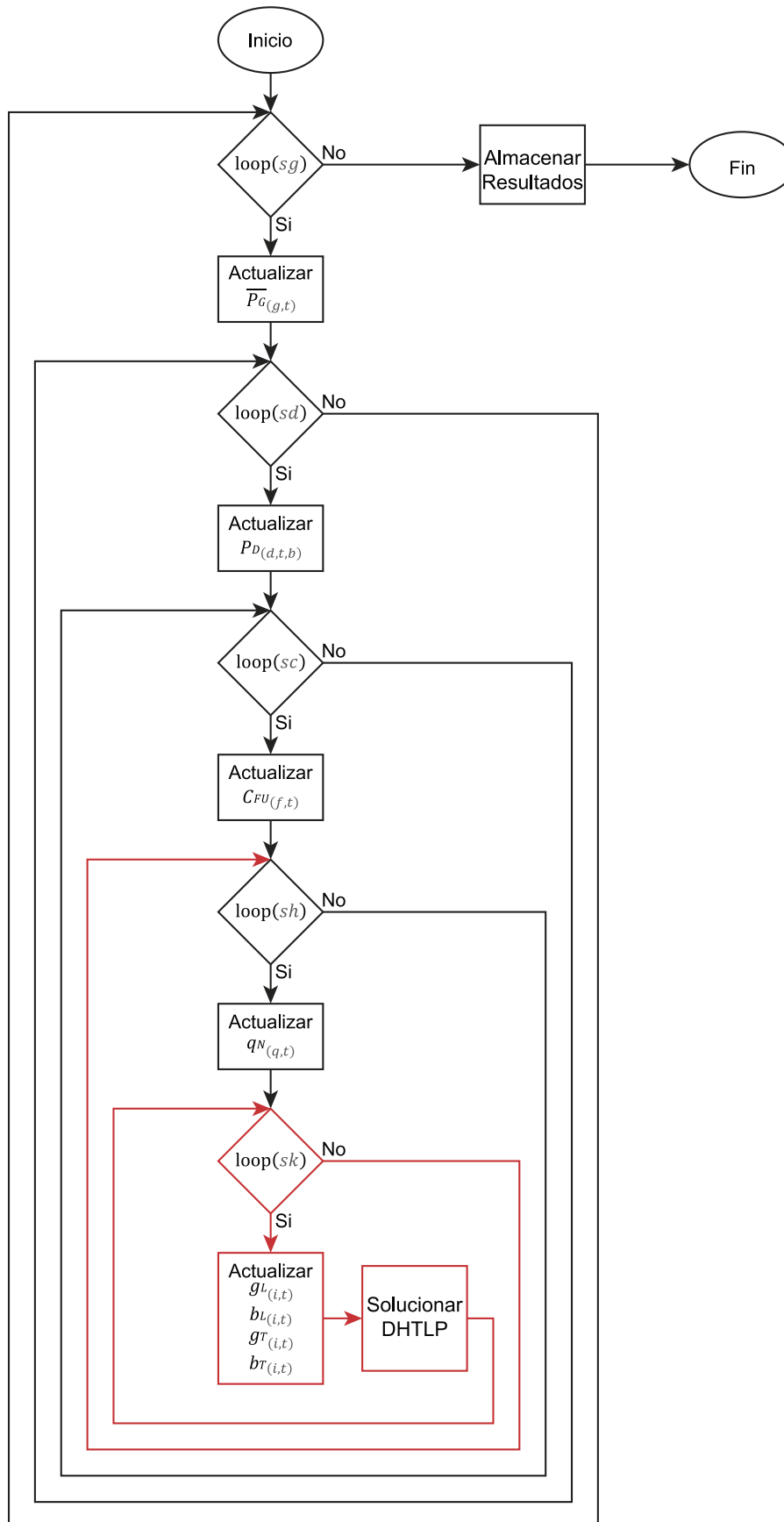
Tabla 15***Parámetros modificados en los escenarios de contingencias***

Escenario	Parámetro	Descripción del parámetro	Unidad
<i>sk</i>	$g^L_{(i,t)}$	Conductancia longitudinal del elemento de transmisión	pu
	$b^L_{(i,t)}$	Susceptancia longitudinal del elemento de transmisión	pu
	$g^T_{(i,t)}$	Conductancia transversal del elemento de transmisión	pu
	$b^T_{(i,t)}$	Susceptancia transversal del elemento de transmisión	pu

En la Figura 40, se muestra un diagrama de flujo de la inclusión de los escenarios de contingencia en la resolución del problema de despacho hidrotérmico de largo plazo:

Figura 40

Diagrama de flujo propuesto que añade escenarios de contingencias



CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 Análisis de Congestionaciones de Largo Plazo

En el proceso de la planificación de la transmisión eléctrica a largo plazo es importante realizar análisis de congestiones para identificar las limitaciones en la capacidad de transmisión de las líneas de transmisión y subestaciones de transformación, así como para determinar las áreas con mayor demanda eléctrica y sus necesidades de expansión.

Los análisis de congestiones se realizan utilizando modelos de simulación de la operación eléctrica como el flujo de potencia y el despacho hidrotérmico, que permiten simular la transmisión de energía eléctrica a través de la red de transmisión y determinar las limitaciones de capacidad. Estos modelos también permiten evaluar el impacto de diferentes escenarios de expansión y de cambios en la demanda eléctrica en el sistema de transmisión.

Los análisis de congestiones son fundamentales en la planificación de la transmisión eléctrica a largo plazo, ya que permiten identificar y priorizar las inversiones necesarias en la infraestructura de transmisión. Por ejemplo, los análisis pueden indicar la necesidad de construir nuevas líneas de transmisión o ampliar las existentes para aliviar las congestiones existentes o anticipar futuras necesidades de transmisión.

Además, los análisis de congestiones también son útiles en la identificación de zonas geográficas con mayor demanda eléctrica, lo que permite a las empresas de transmisión planificar la expansión de la infraestructura para satisfacer esta demanda y evitar futuras congestiones.

Otro aspecto importante de los análisis de congestión es su capacidad para evaluar el impacto de diferentes escenarios de generación de energía en la transmisión eléctrica. Por ejemplo, la expansión de las energías renovables, como la energía solar y eólica, puede tener un impacto significativo en la transmisión eléctrica, ya que estas fuentes de energía suelen estar ubicadas en áreas remotas y distantes de los centros de demanda. Los análisis de congestión pueden evaluar el impacto de la integración de estas fuentes de energía en la red de transmisión existente y ayudar a planificar la expansión necesaria para integrarlas de manera efectiva.

En resumen, los análisis de congestión son esenciales en la planificación de la transmisión eléctrica a largo plazo, ya que permiten identificar y priorizar las inversiones necesarias en la infraestructura de transmisión, identificar zonas geográficas con mayor demanda eléctrica, evaluar el impacto de diferentes escenarios y garantizar la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico en el futuro.

Para el diagnóstico del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), se realiza un análisis de congestiones o sobrecargas en las principales líneas de transmisión. Para este propósito, se utiliza una herramienta llamada MODPLAN, la cual simula la operación económica del sistema al año 2034 para los escenarios descritos previamente como la generación, demanda, costos de combustibles e hidrologías. A partir de estas simulaciones se analizan los flujos de potencia en cada línea, prestando especial atención a aquellas líneas que han superado sus límites, con el objetivo de identificar posibles problemas que podrían surgir en caso de que se materialicen los futuros escenarios estudiados. Estos análisis se llevan a cabo en cada una de las áreas representativas del SEIN, las cuales se definen según su ubicación geográfica, tal como se observa en la Figura 41.

En las siguientes tablas se muestran las cargas máximas de cada línea en las diferentes subzonas descritas en la Figura 41. Las tablas presentan las máximas cargas por escenarios de generación y demanda, agrupando los escenarios de costos de combustibles e hidrologías previstos hasta el horizonte del año 2034. Además, se

identifican las líneas que presentan problemas de sobrecarga y se analizan las posibles causas de dichos problemas en los distintos escenarios de generación y demanda presentados.

En el ANEXO F, se proporcionan los resultados detallados de la cargabilidad de todas las líneas pertenecientes al SEIN, divididas según las subzonas previamente mencionadas tanto para análisis de escenarios tradicionales como con la inclusión de escenarios de contingencia propuestos en el presente trabajo.

Figura 41

Áreas representativas del SEIN



Área Noroeste

Se detectan sobrecargas puntuales en los escenarios de mayor generación de Energías Renovables (RER) en la zona Norte en los siguientes elementos de transmisión:

- TP 500/220 kV Miguel Grau: hasta 17%
- LT 220 kV Pariñas - Piura Oeste: hasta 53%
- LT 220 kV Pariñas - Valle Chira: hasta 81%
- LT 220 kV Valle Chira - Piura Oeste: hasta 2%
- LT 220 kV Piura Oeste - Piura Este: hasta 21%

Dichas sobrecargas se deben a la generación eólica considerada en las subestaciones eléctricas Pariñas 220 kV y Piura Oeste 220 kV.

Tabla 16

Cargabilidad de transmisión en el área Noroeste

		Desarrollo de Generación según lista priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 220 kV Pariñas - Valle Chira	180	30%	30%	117%	28%	28%	28%	28%	28%	114%	26%
		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2	
TP 500/220 kV Miguel Grau	750	40%	41%	109%	31%	34%	41%	31%	31%	117%	
LT 220 kV Pariñas - Piura Oeste	180	9%	9%	151%	8%	8%	89%	8%	8%	153%	
LT 220 kV Pariñas - Valle Chira	180	30%	30%	181%	28%	28%	114%	28%	28%	178%	
LT 220 kV Valle Chira - Piura Oeste	180	80%	80%	92%	67%	67%	46%	67%	67%	102%	
LT 220 kV Piura Oeste - Piura Este	2x450	38%	38%	115%	31%	31%	41%	31%	31%	121%	

Área Norte Medio

No se detectan sobrecargas en los escenarios analizados.

Área Norte Sierra

Se detectan sobrecargas puntuales en los escenarios de mayor generación hidroeléctrica en la zona Norte en las siguientes líneas de transmisión:

- LT 220 kV Nueva Carhuaquero - Carhuaquero: hasta 6%
- LT 220 kV Celendin - Caclic: hasta 15%

- LT 220 kV Caclic - Belaunde Terry: hasta 22%

Dichas sobrecargas se deben a la generación de la central hidroeléctrica Tingo I y el Complejo Hidroeléctrico de Araza.

Se detecta una sobrecarga puntual del 1% en la línea de transmisión LT 220 kV Cajamarca Norte - Celendin en un escenario de mayor generación de Energías Renovables (RER). Esta sobrecarga se debe a la generación eólica considerada en la subestación eléctrica Celendín 220 kV.

Tabla 17

Cargabilidad de transmisión en el área Norte Sierra

		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2
LT 220 kV Nueva Carhuaquero - Carhuaquero	150	83%	103%	83%	85%	89%	85%	85%	106%	86%
LT 220 kV Cajamarca Norte - Celendin	2x220	58%	94%	101%	34%	39%	34%	36%	72%	79%
LT 220 kV Celendin - Caclic	2x220	48%	97%	47%	24%	24%	23%	23%	115%	22%
LT 220 kV Caclic - Belaunde Terry	2x220	42%	103%	42%	17%	17%	17%	17%	122%	17%

Área Nororiente

No se detectan sobrecargas en los escenarios analizados.

Área Centro Oriente

Se detectan sobrecargas puntuales en los escenarios de mayor generación hidroeléctrica en la zona Centro en los siguientes elementos de transmisión:

- TP 500/220 kV Yaros: hasta 43%
- LT 220 kV Tingo Maria - Yaros: hasta 54%
- LT 138 kV Piedra Blanca - Tingo Maria: hasta 52%
- LT 138 kV Amarilis - Piedra Blanca: hasta 67%

Dichas sobrecargas se deben a la generación de la central hidroeléctrica Belo Horizonte, la central hidroeléctrica Huamuco y la central hidroeléctrica Huallaga I.

Tabla 18

Cargabilidad de transmisión en el área Centro Oriente

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada										
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes	
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)	
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0	
LT 138 kV Piedra Blanca - Tingo Maria	45	50%	103%	70%	73%	70%	68%	58%	113%	56%	63%	
LT 138 kV Amarilis - Piedra Blanca	45	64%	118%	70%	88%	80%	68%	68%	123%	70%	67%	

		Desarrollo de Generación en el Centro								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1
TP 500/220 kV Yaros	750	40%	143%	39%	45%	99%	38%	39%	126%	36%
LT 220 kV Tingo Maria - Yaros	191	36%	145%	47%	63%	154%	48%	36%	144%	46%
LT 138 kV Piedra Blanca - Tingo Maria	45	50%	144%	64%	76%	152%	66%	54%	147%	68%
LT 138 kV Amarilis - Piedra Blanca	45	64%	158%	65%	90%	167%	68%	68%	162%	69%

Área Centro Sierra

Se detectan sobrecargas puntuales en las líneas de transmisión LT 220 kV Oroya - Carhuamayo y LT 220 kV Conococha - Vizcarra. Estas sobrecargas alcanzan valores de hasta 37% y un 25%, respectivamente, en los escenarios de mayor generación hidroeléctrica en la zona Centro. Dichas sobrecargas se deben a la generación de la central hidroeléctrica Chilia y la central hidroeléctrica El Caño.

Tabla 19

Cargabilidad de transmisión en el área Centro Sierra

		Desarrollo de Generación en el Centro								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1
LT 220 kV Oroya - Carhuamayo	150	86%	137%	71%	52%	93%	68%	94%	136%	78%
LT 220 kV Conococha - Vizcarra	191	44%	125%	39%	31%	103%	27%	48%	79%	52%

Área Sierra Costa

En los escenarios con mayor generación hidroeléctrica, se detectan sobrecargas puntuales en varias líneas de transmisión:

- LT 220 kV Mantaro - Huayucachi: hasta 9%
- LT 220 kV Pomacocha - San Juan: hasta 42%
- LT 220 kV Pachachaca - Callahuanca REP: hasta 7%
- LT 220 kV Pomacocha - Carhuamayo: hasta 18%

Estas sobrecargas se deben a la generación de la central hidroeléctrica Curibamba y la central hidroeléctrica Garibaldi.

Tabla 20

Cargabilidad de transmisión en el área Sierra Costa

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 220 kV Mantaro - Huayucachi	152	88%	78%	93%	80%	89%	88%	98%	96%	108%	76%
LT 220 kV Pomacocha - San Juan	2x152	42%	108%	92%	59%	99%	85%	33%	127%	114%	72%
LT 220 kV Pachachaca - Callahuanca REP	2x152	58%	89%	69%	67%	88%	73%	71%	102%	82%	68%
		Desarrollo de Generación en el Centro									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1	
LT 220 kV Mantaro - Huayucachi	152	81%	82%	89%	82%	86%	89%	109%	97%	102%	
LT 220 kV Pomacocha - San Juan	2x152	56%	123%	74%	61%	102%	72%	41%	142%	89%	
LT 220 kV Pachachaca - Callahuanca REP	2x152	55%	96%	69%	68%	96%	74%	68%	107%	81%	
LT 220 kV Pomacocha - Carhuamayo	180	68%	118%	54%	40%	84%	53%	75%	118%	60%	
		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2	
LT 220 kV Mantaro - Huayucachi	152	83%	83%	92%	80%	87%	87%	100%	98%	106%	
LT 220 kV Pomacocha - San Juan	2x152	40%	78%	109%	46%	94%	81%	34%	94%	125%	

Área Lima Norte

Se observa una sobrecarga puntual del 1% en la línea de transmisión 220 kV Lomera - Huacho. Esta sobrecarga se debe a la generación de la Central Hidroeléctrica Cheves III, que está conectada en la zona de influencia de la línea de transmisión. Es importante destacar que se trata de una sobrecarga puntual en un escenario específico, lo que implica que la capacidad de transmisión de la línea es suficiente para soportar la generación de la central hidroeléctrica en condiciones normales de operación.

Tabla 21

Cargabilidad de transmisión en el área Lima Norte

		Desarrollo de Generación en el Centro								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1
LT 220 kV Lomera - Huacho	180	31%	88%	27%	36%	63%	37%	35%	101%	39%

Área Lima Sur

Se detectan sobrecargas puntuales en la LT 220 kV Santa Rosa - Industriales de hasta 19% debido a un aumento de importación de generación RER del área Sur Medio que se descarga por la subestación Planicie 500/220 kV. Se recomienda realizar una evaluación detallada para determinar si se requieren ajustes en la infraestructura de transmisión para garantizar una operación segura y confiable de esta área del sistema eléctrico en el futuro.

Tabla 22

Cargabilidad de transmisión en el área Lima Sur

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
TP 500/220 kV Carapongo	750	70%	73%	85%	64%	72%	76%	84%	87%	100%	62%
LT 220 kV Santa Rosa - Industriales	2x229	78%	87%	103%	78%	87%	93%	92%	100%	119%	78%
		Desarrollo de Generación en el Centro									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1	
LT 220 kV Santa Rosa - Industriales	2x229	79%	80%	102%	68%	81%	89%	96%	92%	116%	
		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2	
LT 220 kV Santa Rosa - Industriales	2x229	78%	77%	98%	71%	84%	88%	92%	91%	111%	

Área Sur Medio

Se detectan sobrecargas puntuales en las siguientes líneas y transformadores de la zona Sur, en los escenarios con mayor generación RER, debido a generación eólica y solar considerada en las SE Colectora 220 kV y la SE Poroma 220 kV, con una capacidad total de generación de hasta 3150 MW y 1600 MW respectivamente:

- LT 500 kV Chilca - Bicentenario: hasta 56%
- LT 500 kV Bicentenario - Poroma: hasta 70%
- LT 500 kV Colectora - Poroma: hasta 44%
- TP 500/220 kV Colectora: hasta 168%
- TP 500/220 kV Poroma: hasta 55%
- LT 220 kV Chíncha - Independencia: hasta 32%.

Tabla 23

Cargabilidad de transmisión en el área Sur Medio

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada										
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes	
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)	
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0	
LT 500 kV Chilca - Bicentenario	841	67%	35%	115%	47%	35%	48%	74%	40%	156%	47%	
LT 500 kV Bicentenario - Poroma	841	87%	61%	163%	47%	61%	77%	105%	76%	158%	53%	
TP 500/220 kV Poroma	450	35%	43%	101%	35%	35%	70%	23%	18%	75%	36%	
LT 220 kV Chíncha - Independencia	152	45%	80%	107%	48%	81%	81%	62%	96%	132%	55%	
		Desarrollo de Generación en el Centro										
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C				
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R		
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1		
LT 500 kV Chilca - Bicentenario	841	90%	46%	136%	42%	47%	42%	107%	55%	135%		
LT 500 kV Bicentenario - Poroma	841	80%	69%	166%	40%	54%	65%	66%	54%	170%		
LT 500 kV Colectora - Poroma	1400	25%	23%	144%	18%	7%	46%	25%	23%	132%		
TP 500/220 kV Colectora	750	47%	43%	268%	33%	14%	87%	47%	43%	247%		
TP 500/220 kV Poroma	450	58%	91%	155%	58%	47%	91%	33%	66%	130%		
TP 500/220 kV Poroma	750	51%	80%	135%	51%	41%	80%	29%	58%	113%		
LT 220 kV Chíncha - Independencia	152	64%	80%	115%	42%	62%	74%	81%	96%	127%		
		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur										
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C				
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R		
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2		
LT 500 kV Bicentenario - Poroma	841	86%	58%	130%	70%	44%	74%	104%	46%	136%		
LT 220 kV Chíncha - Independencia	152	45%	61%	104%	30%	76%	67%	62%	76%	119%		

Área Sur Oeste

Se detectan sobrecargas puntuales en las líneas de transmisión:

- LT 220 kV Socabaya - Moquegua: hasta 26%
- TP 220/138 kV Repartición: hasta 12%
- LT 138 kV Socabaya - Cerro Verde: hasta 103%
- LT 138 kV Cerro Verde - Repartición: hasta 85%

Estas se deben a la inclusión de generación solar en la SE Montalvo 220 kV y la SE San José 220 kV, con una capacidad de generación de 1150 MW y 1800 MW, respectivamente. Estas sobrecargas también se presentan en escenarios donde opera el Nodo Energético del Sur en ciclo combinado.

Tabla 24

Cargabilidad de transmisión en el área Sur Oeste

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada										Pes
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			(*)	
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R		
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0	
TP 220/138 kV Reparticion	120	112%	95%	76%	64%	63%	75%	89%	70%	51%	39%	
LT 138 kV Socabaya - Cerro Verde	2x57	77%	60%	193%	34%	33%	46%	61%	41%	162%	33%	
LT 138 kV Cerro Verde - Reparticion	133	77%	62%	176%	39%	36%	49%	62%	45%	149%	18%	
		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur										
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C				
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R		
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2		
LT 220 kV Socabaya - Moquegua	2x150	87%	37%	126%	23%	47%	27%	74%	48%	112%		
LT 138 kV Socabaya - Cerro Verde	2x57	164%	48%	203%	33%	34%	63%	143%	33%	176%		
LT 138 kV Cerro Verde - Reparticion	133	151%	52%	185%	38%	36%	64%	133%	32%	160%		

Área Sur Este

Se detectan sobrecargas puntuales los siguientes elementos de transmisión:

- LT 220 kV Abancay Nueva - Cotaruse: hasta 40%
- LT 220 kV Suriray - Cotaruse: hasta 9%
- TP 220/138 kV Abancay Nueva: hasta 11%

Estas sobrecargas se presentan en los escenarios con mayor generación hidroeléctrica, como la generación de las centrales hidroeléctricas: Santa Teresa II, Santa Teresa Ampliación, RS-3, Lluta y Lluclla.

Además, se registran sobrecargas puntuales del 12% en la LT 220 kV Muyurina - Cotaruse debido a un aumento en las exportaciones de la zona Centro a la zona Sur.

Tabla 25

Cargabilidad de transmisión en el área Sur Este

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada										Pes
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			(*)	
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R		
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0	
LT 220 kV Muyurina - Cotaruse	505	94%	71%	101%	63%	34%	61%	53%	39%	58%	55%	
LT 220 kV Abancay Nueva - Cotaruse	250	21%	140%	25%	13%	136%	15%	17%	136%	22%	14%	
LT 220 kV Suriray - Cotaruse	250	28%	109%	32%	21%	105%	22%	24%	106%	29%	21%	
TP 220/138 kV Abancay Nueva	120	68%	110%	72%	70%	108%	70%	65%	108%	70%	66%	
		Desarrollo de Generación en el Centro										
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C				
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R		
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1		
LT 220 kV Muyurina - Cotaruse	505	95%	103%	92%	58%	64%	59%	51%	61%	50%		

		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2
LT 220 kV Muyurina - Cotaruse	505	93%	66%	112%	61%	32%	67%	53%	36%	69%
LT 220 kV Abancay Nueva - Cotaruse	250	24%	139%	28%	13%	136%	15%	21%	135%	25%
LT 220 kV Suriray - Cotaruse	250	30%	109%	35%	20%	105%	22%	29%	105%	31%
TP 220/138 kV Abancay Nueva	120	67%	111%	75%	70%	108%	72%	66%	108%	73%

Área Sur Sierra

No se detectan sobrecargas en los escenarios analizados.

5.2 Análisis de Congestionamientos de Largo Plazo Incluyendo Contingencias

En esta sección se analizan los resultados obtenidos al incluir los escenarios de contingencia en el proceso diagnóstico operativo para la elaboración del plan de transmisión, que fueron presentados en la sección anterior. Este análisis se enfoca en comparar los resultados del desarrollo tradicional de escenarios con los resultados obtenidos al incluir los escenarios de contingencia.

Las siguientes tablas muestran las cargas máximas de cada línea en las diferentes subzonas descritas en la Figura 40. Las tablas presentan las máximas cargas por escenarios de generación y demanda, agrupando los escenarios de costos de combustibles, hidrologías y congestiones previstas hasta el horizonte del año 2034. Se identifican las líneas que presentan problemas de sobrecarga y se analizan las posibles causas de dichos problemas en los distintos escenarios presentados.

Área Noroeste

Se detectan sobrecargas puntuales en los siguientes elementos de transmisión:

- TP 500/220 kV Miguel Grau: hasta 25%
- LT 220 kV Pariñas - Piura Oeste: hasta 53%
- LT 220 kV Pariñas - Valle Chira: hasta 232%
- LT 220 kV Valle Chira - Piura Oeste: hasta 154%
- LT 220 kV Piura Oeste - Piura Este: hasta 22%

Estas sobrecargas se presentan en los escenarios de mayor generación de Energías Renovables (RER) en la zona Norte. Dichas sobrecargas se deben a la generación eólica considerada en las subestaciones eléctricas Pariñas 220 kV y Piura Oeste 220 kV, con una capacidad de generación de 600 MW y 900 MW, respectivamente.

Tabla 26

Cargabilidad de transmisión en el área Noroeste con contingencias

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada										
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes	
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)	
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0	
LT 220 kV Pariñas - Valle Chira	180	35%	35%	204%	35%	35%	35%	35%	35%	204%	35%	
LT 220 kV Valle Chira - Piura Oeste	180	88%	88%	112%	72%	72%	72%	72%	72%	126%	59%	
		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur										
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C				
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R		
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2		
TP 500/220 kV Miguel Grau	750	42%	41%	117%	33%	35%	44%	33%	32%	125%		
LT 220 kV Pariñas - Piura Oeste	180	9%	9%	151%	8%	8%	89%	8%	8%	153%		
LT 220 kV Pariñas - Valle Chira	180	35%	35%	332%	35%	35%	204%	35%	35%	332%		
LT 220 kV Valle Chira - Piura Oeste	180	88%	88%	239%	72%	72%	126%	72%	72%	254%		
LT 220 kV Piura Oeste - Piura Este	2x450	37%	37%	116%	30%	30%	41%	30%	30%	122%		

Área Norte Medio

Se observan sobrecargas nuevas debido a las contingencias de transmisión en esta área y que se presentan de modo específico en los escenarios de mayor generación de Energías Renovables (RER) en la zona de influencia, que pueden llegar a capacidades de generación de hasta 1350 MW en la zona de influencia. Las sobrecargas principales son:

- LT 500 kV Trujillo - La Niña: hasta 63%
- LT 220 kV Chiclayo Oeste - Reque: hasta 76%
- LT 220 kV Chimbote - Viru: hasta 71%
- LT 220 kV Viru - Trujillo Norte: hasta 84%

Tabla 27

Cargabilidad de transmisión en el área Norte Medio con contingencias

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada										
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes	
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)	
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0	
LT 220 kV Chimbote - Trujillo Norte	152	120%	73%	73%	65%	77%	63%	71%	32%	52%	74%	
LT 220 kV Chimbote - Viru	152	136%	87%	92%	81%	90%	78%	83%	35%	44%	86%	

		Desarrollo de Generación en el Centro								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1
LT 500 kV Chimbote - Trujillo	1000	112%	105%	110%	72%	70%	71%	76%	69%	74%
LT 220 kV Chimbote - Trujillo Norte	152	156%	137%	155%	99%	84%	98%	105%	87%	106%
LT 220 kV Chimbote - Viru	152	170%	152%	171%	111%	98%	111%	117%	99%	118%
LT 220 kV Viru - Trujillo Norte	152	136%	117%	135%	82%	68%	84%	89%	70%	88%

		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2
LT 500 kV Trujillo - La Niña	701	49%	41%	148%	32%	39%	64%	32%	25%	163%
LT 500 kV Chimbote - Trujillo	1000	88%	49%	78%	50%	57%	30%	52%	33%	113%
LT 220 kV La Niña - Lambayeque Oeste	180	41%	33%	126%	33%	27%	76%	30%	24%	123%
LT 220 kV Lambayeque Oeste - Chiclayo Oeste	2x180	26%	27%	133%	18%	21%	61%	19%	29%	131%
LT 220 kV La Niña - Felam	180	37%	30%	113%	29%	28%	72%	30%	23%	111%
LT 220 kV Felam - Lambayeque Oeste	180	22%	31%	141%	20%	25%	57%	19%	33%	139%
LT 220 kV Chiclayo Oeste - Reque	152	44%	42%	167%	34%	39%	59%	37%	52%	176%
LT 220 kV Chiclayo Oeste - Reque	180	33%	32%	104%	26%	33%	38%	26%	38%	111%
LT 220 kV Reque - Guadalupe	152	48%	52%	110%	29%	27%	40%	30%	67%	127%
LT 220 kV Chiclayo Oeste - Nueva Carhuaquero	150	41%	96%	85%	53%	93%	42%	51%	105%	83%
LT 220 kV Trujillo Norte - Guadalupe	152	45%	27%	125%	39%	36%	66%	40%	42%	147%
LT 220 kV Trujillo Norte - Guadalupe	180	33%	21%	100%	34%	26%	55%	36%	33%	112%
LT 220 kV Chimbote - Trujillo Norte	152	119%	66%	118%	66%	74%	36%	70%	47%	166%
LT 220 kV Chimbote - Viru	152	137%	80%	100%	82%	86%	52%	83%	36%	151%
LT 220 kV Viru - Trujillo Norte	152	95%	46%	139%	49%	57%	41%	54%	61%	184%

Área Norte Sierra

Se presentan congestiones importantes en transformadores de potencia y líneas de transmisión que no están relacionados con los escenarios de generación-demanda presentados. Estas congestiones son caudadas por la inclusión de escenarios de contingencias en esta área, lo que requiere la necesidad de proponer infraestructura de transmisión para solucionar estos problemas. Las sobrecargas principales son:

- TP 220/138 kV Carhuaquero: hasta 10%
- TP 220/60 kV Jaen Norte: hasta 11%
- LT 138 kV Espina Colorada - Duna: hasta 75%
- LT 138 kV Duna - Cutervo: hasta 213%
- LT 138 kV Cutervo - Nueva Jaen: hasta 13%

Tabla 28

Cargabilidad de transmisión en el área Norte Sierra con contingencias

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 220 kV Nueva Carhuaquero - Carhuaquero	150	85%	109%	84%	87%	90%	87%	87%	113%	85%	90%
LT 220 kV Cajamarca Norte - Celendin	2x220	95%	108%	97%	55%	37%	55%	60%	74%	63%	33%
LT 220 kV Celendin - Caclic	2x220	93%	150%	91%	45%	47%	45%	45%	185%	43%	41%
LT 220 kV Caclic - Belaunde Terry	2x220	84%	66%	84%	35%	35%	35%	35%	103%	35%	30%
TP 220/138 kV Carhuaquero	100	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%
TP 220/60 kV Jaen Norte	120	109%	109%	109%	111%	111%	111%	111%	111%	111%	111%
LT 138 kV Espina Colorada - Duna	72	174%	174%	174%	175%	175%	175%	175%	175%	175%	175%
LT 138 kV Duna - Cutervo	48	311%	311%	311%	312%	312%	312%	312%	312%	312%	313%
LT 138 kV Cutervo - Nueva Jaen	130	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%
		Desarrollo de Generación en el Centro									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1	
LT 220 kV Cajamarca Norte - Celendin	2x220	103%	99%	101%	63%	63%	63%	69%	64%	66%	
LT 220 kV Conococha - Huaylas	2x180	85%	113%	87%	56%	71%	55%	43%	72%	45%	
TP 220/138 kV Carhuaquero	100	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	
TP 220/60 kV Jaen Norte	120	109%	109%	109%	111%	111%	111%	111%	111%	111%	
LT 138 kV Espina Colorada - Duna	72	174%	174%	174%	175%	175%	175%	175%	175%	175%	
LT 138 kV Duna - Cutervo	48	311%	311%	311%	312%	312%	312%	312%	312%	312%	
LT 138 kV Cutervo - Nueva Jaen	130	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	
LT 138 kV Huallanca - Huaraz	48	106%	118%	105%	69%	78%	67%	58%	72%	57%	
		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2	
LT 220 kV Nueva Carhuaquero - Carhuaquero	150	85%	127%	86%	87%	99%	86%	87%	131%	88%	
LT 220 kV Cajamarca Norte - Celendin	2x220	95%	140%	165%	55%	49%	56%	59%	105%	130%	
LT 220 kV Celendin - Caclic	2x220	93%	278%	90%	45%	75%	43%	45%	314%	42%	
LT 220 kV Caclic - Belaunde Terry	2x220	84%	206%	84%	35%	35%	35%	35%	243%	35%	
TP 220/138 kV Carhuaquero	100	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	
TP 220/60 kV Jaen Norte	120	109%	109%	109%	111%	111%	111%	111%	111%	111%	
LT 138 kV Espina Colorada - Duna	72	174%	174%	174%	175%	175%	175%	175%	175%	175%	
LT 138 kV Duna - Cutervo	48	311%	311%	311%	312%	312%	312%	312%	312%	312%	
LT 138 kV Cutervo - Nueva Jaen	130	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	
LT 138 kV Huallanca - Huaraz	48	90%	66%	52%	51%	57%	42%	53%	66%	100%	

Área Nororiente

No se detectan sobrecargas en los escenarios analizados.

Área Centro Oriente

Se detectan sobrecargas en los escenarios de mayor generación hidroeléctrica en la zona Centro. Dichas sobrecargas se deben a la generación de la central hidroeléctrica Belo Horizonte, la central hidroeléctrica Huamuco y la central hidroeléctrica Huallaga I. Entre las principales sobrecargas destacan:

- TP 500/220 kV Yaros: hasta 55%

- LT 220 kV Tingo Maria - Yaros: hasta 192%
- LT 220 kV Leoncio Prado - Chaglla: hasta 27%
- LT 138 kV Piedra Blanca - Tingo Maria: hasta 159%
- LT 138 kV Amarilis - Piedra Blanca: hasta 173%

Tabla 29

Cargabilidad de transmisión en el área Centro Oriente con contingencias

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 220 kV Tingo Maria - Yaros	191	63%	154%	72%	88%	73%	63%	63%	152%	62%	64%
LT 138 kV Piedra Blanca - Tingo Maria	45	71%	150%	92%	97%	92%	76%	75%	155%	77%	78%
LT 138 kV Amarilis - Piedra Blanca	45	86%	163%	97%	111%	103%	89%	89%	167%	91%	88%
		Desarrollo de Generación en el Centro									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1	
TP 500/220 kV Yaros	750	63%	155%	63%	55%	107%	48%	54%	135%	53%	
LT 220 kV Chaglla - Yaros	2x460	52%	102%	52%	60%	102%	52%	52%	101%	52%	
LT 220 kV Tingo Maria - Yaros	191	63%	238%	63%	96%	292%	71%	63%	237%	63%	
LT 220 kV Leoncio Prado - Chaglla	450	44%	102%	44%	44%	127%	44%	45%	102%	45%	
TP 220/138 kV Tingo Maria	2x50	20%	81%	20%	37%	104%	35%	23%	86%	23%	
LT 138 kV Piedra Blanca - Tingo Maria	45	71%	217%	72%	104%	259%	89%	74%	220%	75%	
LT 138 kV Amarilis - Piedra Blanca	45	85%	231%	86%	118%	273%	89%	89%	234%	89%	
		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2	
LT 138 kV Piedra Blanca - Tingo Maria	45	89%	98%	101%	105%	92%	94%	93%	102%	112%	
LT 138 kV Amarilis - Piedra Blanca	45	99%	112%	115%	120%	103%	105%	104%	116%	126%	

Área Centro Sierra

Se presentan congestiones importantes en líneas de transmisión caudadas por la inclusión de escenarios de contingencias en esta área y en escenarios de demanda optimista, lo que requiere la necesidad de evaluar proyectos de infraestructura de transmisión para solucionar estos problemas. Las sobrecargas principales son:

- LT 220 kV Oroya - Pachachaca: hasta 36%
- LT 220 kV Oroya - Carhuamayo: hasta 95%
- LT 220 kV Yuncan - Carhuamayo: hasta 81%
- LT 220 kV Paragsha - Carhuamayo: hasta 11%
- LT 220 kV Conococha - Vizcarra: hasta 103%

- LT 220 kV Vizcarra - Yungas: hasta 24%
- LT 220 kV Yungas - Antamina: hasta 83%

Tabla 30

Cargabilidad de transmisión en el área Centro Sierra con contingencias

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 220 kV Oroya - Carhuamayo	150	143%	93%	88%	79%	103%	87%	131%	94%	87%	98%
LT 220 kV Conococha - Vizcarra	191	96%	127%	76%	65%	106%	57%	71%	67%	70%	55%
LT 220 kV Vizcarra - Antamina	191	39%	39%	39%	39%	39%	39%	103%	103%	103%	39%
LT 220 kV Vizcarra - Yungas	212	37%	49%	35%	36%	57%	39%	112%	124%	110%	45%
LT 220 kV Yungas - Antamina	212	69%	69%	69%	69%	69%	69%	183%	183%	183%	69%

		Desarrollo de Generación en el Centro								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1
LT 220 kV Oroya - Pachachaca	250	101%	136%	99%	63%	96%	82%	103%	130%	102%
LT 220 kV Oroya - Carhuamayo	150	151%	195%	156%	92%	133%	121%	146%	195%	146%
LT 220 kV Yuncan - Carhuamayo	2x260	94%	181%	94%	94%	119%	94%	93%	180%	93%
LT 220 kV Paragsha - Carhuamayo	3x150	111%	71%	110%	66%	53%	82%	105%	68%	111%
LT 220 kV Paragsha - Conococha	180	74%	102%	69%	50%	78%	50%	61%	74%	53%
LT 220 kV Conococha - Vizcarra	191	111%	203%	104%	76%	158%	70%	75%	137%	86%
LT 220 kV Vizcarra - Antamina	191	39%	39%	39%	39%	39%	39%	103%	103%	103%
LT 220 kV Vizcarra - Yungas	212	38%	44%	37%	40%	43%	43%	115%	119%	113%
LT 220 kV Yungas - Antamina	212	69%	69%	69%	69%	69%	69%	183%	183%	183%

		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2
LT 220 kV Oroya - Carhuamayo	150	123%	63%	85%	77%	81%	51%	116%	57%	96%
LT 220 kV Paragsha - Carhuamayo	3x150	100%	55%	31%	61%	60%	39%	94%	53%	36%
LT 220 kV Conococha - Vizcarra	191	102%	61%	43%	68%	61%	42%	66%	81%	117%
LT 220 kV Vizcarra - Antamina	191	39%	39%	39%	39%	39%	39%	103%	103%	103%
LT 220 kV Vizcarra - Yungas	212	35%	34%	35%	37%	39%	37%	111%	112%	111%
LT 220 kV Yungas - Antamina	212	69%	69%	69%	69%	69%	69%	183%	183%	183%

Área Sierra Costa

Se presentan congestiones importantes en líneas de transmisión caudadas por la inclusión de escenarios de contingencias en esta área y en diversos escenarios de generación-demanda, lo que requiere la necesidad de evaluar proyectos de infraestructura de transmisión para solucionar estos problemas. Las sobrecargas principales son:

- LT 220 kV Pomacocha - San Juan: hasta 66%
- LT 220 kV Pachachaca - Callahuanca REP: hasta 51%
- LT 220 kV Yanango - Pachachaca: hasta 206%
- LT 220 kV Pomacocha - Carhuamayo: hasta 68%

Tabla 31

Cargabilidad de transmisión en el área Sierra Costa con contingencias

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
TP 500/220 kV Colcabamba	750	87%	92%	81%	91%	102%	88%	92%	97%	83%	93%
LT 220 kV Huancavelica - Chiribamba	152	49%	95%	68%	71%	108%	75%	60%	108%	76%	80%
LT 220 kV Chiribamba - Independencia	152	49%	97%	69%	72%	110%	76%	59%	110%	76%	81%
LT 220 kV Mantaro - Huayucachi	152	103%	86%	119%	85%	97%	97%	121%	104%	135%	76%
LT 220 kV Huayucachi - Orcotuna	152	79%	70%	94%	70%	75%	73%	92%	82%	105%	71%
LT 220 kV Orcotuna - Huanza	152	75%	73%	94%	66%	80%	75%	85%	84%	104%	66%
LT 220 kV Mantaro - Pomacocha	2x152	100%	91%	121%	79%	105%	100%	117%	106%	137%	78%
LT 220 kV Mantaro - Pachachaca	2x152	101%	79%	118%	76%	100%	96%	118%	94%	134%	70%
LT 220 kV Pomacocha - San Juan	2x152	54%	128%	103%	61%	117%	94%	48%	151%	128%	82%
LT 220 kV Pachachaca - Pomacocha	250	50%	118%	98%	70%	101%	90%	63%	131%	112%	83%
LT 220 kV Pachachaca - Callahuanca REP	2x152	74%	117%	104%	86%	105%	89%	91%	135%	123%	78%
LT 220 kV Yanango - Pachachaca	194	99%	205%	99%	99%	99%	99%	99%	205%	105%	99%
LT 220 kV Pomacocha - Carhuamayo	180	109%	91%	65%	59%	79%	66%	99%	92%	66%	74%

		Desarrollo de Generación en el Centro								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1
LT 220 kV Mantaro - Huancavelica	2x152	67%	103%	74%	85%	100%	81%	73%	109%	81%
LT 220 kV Mantaro - Huayucachi	152	110%	80%	113%	94%	86%	91%	125%	99%	127%
LT 220 kV Mantaro - Pomacocha	2x152	94%	66%	120%	77%	72%	94%	110%	81%	131%
LT 220 kV Mantaro - Pachachaca	2x152	96%	55%	121%	76%	59%	89%	112%	69%	131%
LT 220 kV Pomacocha - San Juan	2x152	68%	143%	87%	62%	118%	84%	54%	166%	105%
LT 220 kV Pachachaca - Pomacocha	250	44%	145%	87%	68%	113%	87%	55%	147%	99%
LT 220 kV Pachachaca - Callahuanca REP	2x152	73%	139%	94%	85%	118%	84%	82%	151%	108%
LT 220 kV Yanango - Pachachaca	194	99%	306%	99%	99%	205%	99%	99%	306%	99%
LT 220 kV Pomacocha - Carhuamayo	180	115%	168%	115%	69%	116%	92%	113%	162%	110%

		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2
TP 500/220 kV Colcabamba	750	89%	94%	86%	94%	102%	92%	93%	98%	90%
LT 220 kV Mantaro - Huancavelica	2x152	88%	91%	96%	89%	83%	92%	95%	98%	103%
LT 220 kV Huancavelica - Chiribamba	152	51%	87%	77%	69%	107%	76%	63%	100%	90%
LT 220 kV Chiribamba - Independencia	152	51%	88%	78%	70%	109%	76%	63%	101%	91%
LT 220 kV Mantaro - Huayucachi	152	111%	86%	105%	87%	93%	90%	126%	104%	122%
LT 220 kV Mantaro - Pomacocha	2x152	107%	82%	105%	76%	101%	85%	119%	97%	118%
LT 220 kV Mantaro - Pachachaca	2x152	109%	77%	101%	75%	96%	80%	120%	91%	113%
LT 220 kV Pomacocha - San Juan	2x152	51%	86%	131%	40%	110%	81%	50%	106%	149%
LT 220 kV Pachachaca - Pomacocha	250	50%	85%	108%	56%	98%	82%	63%	96%	119%
LT 220 kV Pachachaca - Callahuanca REP	2x152	75%	92%	119%	85%	97%	91%	94%	110%	131%
LT 220 kV Yanango - Pachachaca	194	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	107%

Área Lima Norte

Se presentan congestiones importantes en líneas de transmisión caudadas por la inclusión de escenarios de contingencias en esta área y en escenarios con demanda optimista, lo que requiere la necesidad de evaluar proyectos de infraestructura de transmisión para solucionar estos problemas. Las sobrecargas principales son:

- LT 500 kV Carabaylo - Chimbote: hasta 43%
- LT 220 kV Puerto Chancay - Huacho: hasta 42%

- LT 220 kV Zapallal - Puerto Chancay: hasta 31%
- LT 220 kV Lomera - Huacho: hasta 48%
- LT 220 kV Zapallal - Lomera: hasta 44%

Se presenta, además, congestiones constantes en la LT 220 kV Ventanilla - Chillón de hasta un 32% que no están relacionados con los escenarios de generación-demanda, pero sí por la inclusión de escenarios de contingencias en esta área.

Tabla 32

Cargabilidad de transmisión en el área Lima Norte con contingencias

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 500 kV Carabaylo - Chimbote	1000	117%	80%	75%	70%	79%	67%	80%	38%	43%	72%
LT 220 kV Lomera - Huacho	180	77%	85%	69%	66%	77%	69%	51%	104%	87%	65%
LT 220 kV Zapallal - Lomera	180	101%	64%	67%	65%	72%	63%	80%	62%	45%	67%
LT 220 kV Carabaylo - Zapallal	2x476	80%	83%	102%	87%	85%	95%	95%	97%	118%	73%
LT 220 kV Zapallal - Ventanilla	2x270	41%	90%	89%	85%	89%	87%	61%	110%	109%	74%
LT 220 kV Ventanilla - Chillón	2x229	112%	111%	111%	111%	111%	111%	131%	131%	128%	96%
LT 220 kV Chavarria - Barsi	2x328	95%	98%	93%	97%	91%	91%	104%	105%	98%	85%
		Desarrollo de Generación en el Centro									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1	
LT 500 kV Carabaylo - Chimbote	1000	143%	127%	139%	92%	90%	91%	104%	86%	101%	
LT 220 kV Huacho - Medio Mundo	2x180	113%	83%	94%	66%	60%	69%	88%	60%	67%	
LT 220 kV Medio Mundo - Paramonga	2x180	107%	77%	87%	60%	55%	64%	82%	54%	58%	
LT 220 kV Puerto Chancay - Huacho	180	105%	133%	75%	64%	65%	66%	80%	142%	65%	
LT 220 kV Zapallal - Puerto Chancay	180	116%	123%	86%	55%	61%	59%	91%	131%	63%	
LT 220 kV Lomera - Huacho	180	98%	133%	93%	68%	88%	70%	71%	148%	62%	
LT 220 kV Zapallal - Lomera	180	122%	137%	77%	67%	67%	68%	100%	144%	66%	
LT 220 kV Carabaylo - Zapallal	2x476	86%	65%	94%	72%	81%	77%	102%	80%	109%	
LT 220 kV Zapallal - Ventanilla	2x270	60%	100%	90%	87%	88%	90%	75%	120%	111%	
LT 220 kV Ventanilla - Chillón	2x229	112%	109%	108%	110%	111%	110%	132%	129%	130%	
LT 220 kV Chavarria - Barsi	2x328	96%	93%	89%	97%	97%	91%	106%	101%	101%	
		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2	
LT 500 kV Carabaylo - Chimbote	1000	117%	72%	70%	70%	77%	38%	79%	32%	111%	
LT 220 kV Medio Mundo - Paramonga	2x180	87%	50%	77%	51%	50%	28%	65%	36%	107%	
LT 220 kV Puerto Chancay - Huacho	180	81%	53%	85%	46%	53%	55%	63%	64%	110%	
LT 220 kV Lomera - Huacho	180	75%	76%	102%	64%	75%	85%	53%	95%	132%	
LT 220 kV Carabaylo - Zapallal	2x476	81%	85%	96%	77%	86%	87%	95%	100%	111%	
LT 220 kV Zapallal - Ventanilla	2x270	41%	88%	99%	81%	89%	89%	61%	108%	118%	
LT 220 kV Ventanilla - Chillón	2x229	112%	111%	110%	111%	111%	111%	131%	131%	130%	
LT 220 kV Chavarria - Barsi	2x328	97%	96%	92%	97%	98%	92%	107%	104%	101%	

Área Lima Sur

Se presentan congestiones importantes en la LT 220 kV Santa Rosa - Industriales y la LT 220 kV Alto Praderas - Chilca REP de hasta un 111% y 22% respectivamente, que no

están relacionados con los escenarios de generación-demanda presentados. Estas congestiones son caudadas por la inclusión de escenarios de contingencias en esta área, lo que requiere la necesidad de proponer infraestructura de transmisión para solucionar estos problemas.

Tabla 33

Cargabilidad de transmisión en el área Lima Sur con contingencias

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
TP 500/220 kV Carapongo	750	83%	79%	99%	75%	78%	85%	97%	91%	114%	63%
LT 220 kV Santa Rosa - Industriales	2x229	138%	131%	183%	138%	135%	165%	163%	150%	211%	119%
LT 220 kV Alto Praderas - Chilca REP	351	106%	101%	102%	103%	101%	102%	118%	113%	118%	91%
LT 220 kV Callahuanca REP - Callahuanca	381	59%	94%	83%	69%	84%	71%	72%	108%	98%	62%
		Desarrollo de Generación en el Centro									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1	
LT 500 kV Chilca - Carapongo	1400	98%	76%	103%	72%	68%	76%	98%	76%	101%	
TP 500/220 kV Carapongo	750	81%	78%	98%	67%	78%	76%	95%	91%	109%	
LT 220 kV Santa Rosa - Industriales	2x229	138%	128%	182%	117%	128%	134%	167%	149%	202%	
LT 220 kV Alto Praderas - Chilca REP	351	109%	101%	109%	103%	99%	102%	122%	113%	120%	
LT 220 kV Callahuanca REP - Callahuanca	381	58%	111%	75%	68%	94%	67%	65%	120%	86%	
		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2	
TP 500/220 kV Carapongo	750	83%	75%	95%	72%	75%	83%	98%	90%	110%	
LT 220 kV Santa Rosa - Industriales	2x229	138%	137%	174%	120%	134%	154%	164%	160%	198%	
LT 220 kV Alto Praderas - Chilca REP	351	105%	101%	99%	102%	101%	100%	118%	114%	111%	
LT 220 kV Chilca REP - Asia	152	101%	90%	102%	95%	72%	93%	101%	86%	101%	
LT 220 kV Callahuanca REP - Callahuanca	381	60%	73%	95%	68%	77%	73%	75%	87%	105%	

Área Sur Medio

Se presentan congestiones importantes en líneas de transmisión caudadas por la inclusión de escenarios de contingencias en esta área y en diversos escenarios de generación-demanda, lo que requiere la necesidad de evaluar proyectos de infraestructura de transmisión para solucionar estos problemas. Las sobrecargas principales son:

- LT 500 kV Chilca - Bicentenario: hasta 128%
- LT 500 kV Bicentenario - Poroma: hasta 144%
- LT 500 kV Colectora - Poroma: hasta 43%
- LT 500 kV Poroma - Ocoña: hasta 89%
- TP 500/220 kV Colectora: hasta 167%

- TP 500/220 kV Poroma: hasta 46%

Se presenta, además, congestiones constantes en la LT 220 kV Ica - Mayorazgo y la LT 220 kV Mayorazgo - Derivacion de hasta un 9% que no están relacionados con los escenarios de generación-demanda, pero sí por la inclusión de escenarios de contingencias en esta área.

Tabla 34

Cargabilidad de transmisión en el área Sur Medio con contingencias

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 500 kV Chilca - Bicentenario	841	122%	77%	182%	86%	61%	84%	138%	67%	228%	82%
LT 500 kV Bicentenario - Poroma	841	148%	76%	231%	95%	85%	116%	171%	97%	230%	87%
LT 500 kV Poroma - Ocoña	841	141%	110%	178%	119%	68%	129%	126%	64%	135%	107%
LT 500 kV Poroma - Yarabamba	1400	90%	72%	116%	76%	45%	84%	83%	42%	88%	69%
LT 220 kV Cantera - Independencia	152	52%	53%	90%	46%	57%	56%	44%	67%	114%	38%
LT 220 kV Desierto - Chincha	152	60%	42%	83%	53%	46%	46%	52%	51%	103%	41%
LT 220 kV Chincha - Independencia	152	58%	82%	122%	49%	86%	86%	77%	98%	148%	57%
LT 220 kV Ica - Mayorazgo	180	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%
LT 220 kV Mayorazgo - Derivacion	180	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%
LT 220 kV Nazca - Poroma	180	52%	52%	100%	52%	52%	52%	49%	49%	98%	53%
		Desarrollo de Generación en el Centro									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1	
LT 500 kV Chilca - Bicentenario	841	150%	78%	208%	74%	93%	72%	161%	91%	210%	
LT 500 kV Bicentenario - Poroma	841	116%	95%	239%	80%	95%	103%	108%	77%	244%	
LT 500 kV Colectora - Poroma	1400	24%	23%	143%	17%	7%	46%	24%	23%	132%	
LT 500 kV Poroma - Ocoña	841	160%	176%	189%	126%	122%	133%	115%	130%	143%	
LT 500 kV Poroma - Yarabamba	1400	105%	115%	123%	81%	79%	87%	75%	85%	93%	
TP 500/220 kV Colectora	750	45%	43%	267%	31%	13%	87%	45%	43%	247%	
TP 500/220 kV Poroma	450	51%	84%	146%	51%	39%	84%	26%	58%	120%	
TP 500/220 kV Poroma	750	45%	73%	127%	45%	34%	73%	22%	51%	105%	
LT 220 kV Cantera - Independencia	152	55%	51%	103%	44%	33%	51%	69%	66%	112%	
LT 220 kV Chincha - Independencia	152	79%	81%	131%	42%	61%	82%	97%	98%	144%	
LT 220 kV Ica - Mayorazgo	180	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	
LT 220 kV Mayorazgo - Derivacion	180	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	
LT 220 kV Nazca - Poroma	180	52%	52%	101%	52%	52%	52%	49%	50%	98%	
		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2	
LT 500 kV Chilca - Bicentenario	841	135%	94%	156%	114%	58%	106%	140%	86%	141%	
LT 500 kV Bicentenario - Poroma	841	159%	106%	181%	129%	69%	124%	177%	90%	183%	
LT 500 kV Poroma - Ocoña	841	134%	99%	172%	113%	62%	119%	177%	49%	170%	
LT 500 kV Poroma - Yarabamba	1400	83%	63%	112%	73%	41%	77%	111%	32%	110%	
LT 220 kV Chincha - Independencia	152	64%	59%	115%	37%	80%	67%	80%	74%	130%	
LT 220 kV Ica - Mayorazgo	180	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	
LT 220 kV Mayorazgo - Derivacion	180	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	

Área Sur Oeste

Se presenta congestiones constantes en la LT 500 kV Ocoña - San Jose de hasta un 89% que no están relacionados con los escenarios de generación-demanda, pero sí por la inclusión de escenarios de contingencias en esta área, lo que requiere la necesidad de proponer infraestructura de transmisión para solucionar estos problemas.

Se intensifican las sobrecargas en las líneas de transmisión:

- LT 220 kV Socabaya - Moquegua: hasta 39%
- TP 220/138 kV Repartición: hasta 33%
- LT 138 kV Socabaya - Cerro Verde: hasta 93%
- LT 138 kV Cerro Verde - Reparticion: hasta 101%

Estas se deben a la inclusión de generación solar en la SE Montalvo 220 kV y la SE San José 220 kV, con una capacidad de generación de 1150 MW y 1800 MW, respectivamente. Estas sobrecargas también se presentan en escenarios donde opera el Nodo Energético del Sur en ciclo combinado.

Se presentan sobrecargas puntales en la LT 500 kV San Jose - Montalvo de hasta 2% en escenarios de mayor generación en la zona sur del SEIN y demanda optimista en la zona centro.

Tabla 35

Cargabilidad de transmisión en el área Sur Oeste con contingencias

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 500 kV Ocoña - San Jose	841	141%	110%	178%	119%	68%	129%	126%	64%	135%	107%
TP 220/138 kV Reparticion	120	133%	104%	86%	69%	74%	78%	109%	76%	58%	44%
LT 138 kV Socabaya - Cerro Verde	2x57	100%	71%	208%	40%	40%	50%	81%	46%	174%	35%
LT 138 kV Cerro Verde - Reparticion	133	96%	72%	189%	44%	44%	53%	80%	49%	159%	21%

		Desarrollo de Generación en el Centro								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1
LT 500 kV Ocoña - San Jose	841	160%	176%	189%	126%	122%	133%	115%	130%	143%
TP 220/138 kV Reparticion	120	104%	85%	94%	50%	49%	58%	76%	56%	63%

		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2
LT 500 kV Ocoña - San Jose	841	134%	99%	172%	113%	62%	119%	177%	49%	170%
LT 500 kV San Jose - Montalvo	841	91%	71%	82%	54%	55%	57%	110%	50%	102%
LT 220 kV Socabaya - Moquegua	2x150	103%	46%	139%	32%	55%	32%	92%	51%	127%
TP 220/138 kV Reparticion	120	105%	98%	81%	70%	66%	99%	82%	70%	47%
LT 138 kV Socabaya - Cerro Verde	2x57	185%	62%	222%	41%	32%	71%	164%	40%	193%
LT 138 kV Cerro Verde - Reparticion	133	169%	64%	201%	45%	37%	70%	151%	44%	175%

Área Sur Este

Debido a los escenarios de contingencias, se intensifican las sobrecargas puntuales y aparecen nuevas sobrecargas en los siguientes elementos de transmisión:

- LT 220 kV Suriray - Kayra: hasta 32%
- LT 220 kV Kayra - Onocora: hasta 16%
- LT 220 kV Suriray - Abancay Nueva: hasta 41%
- LT 220 kV Abancay Nueva - Cotaruse: hasta 91%
- LT 220 kV Suriray - Cotaruse: hasta 42%
- TP 220/138 kV Kayra: hasta 32%
- LT 138 kV Tintaya - Combapata: hasta 13%
- LT 138 kV Combapata - Quencoro: hasta 20%
- LT 138 kV Dolorespata - Cachimayo: hasta 41%
- LT 138 kV Quencoro - Kayra: hasta 5%
- LT 138 kV Cachimayo - Abancay Nueva: hasta 71%

Estas sobrecargas se presentan en los escenarios con mayor generación hidroeléctrica, como la generación de las centrales hidroeléctricas: Santa Teresa II, Santa Teresa Ampliación, RS-3, Lluta y Lluclla.

Se presenta, además, congestiones constantes en el TP 220/138 kV Abancay Nueva y la LT 138 kV Tintaya - Ayaviri de hasta un 109% y 53% respectivamente, que no están relacionados con los escenarios de generación-demanda, pero sí por la inclusión de escenarios de contingencias en esta área.

Tabla 36

Cargabilidad de transmisión en el área Sur Este con contingencias

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 220 kV Mantaro - Muyurina	253	97%	78%	105%	69%	43%	69%	64%	44%	71%	62%
LT 220 kV Muyurina - Cotaruse	253	119%	90%	128%	77%	42%	79%	70%	44%	78%	70%
LT 220 kV Suriray - Kayra	300	43%	126%	47%	51%	131%	51%	48%	131%	50%	51%
LT 220 kV Kayra - Onocora	300	26%	108%	23%	34%	116%	32%	33%	115%	30%	36%
LT 220 kV Suriray - Abancay Nueva	250	67%	113%	69%	70%	114%	69%	67%	114%	69%	69%
LT 220 kV Abancay Nueva - Cotaruse	250	36%	191%	43%	25%	185%	28%	32%	185%	38%	26%
LT 220 kV Suriray - Cotaruse	250	39%	142%	39%	37%	141%	37%	38%	141%	39%	37%
TP 220/138 kV Kayra	120	75%	131%	80%	79%	130%	79%	71%	129%	78%	75%
TP 220/138 kV Suriray	225	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%
TP 220/138 kV Abancay Nueva	120	96%	206%	108%	111%	208%	111%	97%	208%	109%	107%
LT 138 kV Tintaya - Ayaviri	90	151%	96%	144%	138%	79%	133%	137%	82%	129%	134%
LT 138 kV Tintaya - Combapata	110	30%	96%	31%	22%	111%	21%	20%	110%	19%	27%
LT 138 kV Combapata - Quencoro	110	19%	105%	21%	30%	118%	28%	24%	118%	25%	33%
LT 138 kV Quencoro - Dolorespata	72	49%	92%	49%	35%	105%	34%	40%	105%	39%	28%
LT 138 kV Dolorespata - Cachimayo	71	36%	132%	48%	57%	140%	56%	42%	139%	54%	57%
LT 138 kV Quencoro - Kayra	150	60%	105%	64%	63%	104%	63%	57%	103%	62%	60%
LT 138 kV Cachimayo - Abancay Nueva	120	54%	163%	67%	75%	170%	75%	63%	170%	73%	74%
		Desarrollo de Generación en el Centro									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1	
LT 220 kV Mantaro - Muyurina	253	98%	106%	97%	69%	71%	69%	64%	72%	64%	
LT 220 kV Muyurina - Cotaruse	253	121%	129%	120%	79%	80%	78%	70%	78%	71%	
TP 220/138 kV Abancay Nueva	120	101%	108%	103%	108%	113%	109%	103%	110%	105%	
LT 138 kV Tintaya - Ayaviri	90	148%	150%	138%	140%	140%	132%	134%	136%	125%	
		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2	
LT 220 kV Mantaro - Muyurina	253	94%	67%	115%	70%	43%	73%	63%	33%	80%	
LT 220 kV Muyurina - Cotaruse	253	114%	75%	140%	78%	41%	83%	67%	41%	89%	
LT 220 kV Suriray - Kayra	300	42%	127%	50%	51%	131%	53%	47%	132%	61%	
LT 220 kV Kayra - Onocora	300	25%	109%	26%	35%	116%	35%	33%	116%	39%	
LT 220 kV Suriray - Abancay Nueva	250	66%	140%	71%	69%	114%	70%	67%	141%	75%	
LT 220 kV Abancay Nueva - Cotaruse	250	40%	189%	47%	24%	184%	27%	35%	183%	42%	
LT 220 kV Suriray - Cotaruse	250	39%	142%	40%	36%	141%	37%	38%	141%	40%	
TP 220/138 kV Kayra	120	74%	132%	82%	78%	130%	80%	72%	130%	83%	
TP 220/138 kV Abancay Nueva	120	93%	207%	112%	108%	209%	114%	95%	209%	114%	
LT 138 kV Tintaya - Ayaviri	90	149%	101%	153%	143%	82%	138%	138%	87%	140%	
LT 138 kV Tintaya - Combapata	110	32%	98%	37%	22%	111%	23%	20%	113%	22%	
LT 138 kV Combapata - Quencoro	110	23%	107%	26%	30%	118%	30%	24%	120%	30%	
LT 138 kV Quencoro - Dolorespata	72	52%	94%	54%	34%	105%	34%	43%	106%	45%	
LT 138 kV Dolorespata - Cachimayo	71	35%	133%	52%	54%	140%	59%	42%	141%	61%	
LT 138 kV Quencoro - Kayra	150	59%	105%	66%	62%	104%	64%	57%	104%	66%	
LT 138 kV Cachimayo - Abancay Nueva	120	53%	164%	71%	72%	171%	78%	62%	171%	78%	

Área Sur Sierra

Se evidencian congestiones significativas que no se correlacionan con los escenarios de generación-demanda propuestos anteriormente. Este fenómeno se da porque, en el análisis tradicional, esta área no presentaba problemas de congestión. La aparición de estas congestiones se atribuye a la incorporación de escenarios de contingencia en esta área específica. Entre las principales sobrecargas detectadas se mencionan:

- LT 220 kV Chilota - Puno: hasta 12%
- LT 138 kV San Roman - Puno: hasta 16%
- LT 138 kV Azangaro - Purimi: hasta 44%
- LT 138 kV Azangaro - Maravilla: hasta 36%
- LT 138 kV Ayaviri - Azangaro: hasta 61%

Tabla 37

Cargabilidad de transmisión en el área Sur Sierra con contingencias

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 220 kV Moquegua - Chilota	150	92%	88%	97%	98%	96%	94%	100%	96%	89%	107%
LT 220 kV Chilota - Puno	150	101%	98%	93%	108%	105%	104%	109%	106%	99%	107%
LT 138 kV San Roman - Puno	80	86%	104%	76%	94%	114%	90%	96%	114%	84%	90%
LT 138 kV Azangaro - Purimi	100	113%	83%	119%	103%	68%	100%	93%	73%	112%	93%
LT 138 kV Azangaro - Maravilla	90	112%	133%	117%	123%	132%	119%	115%	133%	115%	114%
LT 138 kV Ayaviri - Azangaro	90	157%	103%	152%	143%	86%	138%	143%	88%	134%	139%
		Desarrollo de Generación en el Centro									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1	
LT 220 kV Moquegua - Chilota	150	88%	90%	75%	98%	101%	93%	95%	98%	84%	
LT 220 kV Chilota - Puno	150	97%	100%	85%	108%	111%	102%	105%	107%	94%	
LT 138 kV Azangaro - Purimi	100	114%	121%	104%	103%	105%	95%	94%	99%	83%	
LT 138 kV Azangaro - Maravilla	90	119%	120%	103%	121%	125%	115%	119%	120%	104%	
LT 138 kV Ayaviri - Azangaro	90	154%	155%	144%	145%	145%	137%	139%	141%	130%	
		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2	
LT 220 kV Moquegua - Chilota	150	99%	91%	95%	103%	97%	100%	96%	99%	100%	
LT 220 kV Chilota - Puno	150	97%	101%	102%	112%	107%	110%	106%	109%	110%	
TP 220/138 kV Puno	120	69%	52%	100%	51%	62%	50%	54%	63%	86%	
LT 138 kV San Roman - Puno	80	81%	106%	113%	98%	115%	97%	92%	116%	100%	
LT 138 kV Azangaro - Purimi	100	107%	80%	144%	107%	71%	109%	91%	72%	141%	
LT 138 kV Azangaro - Maravilla	90	108%	136%	129%	127%	134%	128%	112%	136%	129%	
LT 138 kV Ayaviri - Azangaro	90	155%	108%	161%	148%	88%	144%	143%	93%	146%	

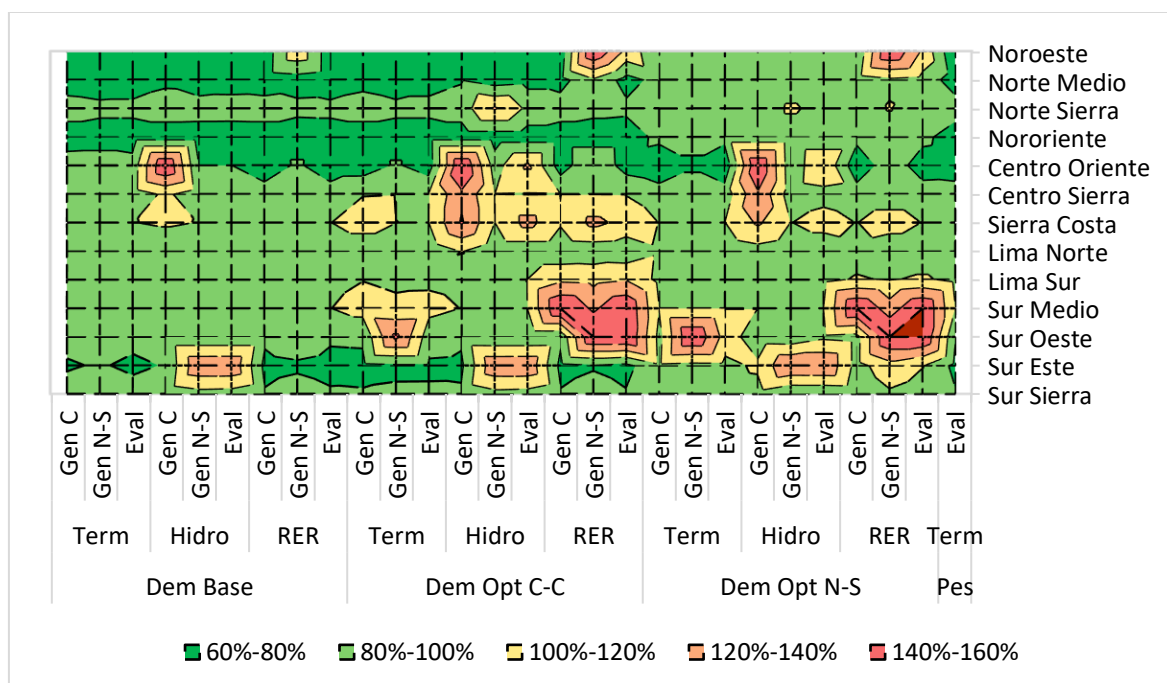
5.3 Contrastación de la Hipótesis

En las Figura 42 se muestran las máximas sobrecargas de los elementos de transmisión por áreas representativas del SEIN mostradas en la Figura 41 y por cada escenario de generación-demanda, agrupando los escenarios de costos de combustibles e hidrologías.

Como se puede observar, la presencia de sobrecargas en el sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) es el resultado de escenarios aislados en proyectos específicos de generación, tales como la inclusión de proyectos hidroeléctricos, térmicos o renovables, así como las proyecciones de demanda optimista en el centro u optimista en las zonas norte y sur del SEIN.

Figura 42

Cargabilidad del SEIN por áreas representativas y por escenarios

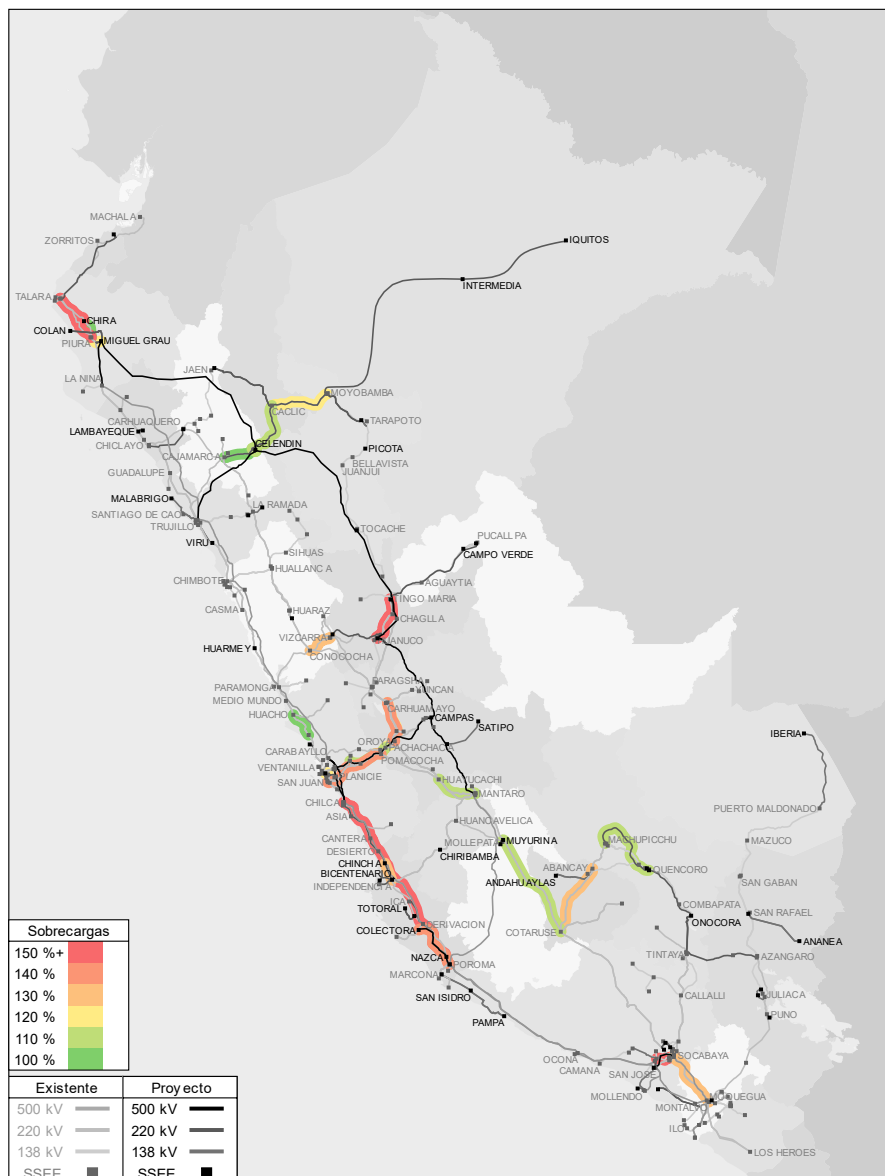


Proponer proyectos de transmisión como solución a estas sobrecargas aisladas requiere un análisis de optimización multiobjetivo, que está contemplado en la normativa vigente. Esto se debe a la incertidumbre que existe en los múltiples escenarios de generación, demanda, costos de combustibles e hidrologías analizados, los cuales difieren

de la optimización determinística que se utiliza en los análisis de corto plazo. En estos últimos, los parámetros del sistema tienen una mayor certidumbre.

Figura 43

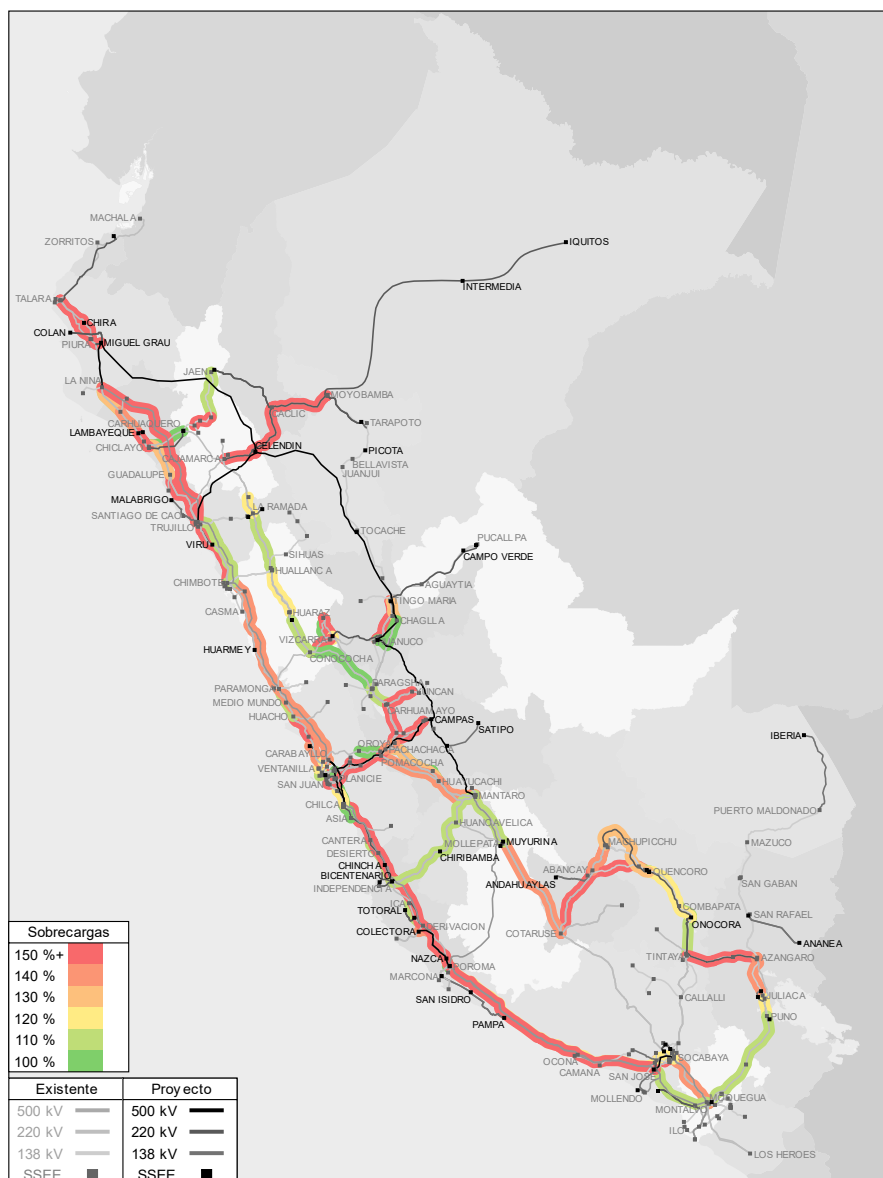
Sobrecargas máximas con escenarios tradicionales al año 2034



En resumen, para abordar las sobrecargas en el SEIN, es necesario realizar un análisis exhaustivo que considere los múltiples factores que influyen en el sistema eléctrico. De esta manera, se puede garantizar una solución óptima que tenga en cuenta los diversos objetivos que se buscan alcanzar en la planificación de la transmisión.

Figura 45

Sobrecargas máximas con escenarios de contingencia al año 2034



Por lo tanto, se puede confirmar la hipótesis de este trabajo, la cual suponía la identificación de nuevos problemas de sobrecarga que podrían utilizarse para proponer mejores proyectos de transmisión. Estos proyectos garantizarían la evolución de un sistema eléctrico que opere de manera económica, segura y confiable en los diversos escenarios analizados durante la planificación de la transmisión a largo plazo.

CONCLUSIONES

La planificación de la transmisión del sistema eléctrico es importante para garantizar la seguridad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica a largo plazo. Para lograr esto, es esencial incluir el análisis de contingencias en los análisis energéticos de los resultados del despacho hidrotérmico de largo plazo. Esta técnica permite a los planificadores energéticos identificar los posibles problemas en el sistema eléctrico y desarrollar planes de contingencia para hacer frente a estas situaciones. De esta manera, se puede garantizar un suministro económico, seguro y confiable de energía eléctrica a largo plazo.

Sin embargo, la planificación de la transmisión eléctrica basada únicamente en escenarios tradicionales como la ubicación y capacidad de diferentes proyectos de generación, diversos niveles de pronósticos de demanda eléctrica, diferentes precios de combustibles y diversos niveles de hidrologías, puede ser insuficiente para garantizar un suministro eléctrico seguro y confiable. Debido a ello, la inclusión de escenarios de contingencia en los análisis energéticos es necesaria para proponer nuevos proyectos de transmisión eléctrica que mejoren la resiliencia del sistema y permitan enfrentar situaciones adversas de manera más efectiva.

La identificación de nuevos problemas de sobrecarga en los análisis energéticos, debido a la inclusión de escenarios de contingencias, requiere la inclusión de nuevos proyectos de transmisión eléctrica para su solución, los cuales pueden ser diversos. La variedad de propuestas de nuevos proyectos implica la necesidad de poder utilizar las metodologías de optimización multiobjetivo que están previstas en las normativas vigentes, ya que estas permiten analizar diferentes objetivos y restricciones en la planificación de la transmisión eléctrica. Sin embargo, es necesario actualizar las normativas pertinentes a las metodologías de los análisis energéticos, así como la actualización del software oficial

utilizado para realizar los análisis energéticos de todos los escenarios propuestos en la planificación de la transmisión, conocido como MODPLAN.

La magnitud y ubicación de los máximos problemas de sobrecargas detectados en los análisis energéticos para la planificación de la transmisión, utilizando escenarios tradicionales de generación, demanda, costos de combustibles e hidrologías son presentados en la Figura 43.

La magnitud y ubicación de los máximos problemas de sobrecargas detectados en los análisis energéticos para la planificación de la transmisión, añadiendo escenarios de contingencia son presentados en la Figura 45.

Como se puede observar al comparar la Figura 43 con la Figura 45, se puede concluir que es fundamental incluir el análisis de contingencias en los análisis energéticos de los resultados del despacho hidrotérmico de largo plazo para identificar posibles problemas en el sistema eléctrico y desarrollar nuevas propuestas de infraestructura de transmisión para hacer frente a estas situaciones. Además, la inclusión de escenarios de contingencia en la planificación de la transmisión eléctrica es necesaria para garantizar un suministro eléctrico económico, seguro y confiable a largo plazo.

Siguiendo los lineamientos establecidos por los objetivos de esta investigación, se llega a las conclusiones que se detallan a continuación:

1. Se ha detallado modelamiento de escenarios tradicionales, así como el desarrollo del diagnóstico de congestiones de transmisión eléctrica en el análisis energético que se utiliza actualmente en la normativa para la elaboración del Plan de Transmisión. Esta revisión ha permitido profundizar en la metodología y el modelamiento matemático utilizados, que incorporan diversos escenarios como los futuros de generación, las proyecciones de demanda eléctrica, los precios de los combustibles y los escenarios hidrológicos. Se ha realizado una inmersión en la

metodología del software MODPLAN, con el fin de entender sus mecanismos de operación y aplicación en este contexto.

2. Se han incorporado escenarios de contingencias a los análisis energéticos. A través de la modificación del software MODPLAN, se han añadido a su marco de análisis situaciones que reflejan problemas de sobrecargas que se pueden presentar en distintos escenarios de contingencias en el sistema eléctrico nacional. Estos pueden ser por mantenimientos o por salidas intempestivas que puedan presentarse en la operación cotidiana de este sistema. De este modo se ha enriquecido el modelo de análisis con una capa de realidad adicional.
3. Se ha llevado a cabo una evaluación comparativa de resultados entre los diagnósticos de congestiones obtenidos con la metodología vigente y los resultados obtenidos con la nueva metodología propuesta en este trabajo, que incluye los escenarios de contingencias en "condición N-1". Esta comparativa ha demostrado las ventajas de incorporar estos escenarios en los análisis energéticos, proporcionando un enfoque más realista y completo que permitirá anticiparse a situaciones de sobrecarga y planificar acciones preventivas o correctivas con mayor precisión.

En resumen, se lograron los objetivos planteados, al conseguir una mejora significativa en los análisis y gestión de las congestiones para la planificación de la transmisión.

RECOMENDACIONES

En aras de mejorar la eficacia de la planificación y desarrollo del sistema de transmisión eléctrica, se propone actualizar la normativa vigente para ampliar el alcance de las propuestas de nuevos proyectos que se puedan incluir en los próximos Planes de Transmisión. Con esta actualización se busca mejorar tanto la metodología como las normativas existentes en la actualidad, de manera que se pueda garantizar un desarrollo de la transmisión eléctrica que sea económico, seguro y confiable.

Se pretende actualizar las regulaciones actuales para facilitar una planificación más efectiva y una mejor gestión del sistema de transmisión eléctrica, lo que permitirá una expansión más sólida y consistente de dicho sistema en el futuro. Esto es importante para garantizar que la infraestructura eléctrica del país pueda satisfacer las necesidades energéticas de la población de manera efectiva y sostenible, y contribuir al desarrollo socioeconómico del país.

En resumen, se recomienda actualizar las normativas y el software oficial utilizado en los análisis energéticos de la planificación de la transmisión eléctrica, específicamente el software MODPLAN para que pueda incluir escenarios de contingencia. Esta actualización es necesaria para asegurar que los futuros proyectos de transmisión propuestos sean seguros, económicos y confiables. La actualización de las normativas y el software permitirán una planificación efectiva y adecuada del sistema eléctrico, y contribuirá a garantizar un suministro de energía eléctrica económico seguro y confiable a largo plazo.

REFERENCIAS

- Arrillaga, J., & Arnold, C. (1990). *Computer Analysis of Power Systems*. New York: John Wiley & Sons.
- COES-SINAC. (28 de Febrero de 2023). "Plan de Transmisión 2025-2034". Obtenido de "Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN": <https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanTransmision/ActualizacionPTI>
- DecisionWare, Huerta, A., Chávez, J., & Angelino, E. (2016). *Perú Patente nº 01269-2016*.
- Eremia, M., Liu, C.-C., & Liu, C.-C. (2016). *Advanced Solutions in Power Systems: HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence*. Piscataway: Wiley-IEEE Press.
- Evdokunin, G. A., Dmitriev, M. V., Karpov, A. S., Sheskin, E. B., Dolgoplov, A. G., & Kondratenko, D. V. (2013). *Magnetically Controlled Shunt Reactors. Historical Overview, Operating Principles, Computer Simulation and Return of Experience*. Saint-Petersburg: Springer.
- IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis, IEEE Std 399 (1997).
- Kang, B.-I., & Park, J.-D. (2014). Application of thyristor-controlled series reactor for fault current limitation and power system stability enhancement. *Electrical Power and Energy Systems*, 236-245.
- Milano, F. (2010). *Power System Modelling and Scripting*. London: Springer.
- Ñaupari Huatuco, D. Z. (2006). "Fluxo de potência ótimo com restrições da curva de capacidade do gerador síncrono", *M.S. thesis, Universidade Federal do Maranhão*. São Luís, MA, Brasil.

Osinergmin. (2016). *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país*. Magdalena del Mar, Lima, Perú: Biblioteca Nacional del Perú.

Pipes, L. A. (Sept. de 1937). Matrices in Engineering. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, 56(9), 1177-1190.

Rao, S. S. (2009). *Engineering Optimization Theory and Practice*. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.

Rao, S. S. (2009). *Engineering Optimization Theory and Practice*. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.

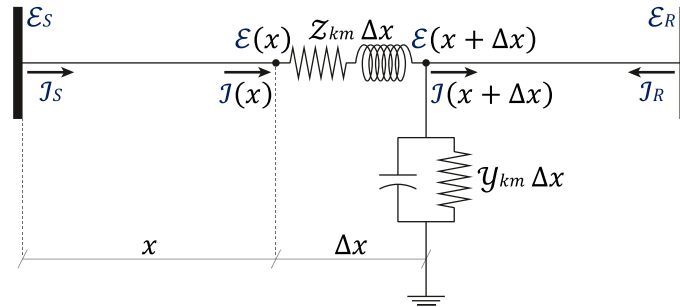
William D. Stevenson, J. (1955). *Elements of Power System Analysis*. London: McGraw-Hill.

ANEXO A

Resolución de las Ecuaciones Diferenciales de una Línea de Transmisión

La siguiente figura representa una línea de transmisión cuya distribución espacial de sus parámetros eléctricos se encuentra uniformemente distribuida a lo largo de todo su recorrido, presentando el efecto inductivo longitudinal por $Z_{km} = R_{km} + j2\pi 60 L_{km} 10^{-3}$ así como un efecto capacitivo transversal por $Y_{km} = G_{km} + j2\pi 60 C_{km} 10^{-6}$

Representación diferencial de una línea de transmisión



Para resolver las ecuaciones diferenciales para $\mathcal{E}(x)$ e $\mathcal{J}(x)$, se toma en cuenta las condiciones de frontera $\mathcal{E}(0) = \mathcal{E}_s$ y $\mathcal{J}(0) = \mathcal{J}_s$, al utilizar la primera y segunda ley de Kirchhoff en el tramo Δx se obtienen respectivamente las siguientes expresiones:

$$\mathcal{E}(x) = Z_{km} \Delta x \mathcal{J}(x) + \mathcal{E}(x + \Delta x) \quad (228)$$

$$\mathcal{J}(x) = Y_{km} \Delta x \mathcal{E}(x + \Delta x) + \mathcal{J}(x + \Delta x) \quad (229)$$

Acomodando los términos para aplicar límites para que el término Δx tienda a 0:

$$\lim_{\Delta x \rightarrow 0} \left(\frac{\mathcal{E}(x + \Delta x) - \mathcal{E}(x)}{\Delta x} \right) = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} (-Z_{km} \mathcal{J}(x)) \quad (230)$$

$$\lim_{\Delta x \rightarrow 0} \left(\frac{\mathcal{J}(x + \Delta x) - \mathcal{J}(x)}{\Delta x} \right) = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} (-Y_{km} \mathcal{E}(x + \Delta x)) \quad (231)$$

Al aplicar la definición de derivadas se obtienen las ecuaciones diferenciales:

$$\mathcal{E}'(x) = -Z_{km} \mathcal{J}(x) \quad (232)$$

$$\mathcal{J}'(x) = -Y_{km} \mathcal{E}(x) \quad (233)$$

Al volver a derivar ambos lados de las ecuaciones, y utilizando las expresiones (232) y (233) para que cada ecuación dependa de una sola función se obtiene:

$$\mathcal{E}''(x) = -Z_{km} \mathcal{J}'(x) = Z_{km} \mathcal{Y}_{km} \mathcal{E}(x) \quad (234)$$

$$\mathcal{J}''(x) = -\mathcal{Y}_{km} \mathcal{E}'(x) = Z_{km} \mathcal{Y}_{km} \mathcal{J}(x) \quad (235)$$

Se definen los parámetros $\gamma = \sqrt{Z_{km} \mathcal{Y}_{km}}$ y $Z_0 = \sqrt{Z_{km}/\mathcal{Y}_{km}}$ conocidos como constante de propagación e impedancia característica respectivamente se obtienen las siguientes expresiones:

$$\mathcal{E}''(x) = \gamma^2 \mathcal{E}(x) \quad (236)$$

$$\mathcal{J}''(x) = \gamma^2 \mathcal{J}(x) \quad (237)$$

Al tomar en cuenta que solución general a la ecuación diferencial del tipo $f''(t) = c^2 f(t)$ es la función de onda $f(t) = K^+ e^{+ct} + K^- e^{-ct}$, con K^+ y K^- constantes que dependen de las condiciones frontera, se obtienen para ambas ecuaciones:

$$\mathcal{E}(x) = E^+ e^{+\gamma x} + E^- e^{-\gamma x} \quad (238)$$

$$\mathcal{J}(x) = I^+ e^{+\gamma x} + I^- e^{-\gamma x} \quad (239)$$

Al derivar ambas expresiones para calcular las constantes de estas funciones:

$$\mathcal{E}'(x) = \gamma E^+ e^{+\gamma x} - \gamma E^- e^{-\gamma x} \quad (240)$$

$$\mathcal{J}'(x) = \gamma I^+ e^{+\gamma x} - \gamma I^- e^{-\gamma x} \quad (241)$$

Al recordar que las condiciones de frontera son $\mathcal{E}(0) = \mathcal{E}_S$, $\mathcal{J}(0) = \mathcal{J}_S$, $\mathcal{E}'(0) = -Z_{km} \mathcal{J}_S$, $\mathcal{J}'(0) = -\mathcal{Y}_{km} \mathcal{E}_S$, se obtienen las siguientes relaciones:

$$\left. \begin{array}{l} \mathcal{E}_S = E^+ + E^- \\ -Z_{km} \mathcal{J}_S = \gamma E^+ - \gamma E^- \end{array} \right\} \Rightarrow \begin{array}{l} E^+ = \mathcal{E}_S/2 - (Z_{km}/\gamma) \mathcal{J}_S/2 \\ E^- = \mathcal{E}_S/2 + (Z_{km}/\gamma) \mathcal{J}_S/2 \end{array} \quad (242)$$

$$\left. \begin{array}{l} \mathcal{J}_S = I^+ + I^- \\ -\mathcal{Y}_{km} \mathcal{E}_S = \gamma I^+ - \gamma I^- \end{array} \right\} \Rightarrow \begin{array}{l} I^+ = \mathcal{J}_S/2 - (\mathcal{Y}_{km}/\gamma) \mathcal{E}_S/2 \\ I^- = \mathcal{J}_S/2 + (\mathcal{Y}_{km}/\gamma) \mathcal{E}_S/2 \end{array} \quad (243)$$

Al reemplazar las constantes E^+ , E^- , I^+ e I^- en las funciones de onda resultado de las ecuaciones (238) y (239), y al agrupar términos se obtiene las siguientes expresiones:

$$\mathcal{E}(x) = \mathcal{E}_S (e^{+\gamma x} + e^{-\gamma x})/2 - (Z_{km}/\gamma) \mathcal{J}_S (e^{+\gamma x} - e^{-\gamma x})/2 \quad (244)$$

$$\mathcal{J}(x) = \mathcal{J}_S (e^{+\gamma x} + e^{-\gamma x})/2 - (\mathcal{Y}_{km}/\gamma) \mathcal{E}_S (e^{+\gamma x} - e^{-\gamma x})/2 \quad (245)$$

Al considerar que $Z_{km}/\gamma = Z_{km}/\sqrt{Z_{km} Y_{km}} = \sqrt{Z_{km}/Y_{km}} = Z_0$ y que $Y_{km}/\gamma = 1/Z_0$ y utilizar las definiciones de las funciones trigonométricas hiperbólicas, se obtiene al fin:

$$\mathcal{E}(x) = \cosh(\gamma x) \mathcal{E}_S - Z_0 \sinh(\gamma x) \mathcal{J}_S \quad (246)$$

$$\mathcal{J}(x) = \cosh(\gamma x) \mathcal{J}_S - \frac{\sinh(\gamma x)}{Z_0} \mathcal{E}_S \quad (247)$$

Al utilizar las condiciones fronteras en $x = \ell$, se obtiene por analogía las siguientes expresiones equivalentes:

$$\mathcal{E}(x) = \cosh(\gamma x) \mathcal{E}_R - Z_0 \sinh(\gamma x) \mathcal{J}_R \quad (248)$$

$$\mathcal{J}(x) = -\cosh(\gamma x) \mathcal{J}_R + \frac{\sinh(\gamma x)}{Z_0} \mathcal{E}_R \quad (249)$$

También en el extremo de la línea, en $x = \ell$, se considera que $\mathcal{E}(\ell) = \mathcal{E}_R$ y que $\mathcal{J}(\ell) = -\mathcal{J}_R$, se obtienen las siguientes relaciones:

$$\mathcal{E}_R = \cosh(\gamma \ell) \mathcal{E}_S - Z_0 \sinh(\gamma \ell) \mathcal{J}_S \quad (250)$$

$$\mathcal{J}_R = \frac{\sinh(\gamma \ell)}{Z_0} \mathcal{E}_S - \cosh(\gamma \ell) \mathcal{J}_S \quad (251)$$

Las cuales pueden despejarse en función de \mathcal{J}_S e \mathcal{J}_R para poder realizar una representación equivalente en cuádrupolos para la línea de transmisión como:

$$Z_0 \sinh(\gamma \ell) \mathcal{J}_S = \cosh(\gamma \ell) \mathcal{E}_S - \mathcal{E}_R \quad (252)$$

$$\cosh(\gamma \ell) \mathcal{J}_S + \mathcal{J}_R = \frac{\sinh(\gamma \ell)}{Z_0} \mathcal{E}_S \quad (253)$$

$$\begin{bmatrix} Z_0 \sinh(\gamma \ell) & 0 \\ \cosh(\gamma \ell) & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathcal{J}_S \\ \mathcal{J}_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\gamma \ell) & -1 \\ \sinh(\gamma \ell)/Z_0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathcal{E}_S \\ \mathcal{E}_R \end{bmatrix} \quad (254)$$

$$\begin{bmatrix} \mathcal{J}_S \\ \mathcal{J}_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_0 \sinh(\gamma \ell) & 0 \\ \cosh(\gamma \ell) & 1 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \cosh(\gamma \ell) & -1 \\ \sinh(\gamma \ell)/Z_0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathcal{E}_S \\ \mathcal{E}_R \end{bmatrix} \quad (255)$$

$$\begin{bmatrix} \mathcal{J}_S \\ \mathcal{J}_R \end{bmatrix} = \frac{1}{Z_0 \sinh(\gamma \ell)} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\cosh(\gamma \ell) & Z_0 \sinh(\gamma \ell) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \cosh(\gamma \ell) & -1 \\ \sinh(\gamma \ell)/Z_0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathcal{E}_S \\ \mathcal{E}_R \end{bmatrix} \quad (256)$$

$$\begin{bmatrix} \mathcal{J}_S \\ \mathcal{J}_R \end{bmatrix} = \frac{1}{Z_0 \sinh(\gamma \ell)} \begin{bmatrix} \cosh(\gamma \ell) & -1 \\ -\cosh^2(\gamma \ell) + \sinh^2(\gamma \ell) & \cosh(\gamma \ell) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathcal{E}_S \\ \mathcal{E}_R \end{bmatrix} \quad (257)$$

De donde se obtiene:

$$J_S = +\frac{\mathcal{E}_S}{Z_0 \tanh(\gamma \ell)} - \frac{\mathcal{E}_R}{Z_0 \sinh(\gamma \ell)} \quad (258)$$

$$J_R = -\frac{\mathcal{E}_S}{Z_0 \sinh(\gamma \ell)} + \frac{\mathcal{E}_R}{Z_0 \tanh(\gamma \ell)} \quad (259)$$

Que también se puede expresar como:

$$J_S = \left(\frac{1}{Z_0 \sinh(\gamma \ell)} + \frac{\tanh(\gamma \ell/2)}{Z_0} \right) \mathcal{E}_S + \left(-\frac{1}{Z_0 \sinh(\gamma \ell)} \right) \mathcal{E}_R \quad (260)$$

$$J_R = \left(-\frac{1}{Z_0 \sinh(\gamma \ell)} \right) \mathcal{E}_S + \left(\frac{1}{Z_0 \sinh(\gamma \ell)} + \frac{\tanh(\gamma \ell/2)}{Z_0} \right) \mathcal{E}_R \quad (261)$$

ANEXO B

Parámetros Cuadripolares de una Línea de Transmisión

Al considerar los parámetros de impedancia longitudinal y admitancia transversal como:

$$Z_{km} = R_{km} + j2\pi 60 L_{km} 10^{-3} = R_{km} + jX_{km} = Z_{km}\angle(\alpha_m) \quad (262)$$

$$Y_{km} = G_{km} + j2\pi 60 C_{km} 10^{-6} = G_{km} + jB_{km} = Y_{km}\angle(\beta_{km}) \quad (263)$$

Donde se descomponen los módulos y argumentos en:

$$Z_{km} = \sqrt{R_{km}^2 + X_{km}^2} \quad (264)$$

$$\alpha_{km} = \begin{cases} 2 \tan^{-1} \left(\frac{\sqrt{R_{km}^2 + X_{km}^2} - R_{km}}{X_{km}} \right) & \forall X_{km} \neq 0 \\ 0 & \forall R_{km} \geq 0 \wedge X_{km} = 0 \\ \pi & \forall R_{km} < 0 \wedge X_{km} = 0 \end{cases} \quad (265)$$

$$Y_{km} = \sqrt{G_{km}^2 + B_{km}^2} \quad (266)$$

$$\beta_{km} = \begin{cases} 2 \tan^{-1} \left(\frac{\sqrt{G_{km}^2 + B_{km}^2} - G_{km}}{B_{km}} \right) & \forall B_{km} \neq 0 \\ 0 & \forall G_{km} \geq 0 \wedge B_{km} = 0 \\ \pi & \forall G_{km} < 0 \wedge B_{km} = 0 \end{cases} \quad (267)$$

Y al considerar que la constante de propagación e impedancia característica de la línea de transmisión definen como:

$$\gamma = \sqrt{Z_{km} Y_{km}} = \gamma_0 \angle(\delta_0) \quad (268)$$

$$Z_0 = \sqrt{Z_{km}/Y_{km}} = Z_0 \angle(\theta_0) \quad (269)$$

Se obtienen los módulos y argumentos para los parámetros característicos de la línea de transmisión como:

$$\gamma_0 = \sqrt{Z_{km} Y_{km}} \quad (270)$$

$$\delta_0 = (\alpha_{km} + \beta_{km})/2 \quad (271)$$

$$Z_0 = \sqrt{Z_{km}/Y_{km}} \quad (272)$$

$$\theta_0 = (\alpha_{km} - \beta_{km})/2 \quad (273)$$

Al tomar en cuenta que puede considerarse el modelo de cuadripolos de la Figura 8 (a) y relacionando las ecuaciones (260) y (261) en (22) y (23) se obtiene:

$$Y_L = g_L + jb_L = \frac{1}{Z_o \sinh(\gamma \ell)} \quad (274)$$

$$Y_T = g_T + jb_T = \frac{\tanh(\gamma \ell/2)}{Z_o} \quad (275)$$

Al separar en la parte real e imaginaria los parámetros cuadripolares se obtiene:

$$g_L = \frac{2 [+\cosh(\gamma_o \ell \cos(\delta_o)) \sin(\gamma_o \ell \sin(\delta_o)) \sin(\theta_o) - \sinh(\gamma_o \ell \cos(\delta_o)) \cos(\gamma_o \ell \sin(\delta_o)) \cos(\theta_o)]}{Z_o [\cos(2 \gamma_o \ell \sin(\delta_o)) - \cosh(2 \gamma_o \ell \cos(\delta_o))]} \quad (276)$$

$$b_L = \frac{2 [+\cosh(\gamma_o \ell \cos(\delta_o)) \sin(\gamma_o \ell \sin(\delta_o)) \cos(\theta_o) + \sinh(\gamma_o \ell \cos(\delta_o)) \cos(\gamma_o \ell \sin(\delta_o)) \sin(\theta_o)]}{Z_o [\cos(2 \gamma_o \ell \sin(\delta_o)) - \cosh(2 \gamma_o \ell \cos(\delta_o))]} \quad (277)$$

$$g_T = \frac{\sin(\gamma_o \ell \sin(\delta_o)) \sin(\theta_o) + \sinh(\gamma_o \ell \cos(\delta_o)) \cos(\theta_o)}{Z_o [\cos(\gamma_o \ell \sin(\delta_o)) + \cosh(\gamma_o \ell \cos(\delta_o))]} \quad (278)$$

$$b_T = \frac{\sin(\gamma_o \ell \sin(\delta_o)) \cos(\theta_o) - \sinh(\gamma_o \ell \cos(\delta_o)) \sin(\theta_o)}{Z_o [\cos(\gamma_o \ell \sin(\delta_o)) + \cosh(\gamma_o \ell \cos(\delta_o))]} \quad (279)$$

Otra forma simplificada de calcular estos parámetros cuadripolares es considerar la línea de transmisión como una línea de longitud media, con lo que se tendrían las siguientes expresiones:

$$Y_L = g_L + jb_L = \frac{1}{Z_{km}} = \frac{1}{R_{km} + jX_{km}} \quad (280)$$

$$Y_T = g_T + jb_T = \frac{Y_{km}}{2} = \frac{G_{km} + jB_{km}}{2} \quad (281)$$

Al separar en la parte real e imaginaria los parámetros cuadripolares se obtiene:

$$g_L = \frac{R_{km}}{R_{km}^2 + X_{km}^2} \quad (282)$$

$$b_L = \frac{-X_{km}}{R_{km}^2 + X_{km}^2} \quad (283)$$

$$g_T = \frac{G_{km}}{2} \quad (284)$$

$$b_T = \frac{B_{km}}{2} \quad (285)$$

ANEXO C

Parámetros Cuadripolares de una Línea de Transmisión Mutuamente Acoplada

Al considerar los parámetros de la matriz de impedancia mutua, se tiene:

$$\begin{pmatrix} r_{11} & r_{12} \\ r_{21} & r_{22} \end{pmatrix} + j \begin{pmatrix} x_{11} & x_{12} \\ x_{21} & x_{22} \end{pmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} g^L & g^M \\ g^{M'} & g^{L'} \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} b_L & b_M \\ b_{M'} & j b_{L'} \end{bmatrix} \quad (286)$$

Expandiendo esta expresión y separando las partes reales e imaginarias, se tiene las siguientes expresiones:

$$g^L = \frac{+r_{22} (r_{11} r_{22} - r_{12} r_{21} + x_{12} x_{21}) + x_{22} (r_{11} x_{22} - r_{12} x_{21} - r_{21} x_{12})}{(r_{11} x_{22} + r_{22} x_{11} - r_{12} x_{21} - r_{21} x_{12})^2 + (r_{11} r_{22} - r_{12} r_{21} + x_{12} x_{21} - x_{11} x_{22})^2} \quad (287)$$

$$b_L = \frac{-x_{22} (x_{11} x_{22} - x_{12} x_{21} + r_{12} r_{21}) - r_{22} (x_{11} r_{22} - x_{12} r_{21} - x_{21} r_{12})}{(r_{11} x_{22} + r_{22} x_{11} - r_{12} x_{21} - r_{21} x_{12})^2 + (r_{11} r_{22} - r_{12} r_{21} + x_{12} x_{21} - x_{11} x_{22})^2} \quad (288)$$

$$g^M = \frac{+x_{11} (r_{12} x_{22} - r_{22} x_{12}) - r_{11} (r_{12} r_{22} + x_{12} x_{22}) + r_{21} (r_{12}^2 + x_{12}^2)}{(r_{11} x_{22} + r_{22} x_{11} - r_{12} x_{21} - r_{21} x_{12})^2 + (r_{11} r_{22} - r_{12} r_{21} + x_{12} x_{21} - x_{11} x_{22})^2} \quad (289)$$

$$b_M = \frac{-r_{11} (x_{12} r_{22} - x_{22} r_{12}) + x_{11} (r_{12} r_{22} + x_{12} x_{22}) - x_{21} (r_{12}^2 + x_{12}^2)}{(r_{11} x_{22} + r_{22} x_{11} - r_{12} x_{21} - r_{21} x_{12})^2 + (r_{11} r_{22} - r_{12} r_{21} + x_{12} x_{21} - x_{11} x_{22})^2} \quad (290)$$

Al considerar los parámetros de la matriz de admitancia mutua, se tiene:

$$\begin{pmatrix} g_{11} & g_{12} \\ g_{21} & g_{22} \end{pmatrix} + j \begin{pmatrix} b_{11} & b_{12} \\ b_{21} & b_{22} \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} g^T & g^P \\ g^{P'} & g^{T'} \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} b_T & b_P \\ b_{P'} & j b_{T'} \end{bmatrix} \quad (291)$$

Expandiendo esta expresión y separando las partes reales e imaginarias, se tiene las siguientes expresiones:

$$g^T = g_{11} \quad (292)$$

$$b_T = b_{11} \quad (293)$$

$$g^P = g_{12} \quad (294)$$

$$b_P = b_{12} \quad (295)$$

ANEXO D

Parámetros Cuadripolares de un Transformador de 2 Devanados

Al considerar los parámetros del circuito π equivalente del transformador de 2 devanados, se tienen las siguientes expresiones:

$$y_{cc} = g_{cu} + jb_{\sigma} = \frac{Z_{\phi}}{Z_{\phi} Z_{cc} + Z_{cc}^2/4} \quad (296)$$

$$y_{\phi} = g_{Fe} + jb_{\mu} = \frac{Z_{cc}/2}{Z_{\phi} Z_{cc} + Z_{cc}^2/4} \quad (297)$$

Tomando en cuenta que:

$$Z_{cc} = r_{cu} + jx_{\sigma} \quad (298)$$

$$Z_{\phi} = r_{\phi} + jx_{\phi} = \left(\frac{1}{r_{Fe}} + \frac{1}{jx_{\mu}} \right)^{-1} \quad (299)$$

Donde:

$$r_{\phi} = \frac{r_{Fe} x_{\mu}^2}{r_{Fe}^2 + x_{\mu}^2} \quad (300)$$

$$x_{\phi} = \frac{r_{Fe}^2 x_{\mu}}{r_{Fe}^2 + x_{\mu}^2} \quad (301)$$

Las partes reales e imaginarias de las expresiones (296) y (297), se dividen en las siguientes expresiones:

$$g_{cu} = + \frac{r_{cu}}{r_{cu}^2 + x_{\sigma}^2} - \frac{r_{cu} + 4 r_{\phi}}{(r_{cu} + 4 r_{\phi})^2 + (x_{\sigma} + 4 x_{\phi})^2} \quad (302)$$

$$b_{\sigma} = - \frac{x_{\sigma}}{r_{cu}^2 + x_{\sigma}^2} + \frac{x_{\sigma} + 4 x_{\phi}}{(r_{cu} + 4 r_{\phi})^2 + (x_{\sigma} + 4 x_{\phi})^2} \quad (303)$$

$$g_{Fe} = + \frac{2 (r_{cu} + 4 r_{\phi})}{(r_{cu} + 4 r_{\phi})^2 + (x_{\sigma} + 4 x_{\phi})^2} \quad (304)$$

$$b_{\mu} = - \frac{2 (x_{\sigma} + 4 x_{\phi})}{(r_{cu} + 4 r_{\phi})^2 + (x_{\sigma} + 4 x_{\phi})^2} \quad (305)$$

ANEXO E

Parámetros Cuadripolares de un Transformador de 3 Devanados

Al considerar los parámetros del circuito τ equivalente y transformarlos en un circuito Δ equivalente en un transformador de 3 devanados, se tienen las siguientes expresiones:

$$r_{CuHV} = \frac{+r_{CuHM} - r_{CuLM} + r_{CuLH}}{2} \quad (306)$$

$$r_{CuMV} = \frac{+r_{CuHM} + r_{CuLM} - r_{CuLH}}{2} \quad (307)$$

$$r_{CuLV} = \frac{-r_{CuHM} + r_{CuLM} + r_{CuLH}}{2} \quad (308)$$

$$x_{\sigma HV} = \frac{+x_{\sigma HM} - x_{\sigma LM} + x_{\sigma LH}}{2} \quad (309)$$

$$x_{\sigma MV} = \frac{+x_{\sigma HM} + x_{\sigma LM} - x_{\sigma LH}}{2} \quad (310)$$

$$x_{\sigma LV} = \frac{-x_{\sigma HM} + x_{\sigma LM} + x_{\sigma LH}}{2} \quad (311)$$

$$g_{\phi} = \frac{1}{r_{Fe}} \quad (312)$$

$$b_{\phi} = \frac{1}{x_{\mu}} \quad (313)$$

Se obtienen los parámetros correspondientes a la Figura 22, que se expresan mediante:

$$r_{CuHM} = + \frac{[(+r_{CuHV} + r_{CuMV})(r_{CuLV}^2 + x_{\sigma LV}^2) + (r_{CuLV} + g_{\phi}(r_{CuLV}^2 + x_{\sigma LV}^2))(r_{CuHV}r_{CuMV} - x_{\sigma HV}x_{\sigma MV}) + (x_{\sigma LV} + b_{\phi}(r_{CuLV}^2 + x_{\sigma LV}^2))(r_{CuHV}x_{\sigma MV} + x_{\sigma HV}r_{CuMV})]}{\Delta_{cc}} \quad (314)$$

$$b_{\sigma HM} = - \frac{[(x_{\sigma HV} + x_{\sigma MV})(r_{CuLV}^2 + x_{\sigma LV}^2) + (r_{CuLV} + g_{\phi}(r_{CuLV}^2 + x_{\sigma LV}^2))(r_{CuHV}x_{\sigma MV} + x_{\sigma HV}r_{CuMV}) - (x_{\sigma LV} + b_{\phi}(r_{CuLV}^2 + x_{\sigma LV}^2))(r_{CuHV}r_{CuMV} - x_{\sigma HV}x_{\sigma MV})]}{\Delta_{cc}} \quad (315)$$

Los mismos parámetros se repiten para las conexiones de MV-LV y LV-HV.

$$g_{FeHV} = + \frac{[(r_{CuHV} (g_\phi^2 + b_\phi^2) + g_\phi) (r_{CuMV}^2 + x_{\sigma MV}^2) (r_{CuLV}^2 + x_{\sigma LV}^2) + g_\phi (r_{CuMV}^2 + x_{\sigma MV}^2) (r_{CuHV} r_{CuLV} + x_{\sigma HV} x_{\sigma LV}) + g_\phi (r_{CuLV}^2 + x_{\sigma LV}^2) (r_{CuHV} r_{CuMV} + x_{\sigma HV} x_{\sigma MV}) + b_\phi (r_{CuMV}^2 + x_{\sigma MV}^2) (r_{CuHV} x_{\sigma LV} - x_{\sigma HV} r_{CuLV}) + b_\phi (r_{CuLV}^2 + x_{\sigma LV}^2) (r_{CuHV} x_{\sigma MV} - x_{\sigma HV} r_{CuMV})]}{\Delta_{cc}} \quad (316)$$

$$b_{\mu HV} = - \frac{[(x_{\sigma HV} (g_\phi^2 + b_\phi^2) + b_\phi) (r_{CuMV}^2 + x_{\sigma MV}^2) (r_{CuLV}^2 + x_{\sigma LV}^2) - g_\phi (r_{CuMV}^2 + x_{\sigma MV}^2) (r_{CuHV} x_{\sigma LV} - x_{\sigma HV} r_{CuLV}) - g_\phi (r_{CuLV}^2 + x_{\sigma LV}^2) (r_{CuHV} x_{\sigma MV} - x_{\sigma HV} r_{CuMV}) + b_\phi (r_{CuMV}^2 + x_{\sigma MV}^2) (r_{CuHV} r_{CuLV} + x_{\sigma HV} x_{\sigma LV}) + b_\phi (r_{CuLV}^2 + x_{\sigma LV}^2) (r_{CuHV} r_{CuMV} + x_{\sigma HV} x_{\sigma MV})]}{\Delta_{cc}} \quad (317)$$

Los mismos parámetros se repiten para los lados de MV y LV

Donde el denominador común para estas ecuaciones se expresa como:

$$\Delta_{cc} = +(r_{CuHV}^2 + x_{\sigma HV}^2) (r_{CuMV}^2 + x_{\sigma MV}^2) (1 + 2 g_\phi r_{CuLV} + 2 b_\phi x_{\sigma LV}) + (r_{CuMV}^2 + x_{\sigma MV}^2) (r_{CuLV}^2 + x_{\sigma LV}^2) (1 + 2 g_\phi r_{CuHV} + 2 b_\phi x_{\sigma HV}) + (r_{CuLV}^2 + x_{\sigma LV}^2) (r_{CuHV}^2 + x_{\sigma HV}^2) (1 + 2 g_\phi r_{CuMV} + 2 b_\phi x_{\sigma MV}) + 2 (r_{CuHV}^2 + x_{\sigma HV}^2) (r_{CuMV} r_{CuLV} + x_{\sigma MV} x_{\sigma LV}) + 2 (r_{CuMV}^2 + x_{\sigma MV}^2) (r_{CuLV} r_{CuHV} + x_{\sigma LV} x_{\sigma HV}) + 2 (r_{CuLV}^2 + x_{\sigma LV}^2) (r_{CuHV} r_{CuMV} + x_{\sigma HV} x_{\sigma MV}) + (g_\phi^2 + b_\phi^2) (r_{CuHV}^2 + x_{\sigma HV}^2) (r_{CuMV}^2 + x_{\sigma MV}^2) (r_{CuLV}^2 + x_{\sigma LV}^2) \quad (318)$$

ANEXO F

Resultados Detallados con Escenarios Tradicionales

Área Noroeste

Cargabilidad de transmisión en el área Noroeste

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 500 kV La Niña - Miguel Grau	1400	4%	3%	3%	4%	1%	3%	4%	3%	3%	1%
TP 500/220 kV Miguel Grau	750	40%	41%	50%	31%	34%	30%	31%	32%	59%	29%
LT 220 kV Zorritos - Alipio Rosales	152	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
LT 220 kV Talara - Pariñas	152	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
LT 220 kV Pariñas - Zorritos	152	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%
LT 220 kV Pariñas - Alipio Rosales	250	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%
LT 220 kV Talara - Pariñas	2x180	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
LT 220 kV Pariñas - Piura Oeste	180	9%	9%	87%	8%	8%	8%	8%	8%	89%	9%
LT 220 kV Pariñas - Valle Chira	180	30%	30%	117%	28%	28%	28%	28%	28%	114%	26%
LT 220 kV Valle Chira - Piura Oeste	180	80%	80%	59%	67%	67%	67%	67%	67%	46%	56%
LT 220 kV Piura Oeste - Piura Este	2x450	38%	38%	53%	31%	31%	29%	31%	31%	59%	26%
LT 220 kV Piura Este - La Niña	2x180	27%	26%	22%	29%	16%	24%	29%	28%	20%	13%

		Desarrollo de Generación en el Centro								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1
LT 500 kV La Niña - Miguel Grau	1400	1%	4%	1%	1%	3%	1%	1%	4%	1%
TP 500/220 kV Miguel Grau	750	44%	44%	44%	35%	35%	35%	34%	35%	35%
LT 220 kV Zorritos - Alipio Rosales	152	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
LT 220 kV Talara - Pariñas	152	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
LT 220 kV Pariñas - Zorritos	152	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%
LT 220 kV Pariñas - Alipio Rosales	250	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%
LT 220 kV Talara - Pariñas	2x180	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
LT 220 kV Pariñas - Piura Oeste	180	9%	9%	9%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
LT 220 kV Pariñas - Valle Chira	180	30%	30%	30%	28%	28%	28%	28%	28%	28%
LT 220 kV Valle Chira - Piura Oeste	180	80%	80%	80%	67%	67%	67%	67%	67%	67%
LT 220 kV Piura Oeste - Piura Este	2x450	38%	38%	38%	31%	31%	31%	31%	31%	31%
LT 220 kV Piura Este - La Niña	2x180	13%	12%	13%	15%	14%	15%	15%	13%	15%

		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2
LT 500 kV La Niña - Miguel Grau	1400	4%	3%	8%	4%	2%	2%	4%	3%	8%
TP 500/220 kV Miguel Grau	750	40%	41%	109%	31%	34%	41%	31%	31%	117%
LT 220 kV Zorritos - Alipio Rosales	152	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
LT 220 kV Talara - Pariñas	152	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
LT 220 kV Pariñas - Zorritos	152	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%
LT 220 kV Pariñas - Alipio Rosales	250	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%
LT 220 kV Talara - Pariñas	2x180	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
LT 220 kV Pariñas - Piura Oeste	180	9%	9%	151%	8%	8%	89%	8%	8%	153%
LT 220 kV Pariñas - Valle Chira	180	30%	30%	181%	28%	28%	114%	28%	28%	178%
LT 220 kV Valle Chira - Piura Oeste	180	80%	80%	92%	67%	67%	46%	67%	67%	102%
LT 220 kV Piura Oeste - Piura Este	2x450	38%	38%	115%	31%	31%	41%	31%	31%	121%
LT 220 kV Piura Este - La Niña	2x180	27%	27%	54%	29%	15%	15%	29%	29%	52%

Área Norte Medio

No se detectan sobrecargas en los escenarios analizados.

Cargabilidad de transmisión en el área Norte Medio

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 500 kV Trujillo - La Niña	701	24%	15%	34%	14%	17%	12%	14%	8%	43%	15%
LT 500 kV Chimbote - Trujillo	1000	49%	30%	32%	26%	36%	26%	30%	15%	26%	31%
TP 500/220 kV La Niña	600	24%	22%	36%	12%	20%	12%	13%	11%	47%	18%
TP 500/220 kV Trujillo	750	44%	42%	43%	30%	35%	30%	31%	29%	30%	29%
TP 500/220 kV Chimbote	750	40%	35%	37%	28%	31%	29%	34%	28%	30%	25%
LT 220 kV La Niña - Lambayeque Oeste	180	27%	25%	64%	19%	19%	22%	20%	18%	57%	18%
LT 220 kV Lambayeque Oeste - Chiclayo Oeste	2x180	23%	21%	71%	15%	15%	18%	16%	14%	64%	14%
LT 220 kV La Niña - Felam	180	34%	32%	50%	26%	27%	29%	27%	25%	44%	26%
LT 220 kV Felam - Lambayeque Oeste	180	19%	17%	79%	11%	11%	14%	12%	10%	72%	10%
LT 220 kV Chiclayo Oeste - Reque	152	29%	23%	43%	23%	18%	22%	23%	28%	48%	24%
LT 220 kV Chiclayo Oeste - Reque	180	24%	19%	36%	19%	15%	19%	19%	24%	41%	20%
LT 220 kV Reque - Guadalupe	152	30%	20%	22%	21%	18%	18%	20%	29%	32%	19%
LT 220 kV Reque - Guadalupe	180	26%	17%	19%	17%	15%	16%	17%	25%	27%	16%
LT 220 kV Reque - Nueva Carhuaquero	300	12%	18%	18%	16%	20%	16%	15%	21%	14%	23%
LT 220 kV Chiclayo Oeste - Nueva Carhuaquero	150	27%	37%	40%	33%	42%	33%	32%	42%	34%	48%
LT 220 kV Trujillo Norte - Guadalupe	152	27%	24%	43%	27%	27%	29%	28%	20%	57%	25%
LT 220 kV Trujillo Norte - Guadalupe	180	24%	22%	39%	24%	25%	26%	25%	19%	52%	23%
LT 220 kV Trujillo Norte - Trujillo	2x375	44%	42%	43%	30%	35%	30%	31%	29%	30%	29%
LT 220 kV Trujillo Norte - Cajamarca Norte	167	43%	25%	39%	17%	19%	17%	20%	21%	17%	14%
LT 220 kV Chimbote - Trujillo Norte	152	56%	42%	43%	33%	43%	31%	33%	19%	20%	37%
LT 220 kV Chimbote - Viru	152	74%	59%	61%	49%	56%	46%	48%	33%	35%	48%
LT 220 kV Viru - Trujillo Norte	152	38%	25%	20%	18%	28%	16%	18%	19%	36%	24%
TP 220/138 kV Chimbote	2x120	88%	84%	93%	68%	68%	66%	72%	68%	71%	55%
LT 138 kV Chimbote - Huallanca	3x100	58%	68%	59%	66%	70%	66%	62%	72%	63%	69%

		Desarrollo de Generación en el Centro								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1
LT 500 kV Trujillo - La Niña	701	29%	25%	29%	19%	16%	19%	20%	17%	20%
LT 500 kV Chimbote - Trujillo	1000	64%	54%	63%	39%	33%	40%	44%	33%	43%
TP 500/220 kV La Niña	600	34%	33%	34%	22%	22%	23%	23%	23%	23%
TP 500/220 kV Trujillo	750	51%	49%	50%	36%	36%	36%	38%	36%	37%
TP 500/220 kV Chimbote	750	45%	34%	40%	28%	29%	29%	38%	27%	33%
LT 220 kV La Niña - Lambayeque Oeste	180	33%	32%	33%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
LT 220 kV Lambayeque Oeste - Chiclayo Oeste	2x180	28%	28%	28%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
LT 220 kV La Niña - Felam	180	40%	40%	40%	32%	32%	32%	33%	32%	32%
LT 220 kV Felam - Lambayeque Oeste	180	25%	24%	25%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
LT 220 kV Chiclayo Oeste - Reque	152	33%	30%	32%	27%	25%	27%	27%	24%	27%
LT 220 kV Chiclayo Oeste - Reque	180	28%	25%	27%	23%	21%	23%	23%	20%	23%
LT 220 kV Reque - Guadalupe	152	36%	34%	36%	24%	22%	25%	25%	23%	25%
LT 220 kV Reque - Guadalupe	180	30%	29%	30%	20%	19%	21%	21%	19%	21%
LT 220 kV Reque - Nueva Carhuaquero	300	18%	21%	18%	22%	23%	22%	21%	24%	21%
LT 220 kV Chiclayo Oeste - Nueva Carhuaquero	150	40%	44%	39%	46%	49%	45%	44%	49%	45%
LT 220 kV Trujillo Norte - Guadalupe	152	49%	47%	48%	33%	31%	34%	34%	32%	34%
LT 220 kV Trujillo Norte - Guadalupe	180	44%	42%	44%	30%	28%	31%	31%	29%	31%
LT 220 kV Trujillo Norte - Trujillo	2x375	51%	49%	50%	36%	36%	36%	38%	36%	37%
LT 220 kV Trujillo Norte - Cajamarca Norte	167	44%	38%	43%	17%	15%	20%	22%	17%	21%
LT 220 kV Chimbote - Trujillo Norte	152	71%	66%	71%	48%	41%	48%	47%	43%	47%
LT 220 kV Chimbote - Viru	152	87%	82%	86%	62%	55%	61%	61%	56%	60%
LT 220 kV Viru - Trujillo Norte	152	52%	47%	52%	33%	26%	32%	32%	26%	32%
TP 220/138 kV Chimbote	2x120	87%	83%	89%	68%	65%	68%	73%	67%	72%
LT 138 kV Chimbote - Huallanca	3x100	58%	74%	58%	66%	76%	66%	61%	78%	62%

		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2
LT 500 kV Trujillo - La Niña	701	24%	14%	73%	14%	16%	33%	14%	9%	82%
LT 500 kV Chimbote - Trujillo	1000	49%	30%	58%	27%	33%	16%	31%	19%	77%
TP 500/220 kV La Niña	600	24%	21%	69%	12%	20%	36%	13%	10%	79%
TP 500/220 kV Trujillo	750	44%	42%	38%	30%	36%	29%	31%	29%	25%
TP 500/220 kV Chimbote	750	41%	34%	26%	27%	30%	27%	33%	27%	20%
LT 220 kV La Niña - Lambayeque Oeste	180	27%	23%	81%	19%	19%	50%	19%	15%	73%
LT 220 kV Lambayeque Oeste - Chiclayo Oeste	2x180	23%	19%	88%	15%	15%	45%	15%	11%	81%
LT 220 kV La Niña - Felam	180	34%	30%	69%	26%	27%	57%	26%	22%	62%
LT 220 kV Felam - Lambayeque Oeste	180	19%	15%	96%	11%	11%	42%	11%	14%	89%
LT 220 kV Chiclayo Oeste - Reque	152	29%	23%	88%	23%	17%	31%	23%	28%	93%
LT 220 kV Chiclayo Oeste - Reque	180	24%	20%	75%	19%	14%	26%	19%	24%	79%
LT 220 kV Reque - Guadalupe	152	31%	25%	66%	19%	16%	24%	20%	33%	75%
LT 220 kV Reque - Guadalupe	180	26%	21%	55%	16%	13%	20%	17%	28%	64%
LT 220 kV Reque - Nueva Carhuaquero	300	12%	22%	21%	16%	20%	14%	15%	25%	16%
LT 220 kV Chiclayo Oeste - Nueva Carhuaquero	150	27%	44%	54%	33%	41%	29%	32%	49%	45%
LT 220 kV Trujillo Norte - Guadalupe	152	27%	20%	83%	26%	26%	44%	28%	23%	97%
LT 220 kV Trujillo Norte - Guadalupe	180	24%	18%	75%	24%	24%	40%	25%	20%	88%
LT 220 kV Trujillo Norte - Trujillo	2x375	44%	42%	38%	30%	36%	29%	31%	29%	25%
LT 220 kV Trujillo Norte - Cajamarca Norte	167	42%	20%	19%	17%	17%	14%	20%	33%	34%
LT 220 kV Chimbote - Trujillo Norte	152	56%	36%	39%	33%	40%	26%	33%	12%	61%
LT 220 kV Chimbote - Viru	152	74%	52%	44%	49%	52%	42%	48%	27%	47%
LT 220 kV Viru - Trujillo Norte	152	38%	18%	60%	17%	27%	23%	18%	24%	79%
TP 220/138 kV Chimbote	2x120	88%	82%	84%	65%	67%	71%	67%	65%	66%
LT 138 kV Chimbote - Huallanca	3x100	58%	64%	63%	66%	68%	66%	62%	68%	67%

Área Norte Sierra

Cargabilidad de transmisión en el área Norte Sierra

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 500 kV Celendin - Trujillo	1400	5%	15%	7%	4%	7%	5%	3%	18%	10%	6%
LT 500 kV Celendin - Miguel Grau	1400	20%	24%	25%	15%	18%	15%	15%	19%	29%	16%
TP 500/220 kV Celendin	750	62%	40%	61%	33%	35%	32%	35%	15%	35%	24%
LT 220 kV Nueva Carhuaquero - Carhuaquero	150	83%	92%	82%	85%	89%	85%	85%	95%	84%	89%
LT 220 kV Nueva Carhuaquero - Cajamarca Norte	300	36%	28%	57%	30%	14%	31%	32%	24%	52%	12%
LT 220 kV Cajamarca Norte - Celendin	2x220	58%	75%	59%	34%	37%	34%	37%	54%	39%	20%
LT 220 kV Celendin - Caclic	2x220	48%	30%	47%	24%	24%	23%	24%	48%	22%	22%
LT 220 kV Caclic - Belaunde Terry	2x220	42%	33%	42%	17%	17%	17%	17%	51%	17%	15%
LT 220 kV Caclic - Jaen Norte	2x320	3%	5%	2%	3%	3%	3%	3%	5%	2%	3%
LT 220 kV Cajamarca Norte - Pampa Honda	2x240	41%	36%	36%	32%	39%	32%	29%	24%	24%	31%
LT 220 kV Pampa Honda - La Ramada	2x240	51%	46%	46%	35%	42%	35%	32%	27%	27%	33%
LT 220 kV La Ramada - Kiman Ayllu	2x240	51%	46%	46%	35%	42%	35%	32%	27%	27%	33%
LT 220 kV Conococha - Huaylas	2x180	40%	43%	27%	21%	33%	18%	14%	15%	30%	17%
LT 220 kV Huaylas - Kiman Ayllu	2x180	36%	36%	23%	18%	29%	16%	10%	12%	23%	15%
TP 220/138 kV Carhuaquero	100	15%	30%	15%	20%	25%	20%	20%	35%	16%	25%
TP 220/138 kV Kiman Ayllu	100	60%	40%	55%	56%	51%	55%	63%	41%	58%	57%
TP 220/138 kV Huaylas	120	19%	20%	19%	13%	15%	13%	18%	13%	22%	15%
TP 220/60 kV Jaen Norte	120	16%	28%	12%	15%	19%	16%	16%	28%	12%	18%
LT 138 kV Carhuaquero - Espina Colorada	130	14%	26%	12%	18%	22%	18%	18%	29%	14%	22%
LT 138 kV Espina Colorada - Duna	72	24%	26%	31%	18%	18%	18%	18%	31%	24%	18%
LT 138 kV Duna - Cutervo	48	66%	35%	76%	56%	48%	56%	56%	25%	66%	47%
LT 138 kV Cutervo - Nueva Jaen	130	21%	10%	25%	18%	14%	18%	18%	7%	22%	14%
LT 138 kV Huallanca - Kiman Ayllu	140	26%	25%	30%	23%	21%	22%	28%	24%	26%	23%
LT 138 kV Huallanca - Huaraz	48	48%	51%	47%	33%	37%	33%	46%	34%	55%	39%
LT 138 kV Huaylas - Huaraz	120	19%	20%	19%	13%	15%	13%	18%	13%	22%	15%

		Desarrollo de Generación en el Centro								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1
LT 500 kV Celendin - Trujillo	1400	6%	12%	5%	4%	11%	5%	4%	15%	4%
LT 500 kV Celendin - Miguel Grau	1400	23%	27%	24%	19%	20%	19%	18%	22%	19%
TP 500/220 kV Celendin	750	66%	64%	65%	36%	36%	36%	39%	37%	38%
LT 220 kV Nueva Carhuaquero - Carhuaquero	150	86%	87%	86%	89%	90%	89%	89%	90%	89%
LT 220 kV Nueva Carhuaquero - Cajamarca Norte	300	17%	14%	17%	11%	12%	10%	12%	12%	11%
LT 220 kV Cajamarca Norte - Celendin	2x220	63%	60%	63%	38%	38%	38%	42%	39%	41%
LT 220 kV Celendin - Caclic	2x220	49%	50%	49%	24%	25%	24%	24%	25%	24%
LT 220 kV Caclic - Belaunde Terry	2x220	42%	42%	42%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
LT 220 kV Caclic - Jaen Norte	2x320	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
LT 220 kV Cajamarca Norte - Pampa Honda	2x240	46%	56%	46%	38%	43%	38%	34%	44%	34%
LT 220 kV Pampa Honda - La Ramada	2x240	56%	66%	56%	41%	46%	41%	36%	47%	37%
LT 220 kV La Ramada - Kiman Ayllu	2x240	56%	66%	56%	41%	46%	41%	36%	47%	37%
LT 220 kV Conococha - Huaylas	2x180	47%	69%	50%	29%	40%	29%	17%	37%	20%
LT 220 kV Huaylas - Kiman Ayllu	2x180	42%	59%	44%	26%	34%	25%	16%	33%	18%
TP 220/138 kV Carhuaquero	100	21%	22%	21%	26%	26%	26%	26%	27%	26%
TP 220/138 kV Kiman Ayllu	100	63%	38%	62%	59%	42%	58%	65%	40%	64%
TP 220/138 kV Huaylas	120	19%	32%	21%	14%	20%	14%	18%	18%	17%
TP 220/60 kV Jaen Norte	120	19%	20%	19%	19%	20%	19%	19%	20%	19%
LT 138 kV Carhuaquero - Espina Colorada	130	19%	20%	19%	22%	23%	22%	22%	23%	22%
LT 138 kV Espina Colorada - Duna	72	18%	16%	18%	20%	21%	19%	20%	21%	20%
LT 138 kV Duna - Cutervo	48	55%	54%	55%	46%	44%	46%	46%	44%	46%
LT 138 kV Cutervo - Nueva Jaen	130	17%	16%	17%	14%	13%	14%	14%	13%	14%
LT 138 kV Huallanca - Kiman Ayllu	140	29%	29%	28%	25%	25%	24%	30%	24%	29%
LT 138 kV Huallanca - Huaraz	48	47%	79%	54%	35%	50%	36%	45%	46%	43%
LT 138 kV Huaylas - Huaraz	120	19%	32%	21%	14%	20%	14%	18%	18%	17%

		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2
LT 500 kV Celendin - Trujillo	1400	4%	16%	21%	4%	11%	8%	3%	19%	23%
LT 500 kV Celendin - Miguel Grau	1400	20%	24%	50%	15%	20%	21%	15%	19%	55%
TP 500/220 kV Celendin	750	61%	30%	38%	33%	36%	33%	34%	35%	36%
LT 220 kV Nueva Carhuaquero - Carhuaquero	150	83%	103%	83%	85%	89%	85%	85%	106%	86%
LT 220 kV Nueva Carhuaquero - Cajamarca Norte	300	36%	25%	67%	30%	15%	42%	32%	20%	63%
LT 220 kV Cajamarca Norte - Celendin	2x220	58%	94%	101%	34%	39%	34%	36%	72%	79%
LT 220 kV Celendin - Caclic	2x220	48%	97%	47%	24%	24%	23%	23%	115%	22%
LT 220 kV Caclic - Belaunde Terry	2x220	42%	103%	42%	17%	17%	17%	17%	122%	17%
LT 220 kV Caclic - Jaen Norte	2x320	3%	8%	2%	3%	4%	2%	3%	8%	2%
LT 220 kV Cajamarca Norte - Pampa Honda	2x240	41%	24%	28%	33%	35%	30%	29%	12%	37%
LT 220 kV Pampa Honda - La Ramada	2x240	51%	34%	38%	36%	37%	32%	32%	15%	35%
LT 220 kV La Ramada - Kiman Ayllu	2x240	51%	34%	38%	36%	37%	32%	32%	15%	35%
LT 220 kV Conococha - Huaylas	2x180	43%	29%	20%	21%	24%	16%	14%	34%	50%
LT 220 kV Huaylas - Kiman Ayllu	2x180	37%	25%	19%	18%	21%	12%	11%	28%	45%
TP 220/138 kV Carhuaquero	100	15%	45%	17%	20%	25%	17%	20%	50%	19%
TP 220/138 kV Kiman Ayllu	100	60%	39%	63%	56%	54%	53%	62%	42%	61%
TP 220/138 kV Huaylas	120	20%	19%	14%	14%	13%	15%	18%	21%	25%
TP 220/60 kV Jaen Norte	120	16%	40%	12%	16%	19%	13%	16%	40%	12%
LT 138 kV Carhuaquero - Espina Colorada	130	14%	38%	13%	18%	22%	16%	18%	41%	16%
LT 138 kV Espina Colorada - Duna	72	24%	46%	34%	17%	18%	22%	18%	52%	28%
LT 138 kV Duna - Cutervo	48	66%	36%	77%	56%	47%	63%	56%	42%	67%
LT 138 kV Cutervo - Nueva Jaen	130	21%	15%	25%	18%	14%	20%	18%	17%	21%
LT 138 kV Huallanca - Kiman Ayllu	140	27%	31%	49%	23%	22%	31%	27%	29%	49%
LT 138 kV Huallanca - Huaraz	48	50%	47%	36%	35%	33%	38%	46%	52%	63%
LT 138 kV Huaylas - Huaraz	120	20%	19%	14%	14%	13%	15%	18%	21%	25%

Área Nororiente

Cargabilidad de transmisión en el área Nororiente

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 500 kV Tocache - Celendin	1400	46%	41%	41%	30%	36%	31%	29%	25%	24%	28%
LT 220 kV Belaunde Terry - Intermedia	150	71%	71%	71%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
LT 220 kV Intermedia - Iquitos	150	71%	71%	71%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
LT 220 kV Belaunde Terry - Tarapoto Norte	320	6%	6%	6%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	5%
LT 220 kV Belaunde Terry - Tarapoto Norte	320	6%	6%	6%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	5%
TP 220/138 kV Belaunde Terry	100	38%	38%	38%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	31%
TP 220/138 kV Tarapoto Norte	120	34%	34%	34%	51%	51%	51%	51%	51%	51%	29%
LT 138 kV Aucayacu - Tocache	45	17%	17%	17%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	12%
LT 138 kV Bellavista - Picota	45	14%	14%	14%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	12%
LT 138 kV Picota - Tarapoto Norte	45	27%	27%	27%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	23%
LT 138 kV Tarapoto Norte - Tarapoto	45	20%	20%	20%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	17%
LT 138 kV Belaunde Terry - Moyobamba	45	85%	85%	85%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	70%
LT 138 kV Tarapoto Norte - Tarapoto	45	44%	44%	44%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	37%
		Desarrollo de Generación en el Centro									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1	
LT 500 kV Tocache - Celendin	1400	53%	65%	54%	37%	44%	36%	36%	48%	37%	
LT 220 kV Belaunde Terry - Intermedia	150	71%	71%	71%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
LT 220 kV Intermedia - Iquitos	150	71%	71%	71%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
LT 220 kV Belaunde Terry - Tarapoto Norte	320	6%	6%	6%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	
LT 220 kV Belaunde Terry - Tarapoto Norte	320	6%	6%	6%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	
TP 220/138 kV Belaunde Terry	100	38%	38%	38%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	
TP 220/138 kV Tarapoto Norte	120	34%	34%	34%	51%	51%	51%	51%	51%	51%	
LT 138 kV Aucayacu - Tocache	45	17%	17%	17%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	
LT 138 kV Bellavista - Picota	45	14%	14%	14%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	
LT 138 kV Picota - Tarapoto Norte	45	27%	27%	27%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	
LT 138 kV Tarapoto Norte - Tarapoto	45	20%	20%	20%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	
LT 138 kV Belaunde Terry - Moyobamba	45	85%	85%	85%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	
LT 138 kV Tarapoto Norte - Tarapoto	45	44%	44%	44%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	
		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2	
LT 500 kV Tocache - Celendin	1400	46%	29%	27%	30%	33%	26%	30%	13%	44%	
LT 220 kV Belaunde Terry - Intermedia	150	71%	71%	71%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
LT 220 kV Intermedia - Iquitos	150	71%	71%	71%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
LT 220 kV Belaunde Terry - Tarapoto Norte	320	6%	45%	6%	9%	9%	9%	9%	43%	9%	
LT 220 kV Belaunde Terry - Tarapoto Norte	320	6%	45%	6%	9%	9%	9%	9%	43%	9%	
TP 220/138 kV Belaunde Terry	100	38%	38%	38%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	
TP 220/138 kV Tarapoto Norte	120	34%	34%	34%	51%	51%	51%	51%	51%	51%	
LT 138 kV Aucayacu - Tocache	45	17%	17%	17%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	
LT 138 kV Bellavista - Picota	45	14%	14%	14%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	
LT 138 kV Picota - Tarapoto Norte	45	27%	27%	27%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	
LT 138 kV Tarapoto Norte - Tarapoto	45	20%	20%	20%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	
LT 138 kV Belaunde Terry - Moyobamba	45	85%	85%	85%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	
LT 138 kV Tarapoto Norte - Tarapoto	45	44%	44%	44%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	

Área Centro Oriente

Cargabilidad de transmisión en el área Centro Oriente

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 500 kV Yaros - Campas	1400	42%	24%	34%	24%	33%	30%	39%	22%	29%	26%
LT 500 kV Yaros - Tocache	1400	46%	41%	41%	30%	36%	31%	29%	25%	24%	28%
TP 500/220 kV Yaros	750	42%	65%	36%	41%	48%	36%	34%	48%	53%	39%
LT 220 kV Chaglla - Yaros	2x460	39%	54%	39%	47%	39%	39%	39%	54%	39%	39%
LT 220 kV Yaros - Paragsha	2x460	7%	16%	10%	13%	8%	8%	10%	18%	13%	8%
LT 220 kV Tingo Maria - Yaros	191	36%	96%	48%	59%	49%	48%	38%	95%	36%	45%
LT 220 kV Yaros - Vizcarra	191	32%	30%	34%	31%	25%	31%	55%	51%	53%	28%
LT 220 kV Yaros - Yungas	450	19%	18%	20%	19%	15%	19%	35%	33%	34%	17%
LT 220 kV Tingo Maria - Leoncio Prado	450	23%	21%	23%	23%	23%	23%	23%	20%	23%	22%
LT 220 kV Leoncio Prado - Chaglla	450	32%	34%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	33%	31%
LT 220 kV Aguaytia - Tingo Maria	191	20%	36%	29%	36%	29%	29%	20%	36%	20%	29%
LT 220 kV Aguaytia - Leoncio Prado	250	17%	29%	23%	29%	23%	23%	17%	29%	17%	23%
LT 220 kV Aguaytia - Pucallpa	250	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	17%
TP 220/138 kV Yaros	100	33%	29%	39%	31%	34%	36%	41%	37%	47%	28%
TP 220/138 kV Tingo Maria	2x50	25%	43%	33%	30%	31%	32%	31%	46%	23%	26%
TP 220/138/22.9 kV Aguaytia	2x60	30%	30%	30%	30%	30%	30%	31%	31%	31%	29%
TP 220/138 kV Pucallpa	120	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	36%
LT 138 kV Paragsha - Huanuco	75	34%	52%	37%	49%	39%	36%	40%	57%	43%	36%
LT 138 kV Huanuco - Amarilis	2x100	25%	33%	30%	30%	29%	29%	31%	39%	33%	24%
LT 138 kV Piedra Blanca - Tingo Maria	45	50%	103%	70%	73%	70%	68%	58%	113%	56%	63%
LT 138 kV Amarilis - Piedra Blanca	45	64%	118%	70%	88%	80%	68%	68%	123%	70%	67%
LT 138 kV Amarilis - Yaros	2x150	13%	11%	15%	12%	13%	14%	16%	14%	18%	11%
LT 138 kV Tingo Maria - Aucayacu	45	25%	25%	25%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	18%
LT 138 kV Aguaytia - Campo Verde	80	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
LT 138 kV Campo Verde - Pucallpa	80	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
LT 138 kV Aguaytia - Pucallpa	80	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%

		Desarrollo de Generación en el Centro								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1
LT 500 kV Yaros - Campas	1400	50%	28%	57%	28%	20%	35%	46%	27%	50%
LT 500 kV Yaros - Tocache	1400	53%	65%	54%	37%	44%	36%	36%	48%	37%
TP 500/220 kV Yaros	750	40%	143%	39%	45%	99%	38%	39%	126%	36%
LT 220 kV Chaglla - Yaros	2x460	39%	75%	39%	48%	75%	39%	39%	75%	39%
LT 220 kV Yaros - Paragsha	2x460	8%	21%	7%	12%	19%	8%	7%	26%	7%
LT 220 kV Tingo Maria - Yaros	191	36%	145%	47%	63%	154%	48%	36%	144%	46%
LT 220 kV Yaros - Vizcarra	191	31%	43%	33%	30%	33%	31%	53%	64%	54%
LT 220 kV Yaros - Yungas	450	19%	26%	20%	18%	20%	19%	35%	40%	35%
LT 220 kV Tingo Maria - Leoncio Prado	450	23%	37%	23%	23%	37%	23%	23%	38%	23%
LT 220 kV Leoncio Prado - Chaglla	450	32%	53%	32%	32%	69%	32%	32%	53%	32%
LT 220 kV Aguaytia - Tingo Maria	191	20%	20%	28%	36%	37%	29%	20%	20%	27%
LT 220 kV Aguaytia - Leoncio Prado	250	17%	17%	22%	29%	28%	23%	17%	17%	21%
LT 220 kV Aguaytia - Pucallpa	250	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
TP 220/138 kV Yaros	100	32%	21%	32%	29%	17%	34%	41%	29%	40%
TP 220/138 kV Tingo Maria	2x50	17%	53%	26%	30%	59%	29%	20%	55%	28%
TP 220/138/22.9 kV Aguaytia	2x60	30%	30%	30%	30%	30%	30%	31%	31%	31%
TP 220/138 kV Pucallpa	120	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%
LT 138 kV Paragsha - Huanuco	75	32%	67%	31%	47%	65%	37%	37%	72%	36%
LT 138 kV Huanuco - Amarilis	2x100	23%	38%	25%	29%	39%	27%	29%	43%	30%
LT 138 kV Piedra Blanca - Tingo Maria	45	50%	144%	64%	76%	152%	66%	54%	147%	68%
LT 138 kV Amarilis - Piedra Blanca	45	64%	158%	65%	90%	167%	68%	68%	162%	69%
LT 138 kV Amarilis - Yaros	2x150	12%	8%	12%	11%	7%	13%	15%	11%	15%
LT 138 kV Tingo Maria - Aucayacu	45	25%	25%	25%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
LT 138 kV Aguaytia - Campo Verde	80	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
LT 138 kV Campo Verde - Pucallpa	80	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
LT 138 kV Aguaytia - Pucallpa	80	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%

		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2
LT 500 kV Yaros - Campas	1400	44%	22%	25%	21%	28%	17%	38%	17%	31%
LT 500 kV Yaros - Tocache	1400	46%	29%	27%	30%	33%	26%	30%	13%	44%
TP 500/220 kV Yaros	750	43%	34%	43%	48%	35%	35%	34%	27%	62%
LT 220 kV Chaglla - Yaros	2x460	39%	39%	47%	48%	39%	39%	39%	39%	47%
LT 220 kV Yaros - Paragsha	2x460	7%	15%	17%	13%	9%	11%	10%	19%	21%
LT 220 kV Tingo Maria - Yaros	191	49%	55%	60%	64%	50%	49%	48%	55%	62%
LT 220 kV Yaros - Vizcarra	191	36%	34%	33%	32%	32%	31%	57%	55%	54%
LT 220 kV Yaros - Yungas	450	22%	21%	20%	19%	20%	19%	37%	36%	35%
LT 220 kV Tingo Maria - Leoncio Prado	450	23%	23%	23%	22%	23%	23%	23%	23%	23%
LT 220 kV Leoncio Prado - Chaglla	450	32%	32%	32%	31%	32%	32%	32%	32%	33%
LT 220 kV Aguaytia - Tingo Maria	191	29%	36%	36%	36%	36%	29%	29%	36%	35%
LT 220 kV Aguaytia - Leoncio Prado	250	23%	29%	29%	29%	29%	23%	22%	29%	28%
LT 220 kV Aguaytia - Pucallpa	250	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
TP 220/138 kV Yaros	100	29%	32%	44%	30%	32%	39%	37%	40%	52%
TP 220/138 kV Tingo Maria	2x50	32%	31%	35%	32%	30%	33%	34%	35%	37%
TP 220/138/22.9 kV Aguaytia	2x60	30%	30%	30%	30%	30%	30%	31%	31%	31%
TP 220/138 kV Pucallpa	120	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%
LT 138 kV Paragsha - Huanuco	75	34%	52%	49%	49%	39%	43%	40%	58%	55%
LT 138 kV Huanuco - Amarilis	2x100	27%	30%	34%	30%	29%	32%	33%	35%	39%
LT 138 kV Piedra Blanca - Tingo Maria	45	67%	72%	77%	78%	70%	72%	72%	76%	84%
LT 138 kV Amarilis - Piedra Blanca	45	77%	87%	92%	91%	80%	83%	82%	91%	98%
LT 138 kV Amarilis - Yaros	2x150	11%	12%	17%	11%	12%	15%	14%	15%	20%
LT 138 kV Tingo Maria - Aucayacu	45	25%	25%	25%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
LT 138 kV Aguaytia - Campo Verde	80	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
LT 138 kV Campo Verde - Pucallpa	80	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
LT 138 kV Aguaytia - Pucallpa	80	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%

Área Centro Sierra

Cargabilidad de transmisión en el área Centro Sierra

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 220 kV Conococha - Paramonga	191	20%	62%	31%	36%	53%	37%	22%	64%	33%	35%
LT 220 kV Oroya - Pachachaca	250	58%	47%	35%	36%	54%	33%	53%	44%	41%	40%
LT 220 kV Oroya - Carhuamayo	150	81%	57%	49%	44%	75%	44%	74%	56%	52%	55%
LT 220 kV Yuncan - Carhuamayo	2x260	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%
LT 220 kV Paragsha - Carhuamayo	3x150	61%	47%	49%	49%	56%	49%	60%	51%	51%	50%
LT 220 kV Paragsha - Francoise	150	37%	37%	37%	37%	37%	37%	40%	40%	40%	34%
LT 220 kV Paragsha - Vizcarra	250	23%	19%	19%	17%	19%	18%	35%	31%	31%	18%
LT 220 kV Paragsha - Conococha	180	41%	38%	33%	30%	33%	28%	36%	33%	27%	28%
LT 220 kV Conococha - Vizcarra	191	41%	93%	37%	33%	71%	28%	51%	49%	49%	21%
LT 220 kV Vizcarra - Huallanca Nueva	152	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%
LT 220 kV Vizcarra - Antamina	191	35%	36%	35%	35%	38%	35%	94%	96%	94%	36%
LT 220 kV Vizcarra - Yungas	212	10%	24%	8%	11%	31%	10%	38%	51%	34%	16%
LT 220 kV Yungas - Antamina	212	39%	38%	39%	39%	38%	39%	99%	99%	99%	39%
TP 220/50 kV Oroya	100	30%	39%	35%	31%	31%	33%	38%	35%	28%	34%
TP 220/138 kV Carhuamayo	150	48%	48%	50%	50%	52%	50%	54%	55%	56%	45%
TP 220/138 kV Yuncan	120	89%	89%	89%	89%	89%	89%	87%	87%	87%	90%
TP 220/138 kV Paragsha	120	49%	45%	51%	50%	52%	51%	54%	50%	56%	47%
LT 138 kV Yuncan - Yaupi	176	60%	60%	60%	60%	60%	60%	59%	59%	59%	61%
LT 138 kV Carhuamayo - Caripa	137	68%	58%	62%	58%	64%	61%	71%	62%	67%	58%
LT 138 kV Caripa - Oroya	137	21%	28%	23%	22%	26%	24%	22%	32%	26%	27%
LT 138 kV Caripa - Condorcocha	117	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	22%
LT 138 kV Caripa - La Virgen	151	20%	18%	21%	13%	17%	17%	26%	19%	29%	17%
LT 138 kV Carhuamayo - Paragsha	137	18%	12%	15%	15%	17%	15%	17%	11%	13%	16%
		Desarrollo de Generación en el Centro									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1	
LT 220 kV Conococha - Paramonga	191	25%	72%	48%	26%	80%	30%	30%	71%	53%	
LT 220 kV Oroya - Pachachaca	250	62%	99%	50%	40%	71%	48%	71%	96%	59%	
LT 220 kV Oroya - Carhuamayo	150	86%	137%	71%	52%	93%	68%	94%	136%	78%	
LT 220 kV Yuncan - Carhuamayo	2x260	47%	90%	47%	47%	59%	47%	47%	90%	47%	
LT 220 kV Paragsha - Carhuamayo	3x150	66%	53%	64%	51%	46%	53%	67%	56%	63%	
LT 220 kV Paragsha - Francoise	150	37%	37%	37%	37%	37%	37%	40%	40%	40%	
LT 220 kV Paragsha - Vizcarra	250	26%	21%	25%	18%	19%	20%	37%	32%	36%	
LT 220 kV Paragsha - Conococha	180	45%	53%	41%	31%	38%	31%	40%	46%	36%	
LT 220 kV Conococha - Vizcarra	191	44%	125%	39%	31%	103%	27%	48%	79%	52%	
LT 220 kV Vizcarra - Huallanca Nueva	152	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	
LT 220 kV Vizcarra - Antamina	191	35%	35%	35%	35%	36%	36%	95%	95%	95%	
LT 220 kV Vizcarra - Yungas	212	10%	15%	11%	14%	18%	15%	38%	42%	38%	
LT 220 kV Yungas - Antamina	212	39%	40%	39%	39%	39%	39%	99%	99%	99%	
TP 220/50 kV Oroya	100	31%	50%	33%	30%	43%	30%	39%	44%	32%	
TP 220/138 kV Carhuamayo	150	47%	55%	49%	49%	51%	49%	54%	60%	55%	
TP 220/138 kV Yuncan	120	89%	89%	89%	89%	89%	89%	87%	87%	87%	
TP 220/138 kV Paragsha	120	49%	46%	49%	50%	43%	50%	53%	50%	54%	
LT 138 kV Yuncan - Yaupi	176	60%	60%	60%	60%	60%	60%	59%	59%	59%	
LT 138 kV Carhuamayo - Caripa	137	70%	51%	69%	60%	52%	64%	73%	55%	72%	
LT 138 kV Caripa - Oroya	137	22%	39%	23%	24%	34%	26%	23%	39%	23%	
LT 138 kV Caripa - Condorcocha	117	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	
LT 138 kV Caripa - La Virgen	151	21%	31%	25%	13%	25%	16%	27%	26%	30%	
LT 138 kV Carhuamayo - Paragsha	137	19%	14%	19%	16%	14%	16%	19%	17%	18%	

		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2
LT 220 kV Conococha - Paramonga	191	20%	38%	51%	37%	38%	40%	23%	40%	49%
LT 220 kV Oroya - Pachachaca	250	51%	30%	42%	32%	41%	31%	55%	39%	38%
LT 220 kV Oroya - Carhuamayo	150	74%	40%	57%	40%	55%	32%	76%	46%	56%
LT 220 kV Yuncan - Carhuamayo	2x260	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%
LT 220 kV Paragsha - Carhuamayo	3x150	61%	44%	29%	42%	52%	37%	60%	45%	29%
LT 220 kV Paragsha - Francoise	150	37%	37%	37%	37%	37%	37%	40%	40%	40%
LT 220 kV Paragsha - Vizcarra	250	23%	19%	14%	16%	19%	15%	34%	31%	26%
LT 220 kV Paragsha - Conococha	180	44%	36%	24%	29%	34%	22%	38%	31%	18%
LT 220 kV Conococha - Vizcarra	191	47%	41%	27%	33%	38%	24%	49%	57%	61%
LT 220 kV Vizcarra - Huallanca Nueva	152	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%
LT 220 kV Vizcarra - Antamina	191	35%	35%	35%	35%	35%	35%	94%	94%	94%
LT 220 kV Vizcarra - Yungas	212	9%	10%	9%	12%	11%	11%	37%	38%	36%
LT 220 kV Yungas - Antamina	212	40%	39%	39%	39%	39%	39%	100%	99%	99%
TP 220/50 kV Oroya	100	28%	30%	38%	28%	32%	33%	37%	36%	32%
TP 220/138 kV Carhuamayo	150	48%	51%	52%	50%	51%	52%	55%	57%	58%
TP 220/138 kV Yuncan	120	89%	89%	89%	89%	89%	89%	87%	87%	87%
TP 220/138 kV Paragsha	120	48%	49%	53%	49%	50%	52%	53%	55%	58%
LT 138 kV Yuncan - Yaupi	176	60%	60%	60%	60%	60%	60%	59%	59%	59%
LT 138 kV Carhuamayo - Caripa	137	68%	58%	54%	58%	61%	56%	71%	62%	57%
LT 138 kV Caripa - Oroya	137	21%	26%	27%	24%	25%	22%	22%	27%	28%
LT 138 kV Caripa - Condorcoca	117	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
LT 138 kV Caripa - La Virgen	151	19%	14%	16%	15%	14%	15%	25%	18%	23%
LT 138 kV Carhuamayo - Paragsha	137	18%	13%	10%	14%	16%	12%	17%	12%	9%

Área Sierra Costa

Cargabilidad de transmisión en el área Sierra Costa

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 500 kV Colcabamba - Poroma	1400	38%	30%	47%	34%	21%	26%	37%	30%	50%	35%
LT 500 kV Colcabamba - Campas	1400	57%	35%	70%	32%	44%	48%	62%	38%	74%	26%
LT 500 kV Campas - Carapongo	1400	19%	51%	51%	29%	41%	38%	27%	59%	60%	25%
TP 500/220 kV Colcabamba	750	81%	86%	76%	84%	94%	81%	85%	89%	76%	85%
TP 500/220 kV Campas	750	25%	42%	22%	22%	22%	21%	22%	39%	17%	23%
LT 220 kV Mantaro - Huancavelica	2x152	71%	78%	73%	73%	71%	74%	77%	85%	77%	75%
LT 220 kV Huancavelica - Independencia	152	36%	78%	54%	59%	89%	61%	47%	89%	60%	65%
LT 220 kV Huancavelica - Chiribamba	152	36%	78%	54%	58%	88%	61%	47%	88%	60%	65%
LT 220 kV Chiribamba - Independencia	152	36%	79%	54%	59%	89%	61%	47%	90%	60%	65%
LT 220 kV Huancavelica - Ayacucho Oeste	250	36%	30%	47%	26%	32%	26%	12%	38%	24%	22%
LT 220 kV Ayacucho Oeste - Mollepata	250	10%	10%	9%	10%	11%	10%	12%	12%	12%	8%
LT 220 kV Mantaro - Huayucachi	152	88%	78%	93%	80%	89%	88%	98%	96%	108%	76%
LT 220 kV Huayucachi - Orcotuna	152	57%	57%	67%	53%	64%	64%	68%	68%	79%	50%
LT 220 kV Orcotuna - Huanza	152	52%	62%	67%	53%	69%	58%	60%	70%	75%	53%
LT 220 kV Huanza - Carabayllo	250	61%	75%	74%	69%	79%	71%	67%	80%	80%	66%
LT 220 kV Mantaro - Pomacocha	2x152	69%	79%	86%	67%	92%	78%	83%	92%	99%	67%
LT 220 kV Mantaro - Pachachaca	2x152	67%	70%	80%	62%	84%	72%	81%	83%	93%	60%
LT 220 kV Pomacocha - San Juan	2x152	42%	108%	92%	59%	99%	85%	33%	127%	114%	72%
LT 220 kV Pachachaca - Pomacocha	250	24%	73%	68%	55%	61%	62%	31%	79%	75%	60%
LT 220 kV Pachachaca - Callahuanca REP	2x152	58%	89%	69%	67%	88%	73%	71%	102%	82%	68%
LT 220 kV Yanango - Chimay	156	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
LT 220 kV Yanango - Pachachaca	194	32%	65%	51%	31%	34%	42%	40%	73%	61%	29%
LT 220 kV Yanango - Campas	600	28%	49%	25%	25%	25%	24%	26%	47%	20%	26%
LT 220 kV Pomacocha - Carhuamayo	180	63%	57%	37%	34%	58%	35%	56%	56%	40%	43%
LT 220 kV Muyrurina - Ayacucho Oeste	250	30%	25%	31%	12%	45%	12%	25%	54%	32%	10%
LT 138 kV Campas - La Virgen	150	20%	18%	22%	14%	17%	18%	26%	19%	29%	17%
TP 220/138 kV Campas	150	20%	18%	22%	14%	17%	18%	26%	19%	29%	17%
		Desarrollo de Generación en el Centro									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1	
LT 500 kV Colcabamba - Poroma	1400	30%	39%	61%	31%	42%	21%	31%	38%	59%	
LT 500 kV Colcabamba - Campas	1400	53%	28%	82%	32%	20%	46%	60%	33%	83%	
LT 500 kV Campas - Carapongo	1400	12%	58%	44%	25%	43%	33%	21%	66%	50%	
TP 500/220 kV Colcabamba	750	80%	74%	70%	83%	82%	80%	83%	77%	74%	
TP 500/220 kV Campas	750	22%	65%	18%	22%	44%	20%	19%	63%	16%	
LT 220 kV Mantaro - Huancavelica	2x152	57%	88%	67%	74%	83%	73%	64%	94%	74%	
LT 220 kV Huancavelica - Independencia	152	21%	57%	37%	59%	70%	60%	32%	68%	48%	
LT 220 kV Huancavelica - Chiribamba	152	22%	57%	37%	59%	70%	60%	33%	67%	48%	
LT 220 kV Chiribamba - Independencia	152	23%	57%	37%	59%	70%	60%	32%	68%	48%	
LT 220 kV Huancavelica - Ayacucho Oeste	250	46%	49%	47%	24%	26%	25%	20%	24%	22%	
LT 220 kV Ayacucho Oeste - Mollepata	250	10%	9%	9%	10%	10%	10%	12%	12%	12%	
LT 220 kV Mantaro - Huayucachi	152	81%	82%	89%	82%	86%	89%	109%	97%	102%	
LT 220 kV Huayucachi - Orcotuna	152	54%	50%	64%	53%	54%	58%	71%	59%	72%	
LT 220 kV Orcotuna - Huanza	152	48%	48%	63%	51%	55%	56%	57%	55%	68%	
LT 220 kV Huanza - Carabayllo	250	63%	66%	71%	67%	68%	69%	67%	71%	75%	
LT 220 kV Mantaro - Pomacocha	2x152	64%	48%	80%	62%	58%	74%	78%	61%	92%	
LT 220 kV Mantaro - Pachachaca	2x152	63%	42%	76%	59%	51%	67%	77%	55%	86%	
LT 220 kV Pomacocha - San Juan	2x152	56%	123%	74%	61%	102%	72%	41%	142%	89%	
LT 220 kV Pachachaca - Pomacocha	250	35%	85%	60%	55%	74%	59%	42%	91%	64%	
LT 220 kV Pachachaca - Callahuanca REP	2x152	55%	96%	69%	68%	96%	74%	68%	107%	81%	
LT 220 kV Yanango - Chimay	156	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	
LT 220 kV Yanango - Pachachaca	194	29%	85%	50%	27%	58%	39%	41%	93%	57%	
LT 220 kV Yanango - Campas	600	27%	76%	22%	26%	51%	24%	24%	74%	20%	
LT 220 kV Pomacocha - Carhuamayo	180	68%	118%	54%	40%	84%	53%	75%	118%	60%	
LT 220 kV Muyrurina - Ayacucho Oeste	250	36%	36%	32%	13%	13%	11%	15%	11%	14%	
LT 138 kV Campas - La Virgen	150	21%	31%	25%	13%	25%	16%	27%	26%	30%	
TP 220/138 kV Campas	150	21%	31%	25%	13%	25%	16%	27%	26%	30%	

		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2
LT 500 kV Colcabamba - Poroma	1400	43%	36%	53%	40%	25%	41%	42%	35%	51%
LT 500 kV Colcabamba - Campas	1400	59%	32%	51%	27%	39%	33%	62%	36%	52%
LT 500 kV Campas - Carapongo	1400	18%	33%	60%	24%	38%	33%	28%	42%	65%
TP 500/220 kV Colcabamba	750	82%	88%	80%	87%	95%	85%	86%	91%	84%
TP 500/220 kV Campas	750	26%	21%	24%	23%	21%	23%	23%	18%	21%
LT 220 kV Mantaro - Huancavelica	2x152	71%	74%	77%	73%	71%	75%	78%	81%	84%
LT 220 kV Huancavelica - Independencia	152	39%	73%	63%	57%	88%	62%	50%	84%	73%
LT 220 kV Huancavelica - Chiribamba	152	39%	72%	63%	57%	87%	62%	51%	83%	73%
LT 220 kV Chiribamba - Independencia	152	39%	73%	63%	58%	89%	62%	50%	84%	73%
LT 220 kV Huancavelica - Ayacucho Oeste	250	36%	25%	51%	23%	31%	28%	14%	35%	26%
LT 220 kV Ayacucho Oeste - Mollepata	250	10%	10%	9%	10%	11%	10%	12%	13%	12%
LT 220 kV Mantaro - Huayucachi	152	83%	83%	92%	80%	87%	87%	100%	98%	106%
LT 220 kV Huayucachi - Orcotuna	152	59%	57%	66%	53%	62%	64%	70%	68%	76%
LT 220 kV Orcotuna - Huanza	152	54%	56%	67%	50%	66%	60%	62%	65%	73%
LT 220 kV Huanza - Carabayllo	250	63%	72%	73%	68%	78%	69%	68%	77%	77%
LT 220 kV Mantaro - Pomacocha	2x152	71%	76%	82%	61%	90%	73%	85%	89%	94%
LT 220 kV Mantaro - Pachachaca	2x152	70%	70%	74%	59%	83%	66%	83%	83%	85%
LT 220 kV Pomacocha - San Juan	2x152	40%	78%	109%	46%	94%	81%	34%	94%	125%
LT 220 kV Pachachaca - Pomacocha	250	24%	60%	76%	46%	61%	60%	30%	65%	80%
LT 220 kV Pachachaca - Callahuanca REP	2x152	59%	71%	74%	71%	82%	73%	74%	83%	82%
LT 220 kV Yanango - Chimay	156	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
LT 220 kV Yanango - Pachachaca	194	32%	34%	51%	25%	33%	37%	38%	41%	58%
LT 220 kV Yanango - Campas	600	29%	25%	27%	26%	25%	25%	27%	23%	25%
LT 220 kV Pomacocha - Carhuamayo	180	56%	36%	55%	31%	43%	36%	57%	37%	54%
LT 220 kV Muyurina - Ayacucho Oeste	250	29%	22%	36%	12%	44%	14%	30%	50%	40%
LT 138 kV Campas - La Virgen	150	19%	14%	16%	15%	14%	15%	25%	18%	23%
TP 220/138 kV Campas	150	19%	14%	16%	15%	14%	15%	25%	18%	23%

Área Lima Norte

Cargabilidad de transmisión en el área Lima Norte

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 500 kV Carabayllo - Chimbote	1000	77%	55%	52%	45%	58%	46%	53%	34%	31%	49%
TP 500/220 kV Carabayllo	2x600	57%	62%	71%	57%	62%	65%	69%	74%	84%	53%
LT 220 kV Paramonga - Chimbote	180	24%	18%	17%	12%	16%	12%	9%	9%	22%	12%
LT 220 kV Paramonga - Huarmey	180	25%	19%	18%	13%	18%	13%	10%	7%	20%	14%
LT 220 kV Huarmey - Chimbote	180	23%	17%	16%	11%	15%	11%	8%	10%	24%	12%
LT 220 kV Huacho - Medio Mundo	2x180	42%	28%	28%	25%	31%	23%	31%	20%	17%	29%
LT 220 kV Medio Mundo - Paramonga	2x180	37%	23%	23%	20%	26%	17%	25%	28%	25%	24%
LT 220 kV Puerto Chancay - Huacho	180	33%	46%	37%	35%	41%	37%	25%	53%	46%	40%
LT 220 kV Zapallal - Puerto Chancay	180	43%	35%	29%	27%	33%	27%	36%	42%	36%	29%
LT 220 kV Lomera - Huacho	180	28%	58%	53%	50%	51%	52%	42%	72%	66%	47%
LT 220 kV Zapallal - Lomera	180	51%	38%	38%	34%	44%	36%	48%	35%	31%	38%
LT 220 kV Carabayllo - Zapallal	2x476	45%	52%	57%	49%	53%	54%	53%	60%	66%	45%
LT 220 kV Carabayllo - Mirador	2x391	46%	53%	53%	52%	53%	53%	57%	63%	63%	45%
LT 220 kV Mirador - Malvinas	2x391	36%	42%	43%	42%	42%	42%	45%	50%	51%	37%
LT 220 kV Malvinas - Barsi	586	6%	7%	9%	8%	8%	9%	5%	10%	11%	8%
LT 220 kV Zapallal - Ventanilla	2x270	28%	60%	63%	58%	60%	59%	42%	74%	76%	54%
LT 220 kV Ventanilla - Chillón	2x229	57%	57%	57%	57%	57%	57%	67%	67%	65%	50%
LT 220 kV Ventanilla - Chavarria	4x189	48%	50%	47%	50%	50%	46%	52%	54%	48%	48%
LT 220 kV Chavarria - Barsi	2x328	54%	55%	54%	56%	52%	52%	60%	59%	57%	48%
LT 220 kV Chavarria - Santa Rosa	2x400	25%	41%	44%	39%	42%	42%	30%	45%	48%	37%
		Desarrollo de Generación en el Centro									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1	
LT 500 kV Carabayllo - Chimbote	1000	96%	77%	92%	58%	52%	60%	71%	53%	67%	
TP 500/220 kV Carabayllo	2x600	56%	55%	67%	52%	60%	61%	72%	66%	79%	
LT 220 kV Paramonga - Chimbote	180	27%	48%	35%	22%	18%	21%	11%	32%	20%	
LT 220 kV Paramonga - Huarmey	180	28%	50%	37%	24%	20%	22%	12%	34%	21%	
LT 220 kV Huarmey - Chimbote	180	26%	47%	34%	21%	17%	20%	9%	31%	19%	
LT 220 kV Huacho - Medio Mundo	2x180	49%	31%	30%	28%	25%	28%	41%	28%	21%	
LT 220 kV Medio Mundo - Paramonga	2x180	44%	25%	24%	22%	22%	23%	35%	35%	14%	
LT 220 kV Puerto Chancay - Huacho	180	40%	92%	38%	44%	53%	45%	35%	99%	45%	
LT 220 kV Zapallal - Puerto Chancay	180	50%	82%	28%	33%	42%	34%	45%	88%	35%	
LT 220 kV Lomera - Huacho	180	31%	88%	27%	36%	63%	37%	35%	101%	39%	
LT 220 kV Zapallal - Lomera	180	61%	91%	40%	45%	37%	46%	58%	95%	44%	
LT 220 kV Carabayllo - Zapallal	2x476	48%	41%	53%	43%	48%	49%	56%	49%	61%	
LT 220 kV Carabayllo - Mirador	2x391	46%	53%	52%	51%	52%	53%	56%	63%	63%	
LT 220 kV Mirador - Malvinas	2x391	36%	43%	42%	40%	42%	42%	44%	51%	50%	
LT 220 kV Malvinas - Barsi	586	6%	9%	9%	8%	8%	8%	8%	11%	11%	
LT 220 kV Zapallal - Ventanilla	2x270	42%	68%	63%	59%	60%	61%	52%	82%	74%	
LT 220 kV Ventanilla - Chillón	2x229	58%	56%	55%	57%	57%	57%	67%	66%	67%	
LT 220 kV Ventanilla - Chavarria	4x189	46%	53%	44%	52%	50%	55%	48%	58%	51%	
LT 220 kV Chavarria - Barsi	2x328	55%	52%	53%	55%	56%	52%	60%	57%	60%	
LT 220 kV Chavarria - Santa Rosa	2x400	37%	39%	44%	38%	39%	40%	40%	44%	48%	

		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2
LT 500 kV Carabaylo - Chimbote	1000	77%	54%	49%	46%	55%	29%	54%	28%	74%
TP 500/220 kV Carabaylo	2x600	57%	57%	70%	54%	61%	64%	70%	69%	82%
LT 220 kV Paramonga - Chimbote	180	24%	12%	25%	12%	11%	9%	9%	14%	41%
LT 220 kV Paramonga - Huarmey	180	25%	13%	23%	13%	13%	10%	11%	12%	39%
LT 220 kV Huarmey - Chimbote	180	23%	10%	26%	11%	10%	10%	8%	15%	43%
LT 220 kV Huacho - Medio Mundo	2x180	40%	28%	34%	25%	28%	16%	32%	18%	45%
LT 220 kV Medio Mundo - Paramonga	2x180	35%	22%	41%	20%	23%	21%	25%	21%	54%
LT 220 kV Puerto Chancay - Huacho	180	32%	39%	57%	35%	39%	48%	25%	46%	66%
LT 220 kV Zapallal - Puerto Chancay	180	42%	29%	47%	26%	29%	38%	36%	36%	56%
LT 220 kV Lomera - Huacho	180	28%	52%	73%	49%	49%	64%	42%	66%	87%
LT 220 kV Zapallal - Lomera	180	51%	40%	33%	35%	40%	26%	47%	35%	38%
LT 220 kV Carabaylo - Zapallal	2x476	45%	49%	54%	44%	51%	50%	53%	57%	62%
LT 220 kV Carabaylo - Mirador	2x391	46%	52%	55%	51%	53%	53%	57%	63%	65%
LT 220 kV Mirador - Malvinas	2x391	36%	42%	44%	41%	42%	42%	45%	50%	52%
LT 220 kV Malvinas - Barsi	586	7%	8%	11%	8%	8%	9%	5%	10%	14%
LT 220 kV Zapallal - Ventanilla	2x270	28%	59%	69%	58%	59%	63%	42%	72%	82%
LT 220 kV Ventanilla - Chillón	2x229	57%	57%	57%	57%	57%	57%	67%	67%	67%
LT 220 kV Ventanilla - Chavarría	4x189	48%	49%	51%	49%	49%	51%	52%	53%	55%
LT 220 kV Chavarría - Barsi	2x328	55%	56%	53%	56%	54%	53%	61%	61%	60%
LT 220 kV Chavarría - Santa Rosa	2x400	31%	39%	39%	38%	41%	40%	35%	43%	43%

Área Lima Sur

Cargabilidad de transmisión en el área Lima Sur

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 500 kV Carapongo - Carabayllo	1400	35%	39%	43%	31%	36%	34%	34%	38%	42%	26%
LT 500 kV Chilca - Carapongo	1400	56%	44%	50%	44%	47%	50%	54%	42%	50%	43%
LT 500 kV La Planicie - Carabayllo	1700	18%	14%	14%	13%	15%	13%	14%	10%	11%	14%
LT 500 kV Chilca - La Planicie	1700	59%	53%	60%	49%	55%	57%	62%	55%	63%	49%
LT 500 kV Chilca - Carabayllo	1700	39%	32%	37%	30%	33%	35%	38%	31%	36%	30%
TP 500/220 kV Carapongo	750	70%	73%	85%	64%	72%	76%	84%	87%	100%	62%
TP 500/220 kV La Planicie	2x600	61%	65%	71%	60%	64%	66%	72%	75%	83%	56%
TP 500/220 kV Chilca	2x600	61%	58%	61%	59%	59%	58%	58%	55%	58%	61%
TP 500/220 kV Chilca	750	61%	58%	61%	59%	59%	58%	58%	55%	58%	61%
LT 220 kV Santa Rosa - Industriales	2x229	78%	87%	103%	78%	87%	93%	92%	100%	119%	78%
LT 220 kV La Planicie - Industriales	3x400	51%	54%	60%	49%	54%	56%	59%	62%	70%	47%
LT 220 kV La Planicie - Manchay	2x329	21%	21%	21%	21%	21%	21%	26%	26%	26%	18%
LT 220 kV Manchay - Pachacutec	2x407	8%	8%	8%	8%	8%	8%	9%	9%	9%	7%
LT 220 kV Industriales - San Luis	2x328	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	3%
LT 220 kV Industriales - Los Sauces	2x328	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
LT 220 kV San Juan - Balnearios	2x449	32%	31%	30%	32%	31%	31%	38%	36%	36%	26%
LT 220 kV San Juan - Balnearios	594	38%	37%	37%	39%	37%	37%	46%	44%	44%	32%
LT 220 kV San Juan - Chilca REP	3x351	70%	65%	68%	67%	66%	68%	78%	73%	77%	61%
LT 220 kV San Juan - Alto Praderas	351	39%	34%	37%	34%	35%	36%	41%	36%	40%	33%
LT 220 kV Alto Praderas - Chilca REP	351	86%	82%	83%	84%	82%	84%	97%	92%	96%	75%
LT 220 kV Chilca REP - Asia	152	90%	69%	79%	82%	65%	69%	90%	69%	69%	72%
LT 220 kV Chilca REP - Desierto	152	71%	50%	61%	64%	45%	49%	65%	43%	65%	56%
LT 220 kV Chilca REP - Independencia	150	56%	36%	61%	49%	34%	35%	49%	42%	81%	43%
LT 220 kV Callahuanca REP - Callahuanca	381	47%	71%	55%	53%	70%	59%	56%	82%	65%	54%
LT 220 kV Callahuanca - Carapongo	2x340	45%	58%	53%	52%	56%	51%	49%	61%	56%	49%
LT 220 kV Carapongo - Cajamarquilla	3x340	44%	51%	51%	51%	51%	50%	49%	56%	56%	46%
LT 220 kV Cajamarquilla - Chavarria	2x340	51%	63%	60%	61%	62%	61%	59%	71%	68%	54%
LT 220 kV Huinco - Carapongo	2x340	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%
LT 220 kV Carapongo - Santa Rosa	2x340	54%	63%	60%	61%	63%	61%	62%	71%	68%	54%
LT 220 kV Carapongo - San Miguel	2x328	16%	16%	16%	16%	16%	16%	19%	19%	19%	13%
		Desarrollo de Generación en el Centro									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1	
LT 500 kV Carapongo - Carabayllo	1400	36%	43%	45%	31%	35%	34%	37%	42%	44%	
LT 500 kV Chilca - Carapongo	1400	63%	50%	64%	45%	41%	48%	62%	49%	62%	
LT 500 kV La Planicie - Carabayllo	1700	23%	17%	20%	14%	13%	15%	19%	13%	15%	
LT 500 kV Chilca - La Planicie	1700	64%	54%	69%	49%	50%	57%	68%	57%	72%	
LT 500 kV Chilca - Carabayllo	1700	44%	36%	45%	31%	30%	35%	43%	35%	45%	
TP 500/220 kV Carapongo	750	67%	69%	82%	59%	70%	73%	83%	83%	95%	
TP 500/220 kV La Planicie	2x600	62%	61%	71%	57%	62%	65%	74%	71%	82%	
TP 500/220 kV Chilca	2x600	60%	59%	61%	59%	58%	58%	57%	56%	55%	
TP 500/220 kV Chilca	750	60%	59%	61%	59%	58%	58%	57%	56%	55%	
LT 220 kV Santa Rosa - Industriales	2x229	79%	80%	102%	68%	81%	89%	96%	92%	116%	
LT 220 kV La Planicie - Industriales	3x400	50%	50%	60%	46%	52%	55%	60%	59%	69%	
LT 220 kV La Planicie - Manchay	2x329	22%	21%	21%	21%	21%	21%	26%	25%	26%	
LT 220 kV Manchay - Pachacutec	2x407	8%	8%	8%	8%	8%	8%	9%	9%	9%	
LT 220 kV Industriales - San Luis	2x328	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	
LT 220 kV Industriales - Los Sauces	2x328	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	
LT 220 kV San Juan - Balnearios	2x449	32%	30%	31%	32%	31%	32%	38%	36%	37%	
LT 220 kV San Juan - Balnearios	594	39%	37%	38%	39%	38%	38%	46%	44%	45%	
LT 220 kV San Juan - Chilca REP	3x351	74%	66%	73%	68%	64%	68%	81%	74%	80%	
LT 220 kV San Juan - Alto Praderas	351	42%	35%	41%	36%	33%	37%	44%	37%	43%	
LT 220 kV Alto Praderas - Chilca REP	351	89%	82%	88%	84%	81%	83%	100%	94%	98%	
LT 220 kV Chilca REP - Asia	152	60%	71%	50%	80%	72%	66%	59%	68%	48%	
LT 220 kV Chilca REP - Desierto	152	42%	49%	56%	63%	53%	46%	35%	42%	61%	
LT 220 kV Chilca REP - Independencia	150	27%	36%	70%	47%	39%	32%	35%	41%	77%	
LT 220 kV Callahuanca REP - Callahuanca	381	44%	76%	55%	54%	77%	59%	54%	85%	65%	
LT 220 kV Callahuanca - Carapongo	2x340	47%	65%	48%	53%	59%	50%	50%	68%	53%	
LT 220 kV Carapongo - Cajamarquilla	3x340	48%	51%	50%	50%	51%	50%	51%	55%	55%	
LT 220 kV Cajamarquilla - Chavarria	2x340	55%	61%	61%	60%	63%	60%	61%	69%	69%	

LT 220 kV Huinco - Carapongo	2x340	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%
LT 220 kV Carapongo - Santa Rosa	2x340	56%	64%	60%	61%	64%	61%	62%	72%	68%
LT 220 kV Carapongo - San Miguel	2x328	15%	16%	16%	16%	16%	16%	19%	19%	19%
Desarrollo de Generación en el Norte y Sur										
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2
LT 500 kV Carapongo - Carabaylo	1400	35%	31%	35%	29%	33%	29%	34%	31%	34%
LT 500 kV Chilca - Carapongo	1400	56%	45%	36%	43%	45%	43%	54%	43%	35%
LT 500 kV La Planicie - Carabaylo	1700	18%	13%	14%	13%	14%	9%	14%	9%	19%
LT 500 kV Chilca - La Planicie	1700	60%	50%	50%	48%	54%	52%	62%	52%	52%
LT 500 kV Chilca - Carabaylo	1700	39%	32%	27%	30%	33%	30%	38%	31%	26%
TP 500/220 kV Carapongo	750	69%	64%	84%	61%	71%	74%	84%	77%	98%
TP 500/220 kV La Planicie	2x600	61%	59%	69%	57%	63%	64%	73%	70%	80%
TP 500/220 kV Chilca	2x600	61%	57%	60%	61%	58%	60%	57%	54%	57%
TP 500/220 kV Chilca	750	61%	57%	60%	61%	58%	60%	57%	54%	57%
LT 220 kV Santa Rosa - Industriales	2x229	78%	77%	98%	71%	84%	88%	92%	91%	111%
LT 220 kV La Planicie - Industriales	3x400	51%	49%	58%	47%	53%	54%	60%	57%	67%
LT 220 kV La Planicie - Manchay	2x329	21%	21%	21%	21%	21%	21%	26%	26%	26%
LT 220 kV Manchay - Pachacutec	2x407	8%	8%	8%	8%	8%	8%	9%	9%	9%
LT 220 kV Industriales - San Luis	2x328	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
LT 220 kV Industriales - Los Sauces	2x328	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
LT 220 kV San Juan - Balnearios	2x449	32%	32%	30%	32%	31%	31%	38%	38%	36%
LT 220 kV San Juan - Balnearios	594	38%	38%	36%	38%	37%	38%	46%	46%	44%
LT 220 kV San Juan - Chilca REP	3x351	70%	67%	65%	67%	66%	65%	76%	74%	72%
LT 220 kV San Juan - Alto Praderas	351	37%	35%	34%	35%	34%	34%	39%	37%	36%
LT 220 kV Alto Praderas - Chilca REP	351	86%	83%	81%	84%	83%	82%	97%	93%	91%
LT 220 kV Chilca REP - Asia	152	92%	78%	92%	85%	67%	82%	92%	75%	91%
LT 220 kV Chilca REP - Desierto	152	72%	61%	74%	67%	47%	65%	66%	52%	67%
LT 220 kV Chilca REP - Independencia	150	58%	45%	59%	52%	34%	50%	50%	36%	67%
LT 220 kV Callahuanca REP - Callahuanca	381	47%	57%	59%	57%	66%	58%	59%	66%	65%
LT 220 kV Callahuanca - Carapongo	2x340	47%	54%	54%	55%	54%	53%	49%	57%	56%
LT 220 kV Carapongo - Cajamarquilla	3x340	45%	51%	50%	50%	51%	50%	49%	56%	55%
LT 220 kV Cajamarquilla - Chavarria	2x340	51%	61%	57%	56%	62%	59%	59%	69%	65%
LT 220 kV Huinco - Carapongo	2x340	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%
LT 220 kV Carapongo - Santa Rosa	2x340	54%	62%	59%	58%	62%	61%	62%	70%	67%
LT 220 kV Carapongo - San Miguel	2x328	16%	16%	16%	16%	16%	16%	19%	19%	19%

Área Sur Medio

Cargabilidad de transmisión en el área Sur Medio

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 500 kV Chilca - Bicentenario	841	67%	35%	115%	47%	35%	48%	74%	40%	156%	47%
LT 500 kV Bicentenario - Poroma	841	87%	61%	163%	47%	61%	77%	105%	76%	158%	53%
LT 500 kV Colectora - Poroma	1400	18%	7%	39%	18%	0%	25%	18%	7%	39%	0%
LT 500 kV Poroma - Ocoña	841	62%	51%	83%	57%	30%	62%	65%	30%	63%	51%
LT 500 kV Poroma - Yarabamba	1400	57%	48%	76%	52%	29%	56%	51%	29%	57%	46%
TP 500/220 kV Bicentenario	750	29%	36%	61%	21%	32%	40%	37%	44%	78%	21%
TP 500/220 kV Colectora	750	33%	14%	74%	33%	0%	47%	33%	14%	74%	0%
TP 500/220 kV Poroma	450	35%	43%	101%	35%	35%	70%	23%	18%	75%	36%
TP 500/220 kV Poroma	750	31%	38%	88%	31%	31%	61%	20%	16%	66%	31%
LT 220 kV Asia - Cantera	152	59%	38%	60%	50%	33%	37%	52%	39%	79%	44%
LT 220 kV Cantera - Independencia	152	42%	50%	75%	36%	51%	50%	32%	63%	97%	32%
LT 220 kV Desierto - Chinchá	152	50%	39%	68%	43%	40%	38%	44%	47%	86%	35%
LT 220 kV Chinchá - Independencia	152	45%	80%	107%	48%	81%	81%	62%	96%	132%	55%
LT 220 kV Independencia - El Angel	403	5%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	7%	7%	5%
LT 220 kV Independencia - Ica	2x180	43%	43%	43%	43%	43%	43%	39%	39%	39%	45%
LT 220 kV Ica - Mayorazgo	180	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%
LT 220 kV Mayorazgo - Derivacion	180	62%	62%	62%	62%	62%	62%	62%	62%	62%	62%
LT 220 kV Derivacion - Nazca	180	41%	41%	36%	41%	41%	41%	41%	41%	36%	40%
LT 220 kV Nazca - Poroma	180	19%	20%	69%	19%	19%	20%	17%	17%	67%	21%
LT 220 kV Marcona - Poroma	180	25%	13%	31%	25%	25%	13%	34%	22%	22%	23%
LT 220 kV Ica - Mayorazgo	250	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%
LT 220 kV Mayorazgo - Derivacion	250	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%
LT 220 kV Derivacion - Poroma	250	26%	26%	29%	26%	26%	26%	26%	26%	29%	26%
LT 220 kV Marcona - Poroma	2x250	17%	9%	22%	17%	17%	9%	24%	16%	16%	17%
		Desarrollo de Generación en el Centro									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1	
LT 500 kV Chilca - Bicentenario	841	90%	46%	136%	42%	47%	42%	107%	55%	135%	
LT 500 kV Bicentenario - Poroma	841	80%	69%	166%	40%	54%	65%	66%	54%	170%	
LT 500 kV Colectora - Poroma	1400	25%	23%	144%	18%	7%	46%	25%	23%	132%	
LT 500 kV Poroma - Ocoña	841	74%	82%	88%	55%	60%	64%	53%	62%	67%	
LT 500 kV Poroma - Yarabamba	1400	67%	75%	81%	50%	54%	58%	47%	56%	61%	
TP 500/220 kV Bicentenario	750	25%	44%	39%	20%	26%	36%	18%	52%	44%	
TP 500/220 kV Colectora	750	47%	43%	268%	33%	14%	87%	47%	43%	247%	
TP 500/220 kV Poroma	450	58%	91%	155%	58%	47%	91%	33%	66%	130%	
TP 500/220 kV Poroma	750	51%	80%	135%	51%	41%	80%	29%	58%	113%	
LT 220 kV Asia - Cantera	152	28%	38%	68%	48%	41%	34%	29%	38%	74%	
LT 220 kV Cantera - Independencia	152	37%	49%	85%	35%	33%	43%	55%	61%	95%	
LT 220 kV Desierto - Chinchá	152	27%	38%	77%	42%	32%	33%	41%	45%	82%	
LT 220 kV Chinchá - Independencia	152	64%	80%	115%	42%	62%	74%	81%	96%	127%	
LT 220 kV Independencia - El Angel	403	6%	6%	6%	6%	6%	6%	7%	7%	7%	
LT 220 kV Independencia - Ica	2x180	43%	43%	43%	43%	43%	43%	39%	39%	39%	
LT 220 kV Ica - Mayorazgo	180	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	
LT 220 kV Mayorazgo - Derivacion	180	62%	62%	62%	62%	62%	62%	62%	62%	62%	
LT 220 kV Derivacion - Nazca	180	41%	41%	36%	41%	41%	41%	41%	41%	36%	
LT 220 kV Nazca - Poroma	180	19%	20%	70%	19%	19%	20%	17%	18%	67%	
LT 220 kV Marcona - Poroma	180	25%	31%	62%	25%	25%	31%	34%	22%	54%	
LT 220 kV Ica - Mayorazgo	250	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	
LT 220 kV Mayorazgo - Derivacion	250	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	
LT 220 kV Derivacion - Poroma	250	26%	26%	29%	26%	26%	26%	26%	26%	29%	
LT 220 kV Marcona - Poroma	2x250	17%	22%	44%	17%	17%	22%	24%	16%	38%	

		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2
LT 500 kV Chilca - Bicentenario	841	77%	52%	95%	67%	29%	65%	73%	46%	86%
LT 500 kV Bicentenario - Poroma	841	86%	58%	130%	70%	44%	74%	104%	46%	136%
LT 500 kV Colectora - Poroma	1400	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
LT 500 kV Poroma - Ocoña	841	60%	39%	80%	53%	29%	59%	80%	32%	82%
LT 500 kV Poroma - Yarabamba	1400	51%	38%	73%	47%	28%	53%	66%	26%	69%
TP 500/220 kV Bicentenario	750	29%	24%	57%	13%	28%	30%	36%	32%	64%
TP 500/220 kV Colectora	750	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
TP 500/220 kV Poroma	450	12%	12%	12%	12%	12%	12%	37%	37%	37%
TP 500/220 kV Poroma	750	11%	11%	11%	11%	11%	11%	32%	32%	32%
LT 220 kV Asia - Cantera	152	60%	47%	61%	53%	36%	52%	54%	37%	65%
LT 220 kV Cantera - Independencia	152	44%	33%	72%	40%	47%	37%	33%	43%	83%
LT 220 kV Desierto - Chincha	152	51%	40%	65%	46%	36%	44%	45%	31%	72%
LT 220 kV Chincha - Independencia	152	45%	61%	104%	30%	76%	67%	62%	76%	119%
LT 220 kV Independencia - El Angel	403	5%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	7%	7%
LT 220 kV Independencia - Ica	2x180	43%	43%	43%	43%	43%	43%	39%	39%	39%
LT 220 kV Ica - Mayorazgo	180	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%
LT 220 kV Mayorazgo - Derivacion	180	62%	62%	62%	62%	62%	62%	62%	62%	62%
LT 220 kV Derivacion - Nazca	180	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
LT 220 kV Nazca - Poroma	180	22%	22%	22%	22%	22%	22%	25%	25%	25%
LT 220 kV Marcona - Poroma	180	25%	25%	25%	25%	25%	25%	34%	34%	34%
LT 220 kV Ica - Mayorazgo	250	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%
LT 220 kV Mayorazgo - Derivacion	250	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%
LT 220 kV Derivacion - Poroma	250	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
LT 220 kV Marcona - Poroma	2x250	18%	18%	18%	18%	18%	18%	24%	24%	24%

Área Sur Oeste

Cargabilidad de transmisión en el área Sur Oeste

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 500 kV Ocoña - San Jose	841	62%	51%	83%	57%	30%	62%	65%	30%	63%	51%
LT 500 kV San Jose - Montalvo	841	40%	55%	53%	36%	41%	38%	50%	41%	39%	30%
LT 500 kV Yarabamba - Montalvo	1400	27%	15%	21%	16%	12%	17%	31%	12%	18%	14%
LT 500 kV San Jose - Yarabamba	1400	48%	12%	33%	13%	7%	12%	48%	11%	27%	12%
TP 500/220 kV San Jose	2x600	36%	29%	48%	29%	21%	30%	32%	33%	36%	28%
TP 500/220 kV Montalvo	2x750	59%	45%	49%	39%	33%	37%	48%	34%	38%	30%
TP 500/220 kV Yarabamba	750	92%	62%	83%	45%	31%	51%	61%	32%	54%	40%
LT 220 kV Palca - Pascana	2x250	7%	9%	8%	10%	9%	8%	7%	9%	8%	7%
LT 220 kV Cerro Verde - Socabaya	2x288	24%	24%	24%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	21%
LT 220 kV Socabaya - Yarabamba	2x601	49%	31%	44%	28%	20%	32%	38%	20%	34%	25%
LT 220 kV San Jose - SanLuis	2x600	27%	27%	27%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	25%
LT 220 kV San Jose - Reparticion	2x250	27%	23%	18%	16%	15%	18%	21%	17%	12%	9%
LT 220 kV Socabaya - Moquegua	2x150	66%	35%	87%	21%	47%	27%	53%	47%	73%	20%
LT 220 kV Moquegua - Montalvo	980	46%	34%	37%	29%	24%	27%	36%	24%	28%	22%
LT 220 kV Montalvo - Los Heroes	150	29%	29%	29%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	17%
LT 220 kV Moquegua - Montalvo	701	52%	38%	42%	33%	28%	31%	42%	28%	32%	26%
LT 220 kV Montalvo - Los Heroes	250	17%	17%	17%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	10%
TP 220/138 kV Socabaya	2x150	63%	58%	65%	62%	45%	54%	53%	48%	55%	47%
TP 220/138 kV Moquegua	2x300	49%	48%	48%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	37%
TP 220/66 kV Los Heroes	110	64%	64%	64%	54%	54%	54%	54%	54%	54%	46%
TP 220/138 kV Ilo3	2x200	25%	25%	25%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	23%
TP 220/138 kV Pascana	120	30%	37%	34%	42%	37%	34%	30%	38%	33%	31%
TP 220/138 kV Reparticion	120	112%	95%	76%	64%	63%	75%	89%	70%	51%	39%
LT 138 kV Santuario - Callalli	110	56%	31%	63%	40%	26%	37%	46%	30%	52%	30%
LT 138 kV Socabaya - Santuario	2x135	33%	28%	40%	30%	18%	24%	27%	22%	31%	18%
LT 138 kV Socabaya - Intermedia Norte	135	14%	18%	25%	14%	22%	14%	12%	22%	20%	15%
LT 138 kV Intermedia Norte - Santuario	135	31%	33%	31%	37%	24%	27%	27%	29%	25%	25%
LT 138 kV Pascana - Intermedia Norte	2x120	15%	19%	17%	21%	19%	17%	15%	19%	17%	16%
LT 138 kV Socabaya - Cerro Verde	2x57	77%	60%	193%	34%	33%	46%	61%	41%	162%	33%
LT 138 kV Cerro Verde - Reparticion	133	77%	62%	176%	39%	36%	49%	62%	45%	149%	18%
LT 138 kV Reparticion - Mollendo	2x120	19%	19%	19%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	16%

		Desarrollo de Generación en el Centro								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1
LT 500 kV Ocoña - San Jose	841	74%	82%	88%	55%	60%	64%	53%	62%	67%
LT 500 kV San Jose - Montalvo	841	46%	52%	56%	34%	37%	39%	49%	38%	42%
LT 500 kV Yarabamba - Montalvo	1400	19%	20%	21%	16%	17%	17%	22%	17%	18%
LT 500 kV San Jose - Yarabamba	1400	26%	12%	12%	13%	13%	12%	29%	12%	12%
TP 500/220 kV San Jose	2x600	36%	34%	35%	30%	30%	30%	32%	30%	31%
TP 500/220 kV Montalvo	2x750	59%	48%	51%	41%	36%	38%	48%	37%	40%
TP 500/220 kV Yarabamba	750	92%	81%	92%	48%	48%	54%	63%	51%	61%
LT 220 kV Palca - Pascana	2x250	8%	9%	8%	10%	10%	8%	8%	8%	7%
LT 220 kV Cerro Verde - Socabaya	2x288	24%	24%	24%	22%	22%	22%	22%	22%	22%
LT 220 kV Socabaya - Yarabamba	2x601	50%	43%	50%	30%	30%	34%	40%	32%	38%
LT 220 kV San Jose - SanLuis	2x600	27%	27%	27%	26%	26%	26%	26%	26%	26%
LT 220 kV San Jose - Reparticion	2x250	23%	18%	20%	11%	11%	12%	17%	12%	14%
LT 220 kV Socabaya - Moquegua	2x150	51%	21%	29%	21%	22%	20%	39%	21%	19%
LT 220 kV Moquegua - Montalvo	980	45%	36%	39%	30%	26%	28%	37%	27%	30%
LT 220 kV Montalvo - Los Heroes	150	29%	29%	29%	25%	26%	26%	25%	25%	25%
LT 220 kV Moquegua - Montalvo	701	52%	41%	45%	35%	30%	32%	42%	31%	34%
LT 220 kV Montalvo - Los Heroes	250	17%	17%	17%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
TP 220/138 kV Socabaya	2x150	65%	68%	65%	66%	59%	55%	55%	55%	56%
TP 220/138 kV Moquegua	2x300	48%	48%	48%	45%	46%	45%	45%	45%	45%
TP 220/66 kV Los Heroes	110	64%	65%	64%	54%	55%	55%	54%	54%	54%
TP 220/138 kV Ilo3	2x200	24%	24%	25%	26%	27%	27%	27%	26%	26%
TP 220/138 kV Pascana	120	32%	37%	32%	42%	41%	33%	32%	34%	31%
TP 220/138 kV Reparticion	120	94%	76%	83%	45%	46%	51%	71%	49%	56%
LT 138 kV Santuario - Callalli	110	57%	45%	50%	43%	36%	37%	50%	35%	40%
LT 138 kV Socabaya - Santuario	2x135	28%	28%	30%	29%	28%	22%	22%	21%	24%
LT 138 kV Socabaya - Intermedia Norte	135	10%	10%	7%	14%	15%	13%	14%	14%	12%

LT 138 kV Intermedia Norte - Santuario	135	31%	33%	33%	37%	36%	28%	27%	27%	28%
LT 138 kV Pascana - Intermedia Norte	2x120	16%	19%	16%	21%	21%	17%	16%	17%	16%
LT 138 kV Socabaya - Cerro Verde	2x57	45%	28%	38%	29%	30%	27%	28%	29%	25%
LT 138 kV Cerro Verde - Reparticion	133	49%	34%	43%	16%	16%	20%	32%	18%	26%
LT 138 kV Reparticion - Mollendo	2x120	19%	19%	19%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
Desarrollo de Generación en el Norte y Sur										
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2
LT 500 kV Ocoña - San Jose	841	60%	39%	80%	53%	29%	59%	80%	32%	82%
LT 500 kV San Jose - Montalvo	841	58%	48%	51%	32%	40%	36%	72%	33%	53%
LT 500 kV Yarabamba - Montalvo	1400	36%	14%	32%	15%	12%	16%	40%	11%	35%
LT 500 kV San Jose - Yarabamba	1400	49%	15%	43%	13%	6%	19%	47%	16%	39%
TP 500/220 kV San Jose	2x600	36%	29%	73%	30%	21%	44%	34%	33%	66%
TP 500/220 kV Montalvo	2x750	59%	40%	50%	39%	33%	35%	48%	28%	62%
TP 500/220 kV Yarabamba	750	90%	48%	77%	44%	30%	46%	60%	21%	47%
LT 220 kV Palca - Pascana	2x250	7%	11%	8%	10%	9%	8%	6%	10%	8%
LT 220 kV Cerro Verde - Socabaya	2x288	24%	24%	24%	22%	22%	22%	22%	22%	22%
LT 220 kV Socabaya - Yarabamba	2x601	48%	22%	40%	27%	19%	29%	37%	13%	29%
LT 220 kV San Jose - SanLuis	2x600	27%	27%	27%	26%	26%	26%	26%	26%	26%
LT 220 kV San Jose - Reparticion	2x250	23%	20%	17%	15%	15%	22%	17%	14%	11%
LT 220 kV Socabaya - Moquegua	2x150	87%	37%	126%	23%	47%	27%	74%	48%	112%
LT 220 kV Moquegua - Montalvo	980	48%	30%	36%	29%	24%	26%	39%	22%	26%
LT 220 kV Montalvo - Los Heroes	150	29%	29%	29%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
LT 220 kV Moquegua - Montalvo	701	54%	34%	41%	33%	28%	30%	45%	25%	30%
LT 220 kV Montalvo - Los Heroes	250	17%	17%	17%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
TP 220/138 kV Socabaya	2x150	63%	65%	64%	62%	47%	54%	53%	53%	54%
TP 220/138 kV Moquegua	2x300	48%	48%	48%	45%	45%	45%	45%	45%	45%
TP 220/66 kV Los Heroes	110	64%	63%	64%	54%	54%	54%	54%	54%	54%
TP 220/138 kV Ilo3	2x200	25%	25%	24%	27%	26%	27%	27%	27%	27%
TP 220/138 kV Pascana	120	28%	45%	36%	43%	39%	35%	27%	43%	34%
TP 220/138 kV Reparticion	120	97%	84%	72%	63%	62%	91%	71%	59%	46%
LT 138 kV Santuario - Callalli	110	60%	29%	63%	40%	27%	37%	51%	31%	53%
LT 138 kV Socabaya - Santuario	2x135	37%	28%	39%	29%	22%	26%	32%	21%	32%
LT 138 kV Socabaya - Intermedia Norte	135	23%	18%	26%	15%	22%	15%	19%	22%	22%
LT 138 kV Intermedia Norte - Santuario	135	30%	37%	29%	37%	30%	28%	27%	31%	25%
LT 138 kV Pascana - Intermedia Norte	2x120	14%	23%	18%	22%	20%	18%	14%	22%	17%
LT 138 kV Socabaya - Cerro Verde	2x57	164%	48%	203%	33%	34%	63%	143%	33%	176%
LT 138 kV Cerro Verde - Reparticion	133	151%	52%	185%	38%	36%	64%	133%	32%	160%
LT 138 kV Reparticion - Mollendo	2x120	19%	19%	19%	17%	17%	17%	17%	17%	17%

Área Sur Este

Cargabilidad de transmisión en el área Sur Este

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 220 kV Mantaro - Muyurina	505	79%	64%	86%	59%	35%	58%	52%	36%	57%	52%
LT 220 kV Muyurina - Cotaruse	505	94%	71%	101%	63%	34%	61%	53%	39%	58%	55%
LT 220 kV Cotaruse - Palca	505	45%	36%	49%	24%	54%	20%	29%	55%	31%	25%
LT 220 kV Palca - Socabaya	505	49%	29%	50%	17%	47%	15%	33%	46%	32%	20%
LT 220 kV Tintaya Nueva - Socabaya	2x200	54%	48%	58%	26%	59%	31%	42%	59%	45%	19%
LT 220 kV Suriray - Kayra	300	34%	87%	40%	46%	92%	46%	40%	92%	45%	46%
LT 220 kV Kayra - Onocora	300	14%	66%	15%	27%	75%	26%	23%	75%	24%	30%
LT 220 kV Onocora - Tintaya Nueva	2x300	7%	66%	8%	14%	71%	13%	12%	71%	12%	15%
LT 220 kV Suriray - Abancay Nueva	250	45%	66%	49%	40%	62%	41%	42%	63%	45%	39%
LT 220 kV Abancay Nueva - Cotaruse	250	21%	140%	25%	13%	136%	15%	17%	136%	22%	14%
LT 220 kV Suriray - Cotaruse	250	28%	109%	32%	21%	105%	22%	24%	106%	29%	21%
TP 220/138 kV Tintaya Nueva	125	19%	34%	18%	10%	33%	13%	20%	35%	18%	6%
TP 220/138 kV Kayra	120	74%	74%	71%	60%	63%	60%	63%	64%	61%	52%
TP 220/138 kV Suriray	225	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%
TP 220/138 kV Abancay Nueva	120	68%	110%	72%	70%	108%	70%	65%	108%	70%	66%
LT 138 kV Tintaya - Ayaviri	90	84%	48%	80%	78%	41%	74%	77%	39%	71%	74%
LT 138 kV Tintaya - Tintaya Nueva	125	27%	13%	25%	24%	11%	23%	24%	14%	22%	26%
LT 138 kV Tintaya - Combapata	110	28%	33%	27%	15%	41%	14%	19%	41%	19%	10%
LT 138 kV Combapata - Quencoro	110	16%	41%	18%	8%	48%	7%	10%	48%	11%	9%
LT 138 kV Quencoro - Dolorespata	72	50%	30%	50%	33%	19%	33%	39%	20%	40%	26%
LT 138 kV Dolorespata - Cachimayo	71	12%	50%	18%	21%	53%	21%	15%	53%	20%	21%
LT 138 kV Quencoro - ParqueInd	60	49%	49%	49%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	35%
LT 138 kV Quencoro - Kayra	150	59%	60%	57%	48%	51%	48%	50%	51%	49%	41%
LT 138 kV Cachimayo - Quencoro	110	12%	17%	13%	5%	20%	6%	9%	20%	10%	4%
LT 138 kV Machupicchu - Suriray	250	66%	66%	66%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%
LT 138 kV Cachimayo - Abancay Nueva	120	26%	69%	32%	34%	71%	34%	29%	71%	34%	33%
LT 138 kV Abancay Nueva - Abancay	120	30%	30%	30%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	25%
LT 138 kV Abancay Nueva - Andahuaylas	2x120	6%	6%	6%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
LT 138 kV Callalli - Tintaya	110	31%	67%	29%	39%	72%	34%	35%	72%	32%	35%
		Desarrollo de Generación en el Centro									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1	
LT 220 kV Mantaro - Muyurina	505	80%	88%	78%	54%	60%	55%	51%	59%	50%	
LT 220 kV Muyurina - Cotaruse	505	95%	103%	92%	58%	64%	59%	51%	61%	50%	
LT 220 kV Cotaruse - Palca	505	34%	12%	26%	24%	26%	20%	21%	22%	14%	
LT 220 kV Palca - Socabaya	505	40%	18%	32%	16%	18%	14%	23%	16%	14%	
LT 220 kV Tintaya Nueva - Socabaya	2x200	52%	35%	47%	29%	22%	28%	43%	24%	35%	
LT 220 kV Suriray - Kayra	300	37%	40%	37%	45%	47%	45%	43%	46%	42%	
LT 220 kV Kayra - Onocora	300	17%	18%	13%	28%	28%	25%	26%	26%	22%	
LT 220 kV Onocora - Tintaya Nueva	2x300	8%	9%	7%	14%	14%	13%	13%	13%	11%	
LT 220 kV Suriray - Abancay Nueva	250	43%	43%	45%	39%	39%	40%	41%	39%	41%	
LT 220 kV Abancay Nueva - Cotaruse	250	18%	17%	20%	14%	13%	14%	14%	14%	16%	
LT 220 kV Suriray - Cotaruse	250	25%	24%	26%	21%	20%	21%	21%	21%	23%	
TP 220/138 kV Tintaya Nueva	125	19%	11%	15%	12%	9%	12%	20%	11%	15%	
TP 220/138 kV Kayra	120	73%	71%	72%	60%	60%	60%	63%	60%	61%	
TP 220/138 kV Suriray	225	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	
TP 220/138 kV Abancay Nueva	120	70%	73%	70%	70%	71%	70%	67%	70%	68%	
LT 138 kV Tintaya - Ayaviri	90	82%	84%	77%	79%	81%	75%	75%	76%	69%	
LT 138 kV Tintaya - Tintaya Nueva	125	25%	26%	23%	24%	24%	23%	24%	24%	21%	
LT 138 kV Tintaya - Combapata	110	27%	23%	25%	16%	14%	15%	18%	14%	15%	
LT 138 kV Combapata - Quencoro	110	14%	11%	13%	8%	8%	7%	7%	7%	5%	
LT 138 kV Quencoro - Dolorespata	72	48%	43%	45%	34%	31%	32%	37%	32%	33%	
LT 138 kV Dolorespata - Cachimayo	71	14%	19%	16%	20%	23%	21%	17%	22%	19%	
LT 138 kV Quencoro - ParqueInd	60	49%	49%	49%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	
LT 138 kV Quencoro - Kayra	150	58%	57%	57%	48%	48%	48%	50%	48%	49%	
LT 138 kV Cachimayo - Quencoro	110	10%	8%	10%	5%	4%	5%	7%	5%	6%	
LT 138 kV Machupicchu - Suriray	250	66%	66%	66%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	
LT 138 kV Cachimayo - Abancay Nueva	120	28%	32%	30%	34%	35%	34%	31%	34%	32%	
LT 138 kV Abancay Nueva - Abancay	120	30%	30%	30%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	
LT 138 kV Abancay Nueva - Andahuaylas	2x120	6%	6%	6%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	

LT 138 kV Callalli - Tintaya	110	32%	33%	26%	41%	42%	36%	36%	36%	30%
Desarrollo de Generación en el Norte y Sur										
Dem Opt N-S										
Dem Base										
Dem Opt C-C										
.6T .6H .6R .6T .6H .6R .6T .6H .6R										
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2
LT 220 kV Mantaro - Muyurina	505	79%	57%	95%	58%	35%	63%	52%	30%	66%
LT 220 kV Muyurina - Cotaruse	505	93%	66%	112%	61%	32%	67%	53%	36%	69%
LT 220 kV Cotaruse - Palca	505	52%	40%	56%	26%	55%	24%	34%	58%	36%
LT 220 kV Palca - Socabaya	505	53%	30%	55%	19%	47%	18%	36%	48%	36%
LT 220 kV Tintaya Nueva - Socabaya	2x200	56%	49%	58%	26%	60%	30%	44%	61%	45%
LT 220 kV Suriray - Kayra	300	34%	87%	43%	46%	92%	48%	43%	94%	48%
LT 220 kV Kayra - Onocora	300	16%	68%	18%	28%	75%	28%	23%	80%	26%
LT 220 kV Onocora - Tintaya Nueva	2x300	8%	67%	9%	14%	71%	14%	11%	71%	13%
LT 220 kV Suriray - Abancay Nueva	250	47%	80%	50%	40%	62%	41%	52%	78%	47%
LT 220 kV Abancay Nueva - Cotaruse	250	24%	139%	28%	13%	136%	15%	21%	135%	25%
LT 220 kV Suriray - Cotaruse	250	30%	109%	35%	20%	105%	22%	29%	105%	31%
TP 220/138 kV Tintaya Nueva	125	19%	34%	19%	11%	33%	12%	19%	34%	19%
TP 220/138 kV Kayra	120	74%	77%	71%	60%	63%	59%	64%	66%	61%
TP 220/138 kV Suriray	225	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%
TP 220/138 kV Abancay Nueva	120	67%	111%	75%	70%	108%	72%	66%	108%	73%
LT 138 kV Tintaya - Ayaviri	90	84%	47%	87%	81%	41%	77%	77%	41%	78%
LT 138 kV Tintaya - Tintaya Nueva	125	27%	13%	27%	24%	11%	25%	25%	14%	24%
LT 138 kV Tintaya - Combapata	110	28%	34%	30%	16%	41%	13%	20%	41%	21%
LT 138 kV Combapata - Quencoro	110	18%	42%	20%	8%	48%	8%	12%	48%	13%
LT 138 kV Quencoro - Dolorespata	72	51%	28%	53%	34%	19%	33%	41%	20%	43%
LT 138 kV Dolorespata - Cachimayo	71	11%	50%	19%	20%	53%	23%	15%	53%	23%
LT 138 kV Quencoro - ParqueInd	60	49%	49%	49%	41%	41%	41%	41%	41%	41%
LT 138 kV Quencoro - Kayra	150	59%	62%	57%	48%	50%	47%	51%	53%	49%
LT 138 kV Cachimayo - Quencoro	110	14%	17%	15%	7%	20%	6%	10%	20%	11%
LT 138 kV Machupicchu - Suriray	250	66%	66%	66%	67%	67%	67%	67%	67%	67%
LT 138 kV Cachimayo - Abancay Nueva	120	25%	70%	34%	34%	72%	36%	30%	72%	36%
LT 138 kV Abancay Nueva - Abancay	120	30%	30%	30%	27%	27%	27%	27%	27%	27%
LT 138 kV Abancay Nueva - Andahuaylas	2x120	6%	6%	6%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
LT 138 kV Callalli - Tintaya	110	31%	70%	33%	42%	72%	37%	35%	74%	36%

Área Sur Sierra

Cargabilidad de transmisión en el área Sur Sierra

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 220 kV Moquegua - Chilota	150	71%	69%	89%	52%	82%	49%	56%	82%	73%	60%
LT 220 kV Chilota - Puno	150	61%	79%	79%	61%	91%	58%	62%	91%	64%	60%
LT 220 kV Purimi - San Roman	450	19%	31%	19%	22%	33%	21%	21%	33%	21%	21%
LT 220 kV San Roman - Puno	450	17%	26%	17%	19%	29%	18%	19%	29%	17%	18%
LT 220 kV Tintaya Nueva - Purimi	450	45%	22%	44%	41%	19%	40%	41%	18%	40%	41%
LT 220 kV San Gaban - Purimi	258	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%
TP 220/138 kV Puno	120	34%	23%	35%	18%	16%	18%	27%	16%	28%	12%
TP 220/138 kV San Roman	150	25%	19%	25%	14%	16%	13%	21%	16%	22%	9%
TP 220/138 kV Purimi	150	50%	33%	53%	52%	27%	49%	45%	26%	44%	48%
LT 138 kV Puno - Puno Sur	133	5%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	3%
LT 138 kV Juliaca - San Roman	80	44%	25%	49%	19%	18%	23%	39%	20%	43%	14%
LT 138 kV San Roman - Puno	80	29%	32%	28%	30%	31%	28%	29%	31%	27%	27%
LT 138 kV Azangaro - Purimi	100	75%	49%	80%	78%	41%	73%	68%	39%	67%	73%
LT 138 kV Azangaro - Maravilla	90	64%	65%	70%	69%	60%	67%	62%	60%	64%	62%
LT 138 kV Maravilla - Juliaca	90	37%	35%	38%	38%	32%	37%	36%	32%	35%	35%
LT 138 kV Maravilla - Yocara	120	12%	10%	11%	12%	10%	11%	12%	10%	10%	12%
LT 138 kV Yocara - San Roman	120	12%	10%	11%	12%	10%	11%	12%	10%	10%	12%
LT 138 kV San Rafael - Ananea	2x120	11%	12%	14%	10%	14%	12%	14%	15%	16%	9%
LT 138 kV Azangaro - San Rafael	2x120	38%	32%	37%	53%	47%	52%	53%	47%	52%	53%
LT 138 kV San Rafael - San Gaban	120	53%	53%	53%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%
LT 138 kV San Rafael - Angel	120	48%	48%	48%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%
LT 138 kV Angel - San Gaban	120	48%	48%	48%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%
LT 138 kV San Gaban - Mazuco	112	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%
LT 138 kV Mazuco - Puerto Maldonado	112	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
LT 138 kV Ayaviri - Azangaro	90	90%	59%	91%	84%	51%	82%	82%	49%	79%	80%

		Desarrollo de Generación en el Centro								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1
LT 220 kV Moquegua - Chilota	150	63%	39%	51%	51%	53%	47%	52%	51%	41%
LT 220 kV Chilota - Puno	150	53%	48%	41%	60%	63%	57%	59%	61%	51%
LT 220 kV Purimi - San Roman	450	19%	20%	17%	22%	22%	21%	21%	21%	19%
LT 220 kV San Roman - Puno	450	16%	16%	14%	19%	20%	18%	19%	19%	17%
LT 220 kV Tintaya Nueva - Purimi	450	45%	45%	43%	42%	42%	40%	41%	41%	39%
LT 220 kV San Gaban - Purimi	258	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%
TP 220/138 kV Puno	120	34%	23%	29%	20%	15%	18%	28%	16%	21%
TP 220/138 kV San Roman	150	25%	16%	20%	15%	11%	13%	22%	12%	15%
TP 220/138 kV Purimi	150	54%	56%	42%	50%	53%	45%	48%	48%	36%
LT 138 kV Puno - Puno Sur	133	5%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
LT 138 kV Juliaca - San Roman	80	42%	20%	31%	22%	15%	18%	37%	15%	25%
LT 138 kV San Roman - Puno	80	29%	29%	24%	29%	30%	27%	28%	29%	24%
LT 138 kV Azangaro - Purimi	100	81%	84%	63%	76%	80%	68%	72%	73%	55%
LT 138 kV Azangaro - Maravilla	90	71%	72%	62%	68%	70%	64%	66%	67%	58%
LT 138 kV Maravilla - Juliaca	90	39%	39%	33%	37%	39%	35%	36%	37%	32%
LT 138 kV Maravilla - Yocara	120	11%	12%	9%	12%	13%	11%	12%	12%	10%
LT 138 kV Yocara - San Roman	120	11%	12%	9%	12%	13%	11%	12%	12%	10%
LT 138 kV San Rafael - Ananea	2x120	9%	7%	10%	9%	9%	10%	12%	10%	12%
LT 138 kV Azangaro - San Rafael	2x120	37%	37%	36%	53%	53%	52%	52%	53%	51%
LT 138 kV San Rafael - San Gaban	120	53%	53%	53%	71%	71%	71%	71%	71%	71%
LT 138 kV San Rafael - Angel	120	48%	48%	48%	65%	65%	65%	65%	65%	65%
LT 138 kV Angel - San Gaban	120	48%	48%	48%	65%	65%	65%	65%	65%	65%
LT 138 kV San Gaban - Mazuco	112	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%
LT 138 kV Mazuco - Puerto Maldonado	112	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
LT 138 kV Ayaviri - Azangaro	90	91%	92%	83%	84%	86%	80%	80%	82%	75%

		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2
LT 220 kV Moquegua - Chilota	150	85%	71%	92%	55%	83%	54%	70%	84%	75%
LT 220 kV Chilota - Puno	150	75%	81%	82%	64%	92%	63%	63%	93%	66%
LT 220 kV Purimi - San Roman	450	19%	32%	21%	22%	33%	22%	21%	34%	22%
LT 220 kV San Roman - Puno	450	17%	26%	29%	20%	29%	20%	20%	29%	25%
LT 220 kV Tintaya Nueva - Purimi	450	45%	24%	46%	42%	19%	41%	41%	20%	42%
LT 220 kV San Gaban - Purimi	258	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%
TP 220/138 kV Puno	120	35%	25%	44%	18%	15%	17%	29%	19%	38%
TP 220/138 kV San Roman	150	26%	23%	30%	14%	16%	13%	23%	20%	27%
TP 220/138 kV Purimi	150	49%	32%	64%	56%	28%	56%	45%	27%	57%
LT 138 kV Puno - Puno Sur	133	5%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
LT 138 kV Juliaca - San Roman	80	50%	32%	63%	20%	17%	22%	45%	28%	57%
LT 138 kV San Roman - Puno	80	29%	33%	32%	31%	32%	31%	29%	32%	31%
LT 138 kV Azangaro - Purimi	100	74%	48%	96%	84%	42%	84%	67%	40%	86%
LT 138 kV Azangaro - Maravilla	90	64%	66%	77%	71%	60%	71%	62%	61%	72%
LT 138 kV Maravilla - Juliaca	90	37%	36%	42%	40%	33%	40%	36%	33%	40%
LT 138 kV Maravilla - Yocara	120	12%	10%	15%	13%	10%	13%	12%	10%	14%
LT 138 kV Yocara - San Roman	120	12%	10%	15%	13%	10%	13%	12%	10%	14%
LT 138 kV San Rafael - Ananea	2x120	13%	11%	15%	10%	14%	12%	16%	14%	18%
LT 138 kV Azangaro - San Rafael	2x120	38%	33%	38%	53%	47%	53%	53%	48%	53%
LT 138 kV San Rafael - San Gaban	120	53%	53%	53%	71%	71%	71%	71%	71%	71%
LT 138 kV San Rafael - Angel	120	48%	48%	48%	65%	65%	65%	65%	65%	65%
LT 138 kV Angel - San Gaban	120	48%	48%	48%	65%	65%	65%	65%	65%	65%
LT 138 kV San Gaban - Mazuco	112	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%
LT 138 kV Mazuco - Puerto Maldonado	112	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
LT 138 kV Ayaviri - Azangaro	90	90%	54%	97%	86%	49%	86%	82%	47%	87%

Resultados Detallados con Escenarios de Contingencias

Área Noroeste

Cargabilidad de transmisión en el área Noroeste con contingencias

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 500 kV La Niña - Miguel Grau	1400	18%	17%	23%	13%	14%	12%	13%	13%	27%	12%
TP 500/220 kV Miguel Grau	750	42%	42%	54%	33%	35%	30%	33%	32%	62%	30%
LT 220 kV Zorritos - Alipio Rosales	152	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%
LT 220 kV Talara - Pariñas	152	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%
LT 220 kV Pariñas - Zorritos	152	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%
LT 220 kV Pariñas - Alipio Rosales	250	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%
LT 220 kV Talara - Pariñas	2x180	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%
LT 220 kV Pariñas - Piura Oeste	180	9%	9%	87%	8%	8%	8%	8%	8%	89%	9%
LT 220 kV Pariñas - Valle Chira	180	35%	35%	204%	35%	35%	35%	35%	35%	204%	35%
LT 220 kV Valle Chira - Piura Oeste	180	88%	88%	112%	72%	72%	72%	72%	72%	126%	59%
LT 220 kV Piura Oeste - Piura Este	2x450	37%	37%	54%	30%	30%	27%	30%	30%	60%	25%
LT 220 kV Piura Este - La Niña	2x180	37%	40%	36%	35%	28%	29%	35%	39%	38%	22%
		Desarrollo de Generación en el Centro									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1	
LT 500 kV La Niña - Miguel Grau	1400	19%	19%	19%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	
TP 500/220 kV Miguel Grau	750	45%	46%	45%	36%	36%	36%	36%	37%	36%	
LT 220 kV Zorritos - Alipio Rosales	152	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	
LT 220 kV Talara - Pariñas	152	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	27%	28%	
LT 220 kV Pariñas - Zorritos	152	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	
LT 220 kV Pariñas - Alipio Rosales	250	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	
LT 220 kV Talara - Pariñas	2x180	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	18%	29%	
LT 220 kV Pariñas - Piura Oeste	180	9%	9%	9%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	
LT 220 kV Pariñas - Valle Chira	180	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	
LT 220 kV Valle Chira - Piura Oeste	180	88%	88%	88%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	
LT 220 kV Piura Oeste - Piura Este	2x450	37%	37%	37%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	
LT 220 kV Piura Este - La Niña	2x180	27%	28%	27%	26%	26%	26%	25%	26%	26%	
		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2	
LT 500 kV La Niña - Miguel Grau	1400	18%	17%	50%	13%	14%	19%	13%	12%	54%	
TP 500/220 kV Miguel Grau	750	42%	41%	117%	33%	35%	44%	33%	32%	125%	
LT 220 kV Zorritos - Alipio Rosales	152	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	
LT 220 kV Talara - Pariñas	152	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	
LT 220 kV Pariñas - Zorritos	152	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	
LT 220 kV Pariñas - Alipio Rosales	250	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	
LT 220 kV Talara - Pariñas	2x180	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	
LT 220 kV Pariñas - Piura Oeste	180	9%	9%	151%	8%	8%	89%	8%	8%	153%	
LT 220 kV Pariñas - Valle Chira	180	35%	35%	332%	35%	35%	204%	35%	35%	332%	
LT 220 kV Valle Chira - Piura Oeste	180	88%	88%	239%	72%	72%	126%	72%	72%	254%	
LT 220 kV Piura Oeste - Piura Este	2x450	37%	37%	116%	30%	30%	41%	30%	30%	122%	
LT 220 kV Piura Este - La Niña	2x180	37%	41%	87%	36%	29%	23%	35%	39%	88%	

Área Norte Medio

Cargabilidad de transmisión en el área Norte Medio con contingencias

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 500 kV Trujillo - La Niña	701	49%	43%	71%	32%	40%	29%	32%	26%	86%	36%
LT 500 kV Chimbote - Trujillo	1000	88%	58%	58%	51%	60%	47%	53%	30%	39%	54%
TP 500/220 kV La Niña	600	23%	20%	45%	13%	21%	15%	13%	17%	55%	20%
TP 500/220 kV Trujillo	750	51%	44%	46%	34%	38%	33%	35%	29%	38%	34%
TP 500/220 kV Chimbote	750	71%	47%	50%	43%	48%	44%	52%	27%	33%	45%
LT 220 kV La Niña - Lambayeque Oeste	180	45%	35%	96%	32%	29%	34%	34%	24%	89%	32%
LT 220 kV Lambayeque Oeste - Chiclayo Oeste	2x180	26%	23%	88%	18%	18%	21%	19%	26%	86%	18%
LT 220 kV La Niña - Felam	180	37%	31%	69%	29%	28%	32%	30%	24%	69%	30%
LT 220 kV Felam - Lambayeque Oeste	180	22%	27%	96%	19%	23%	18%	19%	30%	93%	18%
LT 220 kV Chiclayo Oeste - Reque	152	48%	41%	82%	33%	37%	32%	37%	50%	91%	44%
LT 220 kV Chiclayo Oeste - Reque	180	34%	29%	51%	25%	31%	24%	26%	35%	58%	35%
LT 220 kV Reque - Guadalupe	152	48%	44%	47%	29%	23%	28%	30%	59%	55%	30%
LT 220 kV Reque - Guadalupe	180	33%	28%	40%	20%	18%	19%	21%	35%	47%	20%
LT 220 kV Reque - Nueva Carhuaquero	300	20%	42%	30%	26%	43%	26%	25%	47%	24%	39%
LT 220 kV Chiclayo Oeste - Nueva Carhuaquero	150	41%	83%	62%	53%	84%	52%	51%	92%	52%	78%
LT 220 kV Trujillo Norte - Guadalupe	152	40%	31%	66%	40%	41%	43%	41%	40%	85%	38%
LT 220 kV Trujillo Norte - Guadalupe	180	32%	25%	60%	35%	30%	37%	36%	30%	70%	27%
LT 220 kV Trujillo Norte - Trujillo	2x375	51%	44%	46%	34%	38%	33%	35%	29%	38%	34%
LT 220 kV Trujillo Norte - Cajamarca Norte	167	54%	42%	57%	23%	32%	25%	30%	66%	33%	22%
LT 220 kV Chimbote - Trujillo Norte	152	120%	73%	73%	65%	77%	63%	71%	32%	52%	74%
LT 220 kV Chimbote - Viru	152	136%	87%	92%	81%	90%	78%	83%	35%	44%	86%
LT 220 kV Viru - Trujillo Norte	152	100%	53%	51%	48%	60%	46%	55%	48%	70%	60%
TP 220/138 kV Chimbote	2x120	90%	72%	85%	60%	60%	64%	68%	52%	68%	51%
LT 138 kV Chimbote - Huallanca	3x100	74%	78%	69%	73%	78%	73%	70%	81%	67%	75%
		Desarrollo de Generación en el Centro									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1	
LT 500 kV Trujillo - La Niña	701	62%	60%	62%	45%	44%	45%	45%	43%	45%	
LT 500 kV Chimbote - Trujillo	1000	112%	105%	110%	72%	70%	71%	76%	69%	74%	
TP 500/220 kV La Niña	600	36%	35%	36%	24%	24%	25%	25%	24%	25%	
TP 500/220 kV Trujillo	750	60%	58%	60%	43%	42%	43%	44%	42%	44%	
TP 500/220 kV Chimbote	750	87%	66%	82%	53%	48%	53%	66%	48%	61%	
LT 220 kV La Niña - Lambayeque Oeste	180	53%	53%	52%	41%	41%	41%	42%	42%	41%	
LT 220 kV Lambayeque Oeste - Chiclayo Oeste	2x180	35%	34%	34%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	
LT 220 kV La Niña - Felam	180	46%	46%	46%	36%	37%	37%	37%	37%	37%	
LT 220 kV Felam - Lambayeque Oeste	180	31%	30%	30%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	
LT 220 kV Chiclayo Oeste - Reque	152	57%	56%	60%	50%	46%	49%	50%	45%	49%	
LT 220 kV Chiclayo Oeste - Reque	180	41%	43%	43%	37%	36%	37%	37%	36%	36%	
LT 220 kV Reque - Guadalupe	152	60%	54%	59%	40%	36%	39%	42%	37%	42%	
LT 220 kV Reque - Guadalupe	180	40%	39%	40%	27%	26%	27%	28%	27%	28%	
LT 220 kV Reque - Nueva Carhuaquero	300	31%	35%	31%	37%	39%	37%	35%	40%	36%	
LT 220 kV Chiclayo Oeste - Nueva Carhuaquero	150	63%	72%	66%	74%	79%	75%	71%	80%	74%	
LT 220 kV Trujillo Norte - Guadalupe	152	73%	69%	73%	49%	45%	51%	51%	47%	51%	
LT 220 kV Trujillo Norte - Guadalupe	180	53%	52%	53%	36%	35%	37%	37%	36%	37%	
LT 220 kV Trujillo Norte - Trujillo	2x375	60%	58%	60%	43%	42%	43%	44%	42%	44%	
LT 220 kV Trujillo Norte - Cajamarca Norte	167	58%	50%	57%	26%	24%	29%	33%	26%	32%	
LT 220 kV Chimbote - Trujillo Norte	152	156%	137%	155%	99%	84%	98%	105%	87%	106%	
LT 220 kV Chimbote - Viru	152	170%	152%	171%	111%	98%	111%	117%	99%	118%	
LT 220 kV Viru - Trujillo Norte	152	136%	117%	135%	82%	68%	84%	89%	70%	88%	
TP 220/138 kV Chimbote	2x120	94%	82%	97%	62%	57%	65%	71%	63%	74%	
LT 138 kV Chimbote - Huallanca	3x100	77%	82%	76%	76%	82%	76%	73%	83%	73%	

		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2
LT 500 kV Trujillo - La Niña	701	49%	41%	148%	32%	39%	64%	32%	25%	163%
LT 500 kV Chimbote - Trujillo	1000	88%	49%	78%	50%	57%	30%	52%	33%	113%
TP 500/220 kV La Niña	600	24%	19%	79%	13%	20%	42%	13%	18%	89%
TP 500/220 kV Trujillo	750	50%	43%	61%	34%	37%	33%	34%	29%	59%
TP 500/220 kV Chimbote	750	72%	46%	39%	44%	46%	27%	51%	26%	49%
LT 220 kV La Niña - Lambayeque Oeste	180	41%	33%	126%	33%	27%	76%	30%	24%	123%
LT 220 kV Lambayeque Oeste - Chiclayo Oeste	2x180	26%	27%	133%	18%	21%	61%	19%	29%	131%
LT 220 kV La Niña - Felam	180	37%	30%	113%	29%	28%	72%	30%	23%	111%
LT 220 kV Felam - Lambayeque Oeste	180	22%	31%	141%	20%	25%	57%	19%	33%	139%
LT 220 kV Chiclayo Oeste - Reque	152	44%	42%	167%	34%	39%	59%	37%	52%	176%
LT 220 kV Chiclayo Oeste - Reque	180	33%	32%	104%	26%	33%	38%	26%	38%	111%
LT 220 kV Reque - Guadalupe	152	48%	52%	110%	29%	27%	40%	30%	67%	127%
LT 220 kV Reque - Guadalupe	180	33%	32%	80%	21%	18%	32%	21%	40%	88%
LT 220 kV Reque - Nueva Carhuaquero	300	20%	48%	38%	27%	47%	21%	25%	53%	34%
LT 220 kV Chiclayo Oeste - Nueva Carhuaquero	150	41%	96%	85%	53%	93%	42%	51%	105%	83%
LT 220 kV Trujillo Norte - Guadalupe	152	45%	27%	125%	39%	36%	66%	40%	42%	147%
LT 220 kV Trujillo Norte - Guadalupe	180	33%	21%	100%	34%	26%	55%	36%	33%	112%
LT 220 kV Trujillo Norte - Trujillo	2x375	50%	43%	61%	34%	37%	33%	34%	29%	59%
LT 220 kV Trujillo Norte - Cajamarca Norte	167	53%	53%	41%	23%	44%	27%	29%	78%	56%
LT 220 kV Chimbote - Trujillo Norte	152	119%	66%	118%	66%	74%	36%	70%	47%	166%
LT 220 kV Chimbote - Viru	152	137%	80%	100%	82%	86%	52%	83%	36%	151%
LT 220 kV Viru - Trujillo Norte	152	95%	46%	139%	49%	57%	41%	54%	61%	184%
TP 220/138 kV Chimbote	2x120	90%	72%	81%	60%	55%	59%	68%	52%	72%
LT 138 kV Chimbote - Huallanca	3x100	74%	72%	66%	73%	76%	70%	71%	76%	71%

Área Norte Sierra

Cargabilidad de transmisión en el área Norte Sierra con contingencias

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 500 kV Celendin - Trujillo	1400	28%	29%	17%	15%	19%	15%	16%	28%	22%	17%
LT 500 kV Celendin - Miguel Grau	1400	27%	28%	38%	18%	23%	17%	18%	24%	46%	21%
TP 500/220 kV Celendin	750	67%	28%	70%	36%	32%	36%	38%	50%	42%	29%
LT 220 kV Nueva Carhuaquero - Carhuaquero	150	85%	109%	84%	87%	90%	87%	87%	113%	85%	90%
LT 220 kV Nueva Carhuaquero - Cajamarca Norte	300	39%	29%	68%	31%	32%	33%	33%	33%	67%	27%
LT 220 kV Cajamarca Norte - Celendin	2x220	95%	108%	97%	55%	37%	55%	60%	74%	63%	33%
LT 220 kV Celendin - Caclic	2x220	93%	150%	91%	45%	47%	45%	45%	185%	43%	41%
LT 220 kV Caclic - Belaunde Terry	2x220	84%	66%	84%	35%	35%	35%	35%	103%	35%	30%
LT 220 kV Caclic - Jaen Norte	2x320	20%	20%	20%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
LT 220 kV Cajamarca Norte - Pampa Honda	2x240	63%	39%	52%	46%	46%	46%	41%	18%	31%	43%
LT 220 kV Pampa Honda - La Ramada	2x240	72%	49%	62%	49%	49%	49%	44%	20%	34%	46%
LT 220 kV La Ramada - Kiman Ayllu	2x240	72%	49%	62%	49%	49%	49%	44%	20%	34%	46%
LT 220 kV Conococha - Huaylas	2x180	72%	60%	44%	40%	51%	36%	31%	29%	28%	37%
LT 220 kV Huaylas - Kiman Ayllu	2x180	63%	51%	42%	35%	44%	32%	27%	23%	20%	33%
TP 220/138 kV Carhuaquero	100	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%
TP 220/138 kV Kiman Ayllu	100	84%	45%	68%	69%	55%	67%	76%	33%	62%	71%
TP 220/138 kV Huaylas	120	35%	33%	23%	20%	27%	19%	21%	18%	25%	20%
TP 220/60 kV Jaen Norte	120	109%	109%	109%	111%	111%	111%	111%	111%	111%	111%
LT 138 kV Carhuaquero - Espina Colorada	130	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%
LT 138 kV Espina Colorada - Duna	72	174%	174%	174%	175%	175%	175%	175%	175%	175%	175%
LT 138 kV Duna - Cutervo	48	311%	311%	311%	312%	312%	312%	312%	312%	312%	313%
LT 138 kV Cutervo - Nueva Jaen	130	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%
LT 138 kV Huallanca - Kiman Ayllu	140	44%	40%	32%	32%	34%	31%	37%	30%	27%	33%
LT 138 kV Huallanca - Huaraz	48	89%	82%	57%	50%	67%	47%	54%	45%	62%	49%
LT 138 kV Huaylas - Huaraz	120	35%	33%	23%	20%	27%	19%	21%	18%	25%	20%
		Desarrollo de Generación en el Centro									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1	
LT 500 kV Celendin - Trujillo	1400	34%	32%	33%	20%	23%	20%	21%	27%	21%	
LT 500 kV Celendin - Miguel Grau	1400	34%	35%	34%	25%	26%	25%	25%	27%	25%	
TP 500/220 kV Celendin	750	72%	71%	72%	42%	42%	42%	44%	43%	43%	
LT 220 kV Nueva Carhuaquero - Carhuaquero	150	88%	89%	88%	90%	91%	90%	90%	91%	91%	
LT 220 kV Nueva Carhuaquero - Cajamarca Norte	300	21%	24%	20%	25%	28%	25%	23%	29%	25%	
LT 220 kV Cajamarca Norte - Celendin	2x220	103%	99%	101%	63%	63%	63%	69%	64%	66%	
LT 220 kV Celendin - Caclic	2x220	95%	96%	95%	47%	48%	47%	47%	48%	47%	
LT 220 kV Caclic - Belaunde Terry	2x220	84%	84%	84%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	
LT 220 kV Caclic - Jaen Norte	2x320	20%	20%	20%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	
LT 220 kV Cajamarca Norte - Pampa Honda	2x240	71%	88%	72%	54%	64%	54%	49%	67%	51%	
LT 220 kV Pampa Honda - La Ramada	2x240	80%	98%	82%	57%	66%	57%	52%	69%	53%	
LT 220 kV La Ramada - Kiman Ayllu	2x240	80%	98%	82%	57%	66%	57%	52%	69%	53%	
LT 220 kV Conococha - Huaylas	2x180	85%	113%	87%	56%	71%	55%	43%	72%	45%	
LT 220 kV Huaylas - Kiman Ayllu	2x180	75%	99%	77%	49%	61%	48%	38%	64%	40%	
TP 220/138 kV Carhuaquero	100	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	
TP 220/138 kV Kiman Ayllu	100	95%	59%	92%	77%	55%	77%	86%	50%	84%	
TP 220/138 kV Huaylas	120	42%	47%	42%	28%	31%	27%	23%	29%	23%	
TP 220/60 kV Jaen Norte	120	109%	109%	109%	111%	111%	111%	111%	111%	111%	
LT 138 kV Carhuaquero - Espina Colorada	130	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	
LT 138 kV Espina Colorada - Duna	72	174%	174%	174%	175%	175%	175%	175%	175%	175%	
LT 138 kV Duna - Cutervo	48	311%	311%	311%	312%	312%	312%	312%	312%	312%	
LT 138 kV Cutervo - Nueva Jaen	130	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	
LT 138 kV Huallanca - Kiman Ayllu	140	52%	38%	49%	38%	33%	38%	45%	30%	43%	
LT 138 kV Huallanca - Huaraz	48	106%	118%	105%	69%	78%	67%	58%	72%	57%	
LT 138 kV Huaylas - Huaraz	120	42%	47%	42%	28%	31%	27%	23%	29%	23%	

		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2
LT 500 kV Celendin - Trujillo	1400	27%	29%	43%	15%	22%	17%	16%	29%	48%
LT 500 kV Celendin - Miguel Grau	1400	27%	29%	79%	18%	23%	34%	18%	25%	87%
TP 500/220 kV Celendin	750	66%	55%	50%	36%	26%	39%	37%	79%	52%
LT 220 kV Nueva Carhuaquero - Carhuaquero	150	85%	127%	86%	87%	99%	86%	87%	131%	88%
LT 220 kV Nueva Carhuaquero - Cajamarca Norte	300	39%	34%	98%	32%	35%	53%	33%	38%	96%
LT 220 kV Cajamarca Norte - Celendin	2x220	95%	140%	165%	55%	49%	56%	59%	105%	130%
LT 220 kV Celendin - Caclic	2x220	93%	278%	90%	45%	75%	43%	45%	314%	42%
LT 220 kV Caclic - Belaunde Terry	2x220	84%	206%	84%	35%	35%	35%	35%	243%	35%
LT 220 kV Caclic - Jaen Norte	2x320	20%	20%	20%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
LT 220 kV Cajamarca Norte - Pampa Honda	2x240	63%	22%	39%	46%	33%	38%	41%	25%	59%
LT 220 kV Pampa Honda - La Ramada	2x240	73%	31%	42%	48%	36%	41%	44%	22%	57%
LT 220 kV La Ramada - Kiman Ayllu	2x240	73%	31%	42%	48%	36%	41%	44%	22%	57%
LT 220 kV Conococha - Huaylas	2x180	75%	42%	39%	40%	41%	18%	32%	49%	83%
LT 220 kV Huaylas - Kiman Ayllu	2x180	66%	36%	36%	35%	35%	16%	29%	40%	74%
TP 220/138 kV Carhuaquero	100	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%
TP 220/138 kV Kiman Ayllu	100	85%	45%	58%	70%	51%	57%	77%	35%	66%
TP 220/138 kV Huaylas	120	36%	26%	21%	20%	23%	17%	21%	26%	40%
TP 220/60 kV Jaen Norte	120	109%	109%	109%	111%	111%	111%	111%	111%	111%
LT 138 kV Carhuaquero - Espina Colorada	130	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%
LT 138 kV Espina Colorada - Duna	72	174%	174%	174%	175%	175%	175%	175%	175%	175%
LT 138 kV Duna - Cutervo	48	311%	311%	311%	312%	312%	312%	312%	312%	312%
LT 138 kV Cutervo - Nueva Jaen	130	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%
LT 138 kV Huallanca - Kiman Ayllu	140	44%	39%	45%	33%	33%	24%	38%	30%	51%
LT 138 kV Huallanca - Huaraz	48	90%	66%	52%	51%	57%	42%	53%	66%	100%
LT 138 kV Huaylas - Huaraz	120	36%	26%	21%	20%	23%	17%	21%	26%	40%

Área Nororiente

Cargabilidad de transmisión en el área Nororiente con contingencias

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 500 kV Tocache - Celendin	1400	75%	53%	54%	46%	53%	43%	48%	26%	32%	47%
LT 220 kV Belaunde Terry - Intermedia	150	71%	71%	71%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
LT 220 kV Intermedia - Iquitos	150	71%	71%	71%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
LT 220 kV Belaunde Terry - Tarapoto Norte	320	6%	6%	6%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	5%
LT 220 kV Belaunde Terry - Tarapoto Norte	320	13%	13%	13%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	11%
TP 220/138 kV Belaunde Terry	100	38%	38%	38%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	31%
TP 220/138 kV Tarapoto Norte	120	34%	34%	34%	51%	51%	51%	51%	51%	51%	29%
LT 138 kV Aucayacu - Tocache	45	17%	17%	17%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	12%
LT 138 kV Bellavista - Picota	45	14%	14%	14%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	12%
LT 138 kV Picota - Tarapoto Norte	45	27%	27%	27%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	23%
LT 138 kV Tarapoto Norte - Tarapoto	45	20%	20%	20%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	17%
LT 138 kV Belaunde Terry - Moyobamba	45	85%	85%	85%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	70%
LT 138 kV Tarapoto Norte - Tarapoto	45	44%	44%	44%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	37%
		Desarrollo de Generación en el Centro									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1	
LT 500 kV Tocache - Celendin	1400	92%	89%	90%	61%	62%	60%	65%	61%	62%	
LT 220 kV Belaunde Terry - Intermedia	150	71%	71%	71%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
LT 220 kV Intermedia - Iquitos	150	71%	71%	71%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
LT 220 kV Belaunde Terry - Tarapoto Norte	320	6%	6%	6%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	
LT 220 kV Belaunde Terry - Tarapoto Norte	320	13%	13%	13%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	
TP 220/138 kV Belaunde Terry	100	38%	38%	38%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	
TP 220/138 kV Tarapoto Norte	120	34%	34%	34%	51%	51%	51%	51%	51%	51%	
LT 138 kV Aucayacu - Tocache	45	17%	17%	17%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	
LT 138 kV Bellavista - Picota	45	14%	14%	14%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	
LT 138 kV Picota - Tarapoto Norte	45	27%	27%	27%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	
LT 138 kV Tarapoto Norte - Tarapoto	45	20%	20%	20%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	
LT 138 kV Belaunde Terry - Moyobamba	45	85%	85%	85%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	
LT 138 kV Tarapoto Norte - Tarapoto	45	44%	44%	44%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	
		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2	
LT 500 kV Tocache - Celendin	1400	76%	46%	44%	46%	49%	29%	48%	19%	71%	
LT 220 kV Belaunde Terry - Intermedia	150	71%	71%	71%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
LT 220 kV Intermedia - Iquitos	150	71%	71%	71%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
LT 220 kV Belaunde Terry - Tarapoto Norte	320	6%	45%	6%	9%	9%	9%	9%	43%	9%	
LT 220 kV Belaunde Terry - Tarapoto Norte	320	13%	90%	13%	19%	19%	19%	19%	87%	19%	
TP 220/138 kV Belaunde Terry	100	38%	38%	38%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	
TP 220/138 kV Tarapoto Norte	120	34%	34%	34%	51%	51%	51%	51%	51%	51%	
LT 138 kV Aucayacu - Tocache	45	17%	17%	17%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	
LT 138 kV Bellavista - Picota	45	14%	14%	14%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	
LT 138 kV Picota - Tarapoto Norte	45	27%	27%	27%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	
LT 138 kV Tarapoto Norte - Tarapoto	45	20%	20%	20%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	
LT 138 kV Belaunde Terry - Moyobamba	45	85%	85%	85%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	
LT 138 kV Tarapoto Norte - Tarapoto	45	44%	44%	44%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	

Área Centro Oriente

Cargabilidad de transmisión en el área Centro Oriente con contingencias

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 500 kV Yaros - Campas	1400	74%	37%	52%	38%	49%	48%	60%	24%	40%	45%
LT 500 kV Yaros - Tocache	1400	75%	53%	54%	46%	53%	43%	48%	26%	32%	47%
TP 500/220 kV Yaros	750	57%	72%	46%	45%	51%	41%	45%	53%	61%	41%
LT 220 kV Chaglla - Yaros	2x460	52%	69%	52%	56%	52%	52%	52%	69%	52%	52%
LT 220 kV Yaros - Paragsha	2x460	24%	23%	15%	17%	16%	14%	18%	27%	18%	16%
LT 220 kV Tingo Maria - Yaros	191	63%	154%	72%	88%	73%	63%	63%	152%	62%	64%
LT 220 kV Yaros - Vizcarra	191	53%	48%	53%	49%	37%	44%	83%	81%	84%	44%
LT 220 kV Yaros - Yungas	450	31%	25%	29%	27%	22%	24%	41%	38%	39%	25%
TP 220/138/22,9 kV Aguaytia	450	35%	53%	35%	36%	35%	35%	35%	52%	36%	35%
LT 220 kV Leoncio Prado - Chaglla	450	44%	66%	45%	44%	44%	44%	45%	65%	45%	44%
LT 220 kV Aguaytia - Tingo Maria	191	21%	36%	30%	36%	30%	23%	21%	36%	21%	30%
LT 220 kV Aguaytia - Leoncio Prado	250	32%	56%	45%	56%	46%	32%	33%	56%	33%	42%
LT 220 kV Aguaytia - Pucallpa	250	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	17%
TP 220/138 kV Yaros	100	45%	32%	46%	41%	44%	44%	54%	41%	58%	37%
TP 220/138 kV Tingo Maria	2x50	21%	61%	38%	36%	36%	29%	27%	63%	24%	28%
TP 220/1 kV Aguaytia	2x60	30%	30%	30%	30%	30%	30%	31%	31%	31%	29%
TP 220/138 kV Pucallpa	120	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	36%
LT 138 kV Paragsha - Huanuco	75	45%	61%	43%	54%	49%	43%	48%	66%	48%	42%
LT 138 kV Huanuco - Amarilis	2x100	29%	37%	32%	33%	33%	31%	33%	42%	35%	27%
LT 138 kV Piedra Blanca - Tingo Maria	45	71%	150%	92%	97%	92%	76%	75%	155%	77%	78%
LT 138 kV Amarilis - Piedra Blanca	45	86%	163%	97%	111%	103%	89%	89%	167%	91%	88%
LT 138 kV Amarilis - Yaros	2x150	17%	12%	17%	15%	17%	17%	20%	16%	22%	14%
LT 138 kV Tingo Maria - Aucayacu	45	25%	25%	25%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	18%
LT 138 kV Aguaytia - Campo Verde	80	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
LT 138 kV Campo Verde - Pucallpa	80	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
LT 138 kV Aguaytia - Pucallpa	80	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%

		Desarrollo de Generación en el Centro								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1
LT 500 kV Yaros - Campas	1400	88%	57%	93%	50%	40%	57%	72%	53%	75%
LT 500 kV Yaros - Tocache	1400	92%	89%	90%	61%	62%	60%	65%	61%	62%
TP 500/220 kV Yaros	750	63%	155%	63%	55%	107%	48%	54%	135%	53%
LT 220 kV Chaglla - Yaros	2x460	52%	102%	52%	60%	102%	52%	52%	101%	52%
LT 220 kV Yaros - Paragsha	2x460	27%	36%	29%	19%	30%	19%	22%	38%	25%
LT 220 kV Tingo Maria - Yaros	191	63%	238%	63%	96%	292%	71%	63%	237%	63%
LT 220 kV Yaros - Vizcarra	191	58%	72%	57%	49%	59%	49%	84%	89%	80%
LT 220 kV Yaros - Yungas	450	34%	41%	33%	28%	34%	29%	44%	49%	43%
TP 220/138/22,9 kV Aguaytia	450	35%	68%	35%	37%	83%	35%	35%	68%	35%
LT 220 kV Leoncio Prado - Chaglla	450	44%	102%	44%	44%	127%	44%	45%	102%	45%
LT 220 kV Aguaytia - Tingo Maria	191	21%	29%	21%	36%	38%	29%	21%	30%	21%
LT 220 kV Aguaytia - Leoncio Prado	250	32%	32%	32%	56%	56%	45%	33%	32%	33%
LT 220 kV Aguaytia - Pucallpa	250	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
TP 220/138 kV Yaros	100	43%	28%	43%	39%	35%	42%	51%	33%	52%
TP 220/138 kV Tingo Maria	2x50	20%	81%	20%	37%	104%	35%	23%	86%	23%
TP 220/1 kV Aguaytia	2x60	30%	30%	30%	30%	30%	30%	31%	31%	31%
TP 220/138 kV Pucallpa	120	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%
LT 138 kV Paragsha - Huanuco	75	45%	84%	44%	56%	81%	45%	47%	87%	44%
LT 138 kV Huanuco - Amarilis	2x100	29%	45%	30%	33%	45%	32%	33%	48%	33%
LT 138 kV Piedra Blanca - Tingo Maria	45	71%	217%	72%	104%	259%	89%	74%	220%	75%
LT 138 kV Amarilis - Piedra Blanca	45	85%	231%	86%	118%	273%	89%	89%	234%	89%
LT 138 kV Amarilis - Yaros	2x150	16%	11%	16%	15%	13%	16%	19%	12%	20%
LT 138 kV Tingo Maria - Aucayacu	45	25%	25%	25%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
LT 138 kV Aguaytia - Campo Verde	80	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
LT 138 kV Campo Verde - Pucallpa	80	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
LT 138 kV Aguaytia - Pucallpa	80	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%

		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2
LT 500 kV Yaros - Campas	1400	75%	35%	41%	39%	41%	22%	58%	22%	57%
LT 500 kV Yaros - Tocache	1400	76%	46%	44%	46%	49%	29%	48%	19%	71%
TP 500/220 kV Yaros	750	57%	35%	51%	47%	38%	37%	44%	33%	71%
LT 220 kV Chaglla - Yaros	2x460	52%	52%	57%	60%	52%	52%	52%	52%	59%
LT 220 kV Yaros - Paragsha	2x460	23%	23%	26%	19%	17%	19%	17%	27%	32%
LT 220 kV Tingo Maria - Yaros	191	73%	80%	89%	96%	73%	74%	71%	79%	94%
LT 220 kV Yaros - Vizcarra	191	58%	50%	51%	49%	48%	48%	90%	85%	86%
LT 220 kV Yaros - Yungas	450	34%	27%	25%	26%	26%	22%	44%	40%	41%
TP 220/138/22,9 kV Aguaytia	450	35%	35%	37%	37%	35%	35%	35%	36%	37%
LT 220 kV Leoncio Prado - Chaglla	450	44%	45%	45%	44%	44%	44%	45%	45%	45%
LT 220 kV Aguaytia - Tingo Maria	191	30%	36%	36%	36%	36%	36%	29%	36%	36%
LT 220 kV Aguaytia - Leoncio Prado	250	45%	56%	56%	56%	50%	55%	44%	56%	54%
LT 220 kV Aguaytia - Pucallpa	250	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
TP 220/138 kV Yaros	100	41%	46%	51%	40%	44%	46%	50%	55%	59%
TP 220/138 kV Tingo Maria	2x50	37%	34%	39%	37%	33%	37%	39%	38%	42%
TP 220/1 kV Aguaytia	2x60	30%	30%	30%	30%	30%	30%	31%	31%	31%
TP 220/138 kV Pucallpa	120	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%
LT 138 kV Paragsha - Huanuco	75	46%	59%	63%	56%	51%	52%	48%	67%	72%
LT 138 kV Huanuco - Amarilis	2x100	32%	33%	39%	33%	33%	33%	36%	38%	46%
LT 138 kV Piedra Blanca - Tingo Maria	45	89%	98%	101%	105%	92%	94%	93%	102%	112%
LT 138 kV Amarilis - Piedra Blanca	45	99%	112%	115%	120%	103%	105%	104%	116%	126%
LT 138 kV Amarilis - Yaros	2x150	15%	17%	19%	15%	16%	18%	19%	21%	22%
LT 138 kV Tingo Maria - Aucayacu	45	25%	25%	25%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
LT 138 kV Aguaytia - Campo Verde	80	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
LT 138 kV Campo Verde - Pucallpa	80	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
LT 138 kV Aguaytia - Pucallpa	80	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%

Área Centro Sierra

Cargabilidad de transmisión en el área Centro Sierra con contingencias

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 220 kV Conococha - Paramonga	191	54%	84%	48%	43%	69%	46%	51%	89%	51%	42%
LT 220 kV Oroya - Pachachaca	250	97%	68%	59%	55%	71%	60%	92%	66%	63%	66%
LT 220 kV Oroya - Carhuamayo	150	143%	93%	88%	79%	103%	87%	131%	94%	87%	98%
LT 220 kV Yuncan - Carhuamayo	2x260	94%	94%	94%	94%	94%	94%	93%	93%	93%	94%
LT 220 kV Paragsha - Carhuamayo	3x150	98%	56%	69%	54%	77%	68%	95%	50%	66%	71%
LT 220 kV Paragsha - Francoise	150	37%	37%	37%	37%	37%	37%	40%	40%	40%	34%
LT 220 kV Paragsha - Vizcarra	250	34%	26%	25%	25%	24%	24%	50%	40%	44%	25%
LT 220 kV Paragsha - Conococha	180	64%	64%	51%	44%	50%	40%	50%	39%	36%	43%
LT 220 kV Conococha - Vizcarra	191	96%	127%	76%	65%	106%	57%	71%	67%	70%	55%
LT 220 kV Vizcarra - Huallanca Nueva	152	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%
LT 220 kV Vizcarra - Antamina	191	39%	39%	39%	39%	39%	39%	103%	103%	103%	39%
LT 220 kV Vizcarra - Yungas	212	37%	49%	35%	36%	57%	39%	112%	124%	110%	45%
LT 220 kV Yungas - Antamina	212	69%	69%	69%	69%	69%	69%	183%	183%	183%	69%
TP 220/50 kV Oroya	100	37%	50%	44%	36%	40%	39%	45%	45%	40%	38%
TP 220/138 kV Carhuamayo	150	52%	53%	52%	52%	55%	52%	58%	61%	58%	47%
TP 220/138 kV Yuncan	120	89%	89%	89%	89%	89%	89%	87%	87%	87%	90%
TP 220/138 kV Paragsha	120	51%	46%	51%	51%	55%	53%	57%	52%	58%	47%
LT 138 kV Yuncan - Yaupi	176	60%	60%	60%	60%	60%	60%	59%	59%	59%	61%
LT 138 kV Carhuamayo - Caripa	137	89%	57%	75%	65%	74%	70%	84%	56%	75%	69%
LT 138 kV Caripa - Oroya	137	21%	36%	30%	23%	29%	28%	24%	39%	32%	29%
LT 138 kV Caripa - Condorcocha	117	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	22%
LT 138 kV Caripa - La Virgen	151	42%	29%	38%	22%	29%	31%	44%	24%	42%	23%
LT 138 kV Carhuamayo - Paragsha	137	30%	13%	22%	17%	23%	22%	27%	14%	18%	23%
		Desarrollo de Generación en el Centro									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1	
LT 220 kV Conococha - Paramonga	191	63%	83%	90%	47%	92%	58%	61%	82%	88%	
LT 220 kV Oroya - Pachachaca	250	101%	136%	99%	63%	96%	82%	103%	130%	102%	
LT 220 kV Oroya - Carhuamayo	150	151%	195%	156%	92%	133%	121%	146%	195%	146%	
LT 220 kV Yuncan - Carhuamayo	2x260	94%	181%	94%	94%	119%	94%	93%	180%	93%	
LT 220 kV Paragsha - Carhuamayo	3x150	111%	71%	110%	66%	53%	82%	105%	68%	111%	
LT 220 kV Paragsha - Francoise	150	37%	37%	37%	37%	37%	37%	40%	40%	40%	
LT 220 kV Paragsha - Vizcarra	250	39%	32%	36%	26%	31%	26%	53%	46%	50%	
LT 220 kV Paragsha - Conococha	180	74%	102%	69%	50%	78%	50%	61%	74%	53%	
LT 220 kV Conococha - Vizcarra	191	111%	203%	104%	76%	158%	70%	75%	137%	86%	
LT 220 kV Vizcarra - Huallanca Nueva	152	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	
LT 220 kV Vizcarra - Antamina	191	39%	39%	39%	39%	39%	39%	103%	103%	103%	
LT 220 kV Vizcarra - Yungas	212	38%	44%	37%	40%	43%	43%	115%	119%	113%	
LT 220 kV Yungas - Antamina	212	69%	69%	69%	69%	69%	69%	183%	183%	183%	
TP 220/50 kV Oroya	100	41%	72%	41%	33%	56%	36%	52%	65%	47%	
TP 220/138 kV Carhuamayo	150	51%	68%	52%	52%	58%	52%	59%	72%	58%	
TP 220/138 kV Yuncan	120	89%	89%	89%	89%	89%	89%	87%	87%	87%	
TP 220/138 kV Paragsha	120	51%	48%	52%	52%	46%	52%	57%	53%	57%	
LT 138 kV Yuncan - Yaupi	176	60%	60%	60%	60%	60%	60%	59%	59%	59%	
LT 138 kV Carhuamayo - Caripa	137	92%	62%	99%	69%	53%	81%	91%	66%	93%	
LT 138 kV Caripa - Oroya	137	21%	53%	28%	25%	43%	26%	24%	53%	27%	
LT 138 kV Caripa - Condorcocha	117	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	
LT 138 kV Caripa - La Virgen	151	44%	49%	53%	25%	37%	34%	49%	43%	53%	
LT 138 kV Carhuamayo - Paragsha	137	34%	20%	37%	21%	18%	25%	30%	23%	34%	

		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2
LT 220 kV Conococha - Paramonga	191	48%	52%	74%	43%	55%	48%	48%	58%	74%
LT 220 kV Oroya - Pachachaca	250	83%	47%	56%	54%	57%	36%	83%	44%	60%
LT 220 kV Oroya - Carhuamayo	150	123%	63%	85%	77%	81%	51%	116%	57%	96%
LT 220 kV Yuncan - Carhuamayo	2x260	94%	94%	94%	94%	94%	94%	93%	93%	93%
LT 220 kV Paragsha - Carhuamayo	3x150	100%	55%	31%	61%	60%	39%	94%	53%	36%
LT 220 kV Paragsha - Francoise	150	37%	37%	37%	37%	37%	37%	40%	40%	40%
LT 220 kV Paragsha - Vizcarra	250	34%	26%	20%	25%	25%	20%	50%	45%	38%
LT 220 kV Paragsha - Conococha	180	66%	46%	29%	44%	46%	31%	50%	35%	31%
LT 220 kV Conococha - Vizcarra	191	102%	61%	43%	68%	61%	42%	66%	81%	117%
LT 220 kV Vizcarra - Huallanca Nueva	152	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%
LT 220 kV Vizcarra - Antamina	191	39%	39%	39%	39%	39%	39%	103%	103%	103%
LT 220 kV Vizcarra - Yungas	212	35%	34%	35%	37%	39%	37%	111%	112%	111%
LT 220 kV Yungas - Antamina	212	69%	69%	69%	69%	69%	69%	183%	183%	183%
TP 220/50 kV Oroya	100	36%	38%	48%	31%	39%	39%	45%	39%	42%
TP 220/138 kV Carhuamayo	150	51%	53%	56%	53%	54%	54%	58%	60%	64%
TP 220/138 kV Yuncan	120	89%	89%	89%	89%	89%	89%	87%	87%	87%
TP 220/138 kV Paragsha	120	50%	52%	54%	51%	53%	53%	55%	57%	60%
LT 138 kV Yuncan - Yaupi	176	60%	60%	60%	60%	60%	60%	59%	59%	59%
LT 138 kV Carhuamayo - Caripa	137	83%	58%	58%	64%	65%	57%	83%	59%	61%
LT 138 kV Caripa - Oroya	137	22%	29%	34%	23%	30%	27%	24%	30%	36%
LT 138 kV Caripa - Condorcoca	117	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
LT 138 kV Caripa - La Virgen	151	40%	20%	25%	21%	23%	22%	44%	22%	32%
LT 138 kV Carhuamayo - Paragsha	137	30%	15%	12%	17%	16%	12%	28%	12%	17%

Área Sierra Costa

Cargabilidad de transmisión en el área Sierra Costa con contingencias

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 500 kV Colcabamba - Poroma	1400	41%	50%	51%	41%	41%	37%	42%	51%	53%	43%
LT 500 kV Colcabamba - Campas	1400	64%	39%	74%	39%	45%	49%	69%	41%	78%	39%
LT 500 kV Campas - Carapongo	1400	41%	63%	64%	41%	54%	49%	45%	69%	67%	42%
TP 500/220 kV Colcabamba	750	87%	92%	81%	91%	102%	88%	92%	97%	83%	93%
TP 500/220 kV Campas	750	28%	47%	27%	27%	28%	25%	26%	45%	26%	26%
LT 220 kV Mantaro - Huancavelica	2x152	86%	93%	83%	87%	82%	84%	92%	99%	85%	89%
LT 220 kV Huancavelica - Independencia	152	49%	88%	69%	69%	95%	70%	59%	98%	76%	77%
LT 220 kV Huancavelica - Chiribamba	152	49%	95%	68%	71%	108%	75%	60%	108%	76%	80%
LT 220 kV Chiribamba - Independencia	152	49%	97%	69%	72%	110%	76%	59%	110%	76%	81%
LT 220 kV Huancavelica - Ayacucho Oeste	250	49%	40%	62%	33%	36%	35%	21%	44%	34%	30%
LT 220 kV Ayacucho Oeste - Mollepata	250	10%	10%	9%	10%	11%	10%	12%	13%	12%	8%
LT 220 kV Mantaro - Huayucachi	152	103%	86%	119%	85%	97%	97%	121%	104%	135%	76%
LT 220 kV Huayucachi - Orcotuna	152	79%	70%	94%	70%	75%	73%	92%	82%	105%	71%
LT 220 kV Orcotuna - Huanza	152	75%	73%	94%	66%	80%	75%	85%	84%	104%	66%
LT 220 kV Huanza - Carabayllo	250	69%	82%	91%	75%	86%	82%	74%	88%	98%	71%
LT 220 kV Mantaro - Pomacocha	2x152	100%	91%	121%	79%	105%	100%	117%	106%	137%	78%
LT 220 kV Mantaro - Pachachaca	2x152	101%	79%	118%	76%	100%	96%	118%	94%	134%	70%
LT 220 kV Pomacocha - San Juan	2x152	54%	128%	103%	61%	117%	94%	48%	151%	128%	82%
LT 220 kV Pachachaca - Pomacocha	250	50%	118%	98%	70%	101%	90%	63%	131%	112%	83%
LT 220 kV Muyrurina - Ayacucho Oeste	2x152	74%	117%	104%	86%	105%	89%	91%	135%	123%	78%
LT 220 kV Yanango - Chimay	156	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
LT 220 kV Yanango - Pachachaca	194	99%	205%	99%	99%	99%	99%	99%	205%	105%	99%
LT 220 kV Yanango - Campas	600	32%	56%	32%	31%	31%	29%	30%	54%	30%	31%
LT 220 kV Pomacocha - Carhuamayo	180	109%	91%	65%	59%	79%	66%	99%	92%	66%	74%
LT 220 kV Muyrurina - Ayacucho Oeste	250	44%	29%	47%	21%	49%	20%	37%	59%	40%	17%
LT 138 kV Campas - La Virgen	150	42%	29%	39%	22%	29%	31%	44%	24%	42%	23%
TP 220/138 kV Campas	150	42%	29%	39%	22%	29%	31%	44%	24%	42%	23%

		Desarrollo de Generación en el Centro								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1
LT 500 kV Colcabamba - Poroma	1400	36%	59%	64%	39%	57%	34%	37%	60%	60%
LT 500 kV Colcabamba - Campas	1400	63%	32%	87%	40%	35%	46%	65%	33%	85%
LT 500 kV Campas - Carapongo	1400	39%	86%	66%	39%	65%	47%	41%	85%	67%
TP 500/220 kV Colcabamba	750	86%	84%	77%	90%	89%	87%	90%	87%	81%
TP 500/220 kV Campas	750	28%	71%	29%	28%	50%	27%	26%	69%	27%
LT 220 kV Mantaro - Huancavelica	2x152	67%	103%	74%	85%	100%	81%	73%	109%	81%
LT 220 kV Huancavelica - Independencia	152	28%	70%	47%	67%	84%	67%	38%	80%	57%
LT 220 kV Huancavelica - Chiribamba	152	28%	70%	47%	71%	87%	74%	39%	84%	58%
LT 220 kV Chiribamba - Independencia	152	28%	71%	47%	72%	88%	75%	38%	85%	58%
LT 220 kV Huancavelica - Ayacucho Oeste	250	60%	62%	63%	37%	35%	36%	30%	33%	34%
LT 220 kV Ayacucho Oeste - Mollepata	250	10%	9%	9%	10%	10%	10%	13%	12%	12%
LT 220 kV Mantaro - Huayucachi	152	110%	80%	113%	94%	86%	91%	125%	99%	127%
LT 220 kV Huayucachi - Orcotuna	152	80%	70%	89%	70%	70%	70%	88%	70%	97%
LT 220 kV Orcotuna - Huanza	152	71%	66%	85%	66%	66%	67%	76%	72%	90%
LT 220 kV Huanza - Carabayllo	250	74%	75%	90%	74%	75%	78%	79%	81%	94%
LT 220 kV Mantaro - Pomacocha	2x152	94%	66%	120%	77%	72%	94%	110%	81%	131%
LT 220 kV Mantaro - Pachachaca	2x152	96%	55%	121%	76%	59%	89%	112%	69%	131%
LT 220 kV Pomacocha - San Juan	2x152	68%	143%	87%	62%	118%	84%	54%	166%	105%
LT 220 kV Pachachaca - Pomacocha	250	44%	145%	87%	68%	113%	87%	55%	147%	99%
LT 220 kV Pachachaca - Callahuanca REP	2x152	73%	139%	94%	85%	118%	84%	82%	151%	108%
LT 220 kV Yanango - Chimay	156	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
LT 220 kV Yanango - Pachachaca	194	99%	306%	99%	99%	205%	99%	99%	306%	99%
LT 220 kV Yanango - Campas	600	33%	82%	34%	32%	59%	30%	31%	81%	32%
LT 220 kV Pomacocha - Carhuamayo	180	115%	168%	115%	69%	116%	92%	113%	162%	110%
LT 220 kV Muyrurina - Ayacucho Oeste	250	49%	49%	47%	23%	22%	21%	20%	22%	21%
LT 138 kV Campas - La Virgen	150	45%	50%	53%	25%	37%	34%	49%	43%	53%
TP 220/138 kV Campas	150	45%	50%	53%	25%	37%	34%	49%	43%	53%

		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2
LT 500 kV Colcabamba - Poroma	1400	46%	48%	59%	46%	42%	48%	44%	49%	60%
LT 500 kV Colcabamba - Campas	1400	68%	40%	51%	39%	44%	39%	70%	42%	53%
LT 500 kV Campas - Carapongo	1400	42%	48%	76%	38%	50%	44%	45%	54%	89%
TP 500/220 kV Colcabamba	750	89%	94%	86%	94%	102%	92%	93%	98%	90%
TP 500/220 kV Campas	750	28%	27%	27%	28%	26%	28%	26%	25%	28%
LT 220 kV Mantaro - Huancavelica	2x152	88%	91%	96%	89%	83%	92%	95%	98%	103%
LT 220 kV Huancavelica - Independencia	152	51%	83%	74%	69%	95%	75%	61%	93%	85%
LT 220 kV Huancavelica - Chiribamba	152	51%	87%	77%	69%	107%	76%	63%	100%	90%
LT 220 kV Chiribamba - Independencia	152	51%	88%	78%	70%	109%	76%	63%	101%	91%
LT 220 kV Huancavelica - Ayacucho Oeste	250	47%	32%	65%	32%	35%	36%	29%	40%	37%
LT 220 kV Ayacucho Oeste - Mollepata	250	10%	10%	9%	10%	11%	10%	13%	13%	12%
LT 220 kV Mantaro - Huayucachi	152	111%	86%	105%	87%	93%	90%	126%	104%	122%
LT 220 kV Huayucachi - Orcotuna	152	87%	70%	83%	70%	71%	70%	96%	75%	93%
LT 220 kV Orcotuna - Huanza	152	82%	66%	86%	66%	76%	71%	89%	74%	94%
LT 220 kV Huanza - Carabayllo	250	69%	75%	84%	72%	83%	76%	75%	82%	88%
LT 220 kV Mantaro - Pomacocha	2x152	107%	82%	105%	76%	101%	85%	119%	97%	118%
LT 220 kV Mantaro - Pachachaca	2x152	109%	77%	101%	75%	96%	80%	120%	91%	113%
LT 220 kV Pomacocha - San Juan	2x152	51%	86%	131%	40%	110%	81%	50%	106%	149%
LT 220 kV Pachachaca - Pomacocha	250	50%	85%	108%	56%	98%	82%	63%	96%	119%
LT 220 kV Pachachaca - Callahuanca REP	2x152	75%	92%	119%	85%	97%	91%	94%	110%	131%
LT 220 kV Yanango - Chimay	156	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
LT 220 kV Yanango - Pachachaca	194	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	107%
LT 220 kV Yanango - Campas	600	32%	30%	31%	32%	31%	31%	31%	28%	29%
LT 220 kV Pomacocha - Carhuamayo	180	92%	64%	82%	58%	62%	58%	88%	64%	85%
LT 220 kV Muyurina - Ayacucho Oeste	250	41%	26%	51%	21%	48%	21%	46%	55%	55%
LT 138 kV Campas - La Virgen	150	40%	20%	25%	22%	23%	22%	44%	22%	32%
TP 220/138 kV Campas	150	40%	20%	25%	22%	23%	22%	44%	22%	32%

Área Lima Norte

Cargabilidad de transmisión en el área Lima Norte con contingencias

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 500 kV Carabayllo - Chimbote	1000	117%	80%	75%	70%	79%	67%	80%	38%	43%	72%
TP 500/220 kV Carabayllo	2x600	70%	62%	79%	64%	63%	70%	77%	76%	88%	54%
LT 220 kV Paramonga - Chimbote	180	68%	45%	42%	37%	44%	36%	37%	24%	29%	41%
LT 220 kV Paramonga - Huarmey	180	70%	47%	43%	39%	46%	37%	39%	22%	27%	42%
LT 220 kV Huarmey - Chimbote	180	67%	43%	41%	36%	42%	35%	36%	25%	31%	40%
LT 220 kV Huacho - Medio Mundo	2x180	93%	56%	63%	55%	65%	55%	69%	35%	34%	64%
LT 220 kV Medio Mundo - Paramonga	2x180	88%	51%	58%	49%	60%	50%	63%	43%	38%	59%
LT 220 kV Puerto Chancay - Huacho	180	84%	62%	52%	46%	56%	46%	61%	71%	54%	52%
LT 220 kV Zapallal - Puerto Chancay	180	94%	57%	62%	56%	66%	56%	71%	61%	43%	62%
LT 220 kV Lomera - Huacho	180	77%	85%	69%	66%	77%	69%	51%	104%	87%	65%
LT 220 kV Zapallal - Lomera	180	101%	64%	67%	65%	72%	63%	80%	62%	45%	67%
LT 220 kV Carabayllo - Zapallal	2x476	80%	83%	102%	87%	85%	95%	95%	97%	118%	73%
LT 220 kV Carabayllo - Mirador	2x391	52%	58%	58%	57%	58%	58%	63%	70%	69%	49%
LT 220 kV Mirador - Malvinas	2x391	42%	47%	47%	47%	48%	47%	51%	57%	56%	41%
LT 220 kV Malvinas - Barsi	586	14%	16%	14%	16%	13%	13%	14%	16%	18%	13%
LT 220 kV Zapallal - Ventanilla	2x270	41%	90%	89%	85%	89%	87%	61%	110%	109%	74%
LT 220 kV Ventanilla - Chillón	2x229	112%	111%	111%	111%	111%	111%	131%	131%	128%	96%
LT 220 kV Ventanilla - Chavarria	4x189	52%	58%	51%	55%	57%	52%	56%	60%	45%	54%
LT 220 kV Chavarria - Barsi	2x328	95%	98%	93%	97%	91%	91%	104%	105%	98%	85%
LT 220 kV Chavarria - Santa Rosa	2x400	29%	42%	47%	43%	43%	45%	32%	47%	51%	39%
		Desarrollo de Generación en el Centro									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1	
LT 500 kV Carabayllo - Chimbote	1000	143%	127%	139%	92%	90%	91%	104%	86%	101%	
TP 500/220 kV Carabayllo	2x600	75%	61%	82%	58%	63%	61%	83%	68%	87%	
LT 220 kV Paramonga - Chimbote	180	86%	91%	98%	62%	48%	62%	52%	58%	65%	
LT 220 kV Paramonga - Huarmey	180	87%	93%	99%	64%	50%	63%	54%	60%	67%	
LT 220 kV Huarmey - Chimbote	180	84%	90%	96%	61%	47%	61%	51%	56%	63%	
LT 220 kV Huacho - Medio Mundo	2x180	113%	83%	94%	66%	60%	69%	88%	60%	67%	
LT 220 kV Medio Mundo - Paramonga	2x180	107%	77%	87%	60%	55%	64%	82%	54%	58%	
LT 220 kV Puerto Chancay - Huacho	180	105%	133%	75%	64%	65%	66%	80%	142%	65%	
LT 220 kV Zapallal - Puerto Chancay	180	116%	123%	86%	55%	61%	59%	91%	131%	63%	
LT 220 kV Lomera - Huacho	180	98%	133%	93%	68%	88%	70%	71%	148%	62%	
LT 220 kV Zapallal - Lomera	180	122%	137%	77%	67%	67%	68%	100%	144%	66%	
LT 220 kV Carabayllo - Zapallal	2x476	86%	65%	94%	72%	81%	77%	102%	80%	109%	
LT 220 kV Carabayllo - Mirador	2x391	52%	59%	58%	55%	57%	58%	63%	71%	69%	
LT 220 kV Mirador - Malvinas	2x391	42%	48%	47%	45%	47%	47%	51%	58%	56%	
LT 220 kV Malvinas - Barsi	586	14%	15%	14%	15%	16%	14%	14%	19%	19%	
LT 220 kV Zapallal - Ventanilla	2x270	60%	100%	90%	87%	88%	90%	75%	120%	111%	
LT 220 kV Ventanilla - Chillón	2x229	112%	109%	108%	110%	111%	110%	132%	129%	130%	
LT 220 kV Ventanilla - Chavarria	4x189	50%	59%	41%	55%	55%	58%	55%	63%	53%	
LT 220 kV Chavarria - Barsi	2x328	96%	93%	89%	97%	97%	91%	106%	101%	101%	
LT 220 kV Chavarria - Santa Rosa	2x400	39%	41%	51%	41%	42%	42%	42%	42%	51%	

		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2
LT 500 kV Carabayllo - Chimbote	1000	117%	72%	70%	70%	77%	38%	79%	32%	111%
TP 500/220 kV Carabayllo	2x600	71%	64%	74%	60%	63%	67%	78%	76%	86%
LT 220 kV Paramonga - Chimbote	180	67%	41%	55%	38%	41%	18%	36%	26%	88%
LT 220 kV Paramonga - Huarmey	180	69%	43%	53%	39%	43%	19%	38%	24%	86%
LT 220 kV Huarmey - Chimbote	180	66%	39%	56%	37%	40%	18%	35%	27%	90%
LT 220 kV Huacho - Medio Mundo	2x180	92%	55%	69%	56%	56%	29%	71%	30%	99%
LT 220 kV Medio Mundo - Paramonga	2x180	87%	50%	77%	51%	50%	28%	65%	36%	107%
LT 220 kV Puerto Chancay - Huacho	180	81%	53%	85%	46%	53%	55%	63%	64%	110%
LT 220 kV Zapallal - Puerto Chancay	180	91%	56%	74%	56%	56%	45%	74%	54%	99%
LT 220 kV Lomera - Huacho	180	75%	76%	102%	64%	75%	85%	53%	95%	132%
LT 220 kV Zapallal - Lomera	180	98%	65%	60%	63%	63%	44%	82%	52%	81%
LT 220 kV Carabayllo - Zapallal	2x476	81%	85%	96%	77%	86%	87%	95%	100%	111%
LT 220 kV Carabayllo - Mirador	2x391	52%	58%	60%	54%	58%	58%	63%	70%	71%
LT 220 kV Mirador - Malvinas	2x391	42%	47%	49%	45%	48%	47%	51%	56%	58%
LT 220 kV Malvinas - Barsi	586	15%	16%	18%	14%	16%	15%	15%	16%	21%
LT 220 kV Zapallal - Ventanilla	2x270	41%	88%	99%	81%	89%	89%	61%	108%	118%
LT 220 kV Ventanilla - Chillón	2x229	112%	111%	110%	111%	111%	111%	131%	131%	130%
LT 220 kV Ventanilla - Chavarria	4x189	52%	55%	57%	53%	53%	57%	57%	59%	62%
LT 220 kV Chavarria - Barsi	2x328	97%	96%	92%	97%	98%	92%	107%	104%	101%
LT 220 kV Chavarria - Santa Rosa	2x400	36%	42%	42%	42%	43%	41%	39%	47%	47%

Área Lima Sur

Cargabilidad de transmisión en el área Lima Sur con contingencias

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 500 kV Carapongo - Carabayllo	1400	64%	53%	65%	52%	53%	55%	65%	54%	66%	44%
LT 500 kV Chilca - Carapongo	1400	88%	68%	83%	68%	73%	79%	88%	69%	85%	66%
LT 500 kV La Planicie - Carabayllo	1700	34%	34%	41%	35%	34%	38%	41%	42%	48%	29%
LT 500 kV Chilca - La Planicie	1700	80%	63%	79%	63%	67%	74%	81%	65%	82%	59%
LT 500 kV Chilca - Carabayllo	1700	65%	51%	63%	49%	53%	58%	65%	51%	64%	47%
TP 500/220 kV Carapongo	750	83%	79%	99%	75%	78%	85%	97%	91%	114%	63%
TP 500/220 kV La Planicie	2x600	67%	63%	76%	64%	63%	70%	77%	74%	88%	56%
TP 500/220 kV Chilca	2x600	62%	59%	62%	60%	60%	59%	59%	56%	59%	61%
TP 500/220 kV Chilca	750	62%	59%	62%	60%	60%	59%	59%	56%	59%	61%
LT 220 kV Santa Rosa - Industriales	2x229	138%	131%	183%	138%	135%	165%	163%	150%	211%	119%
LT 220 kV La Planicie - Industriales	3x400	56%	52%	65%	53%	52%	60%	64%	61%	74%	47%
LT 220 kV La Planicie - Manchay	2x329	43%	43%	43%	43%	43%	43%	52%	51%	52%	36%
LT 220 kV Manchay - Pachacutec	2x407	16%	16%	16%	16%	16%	16%	19%	19%	19%	13%
LT 220 kV Industriales - San Luis	2x328	7%	7%	7%	7%	7%	7%	8%	8%	8%	6%
LT 220 kV Industriales - Los Sauces	2x328	4%	4%	4%	4%	4%	4%	5%	5%	5%	3%
LT 220 kV San Juan - Balnearios	2x449	57%	55%	54%	57%	55%	55%	68%	65%	65%	48%
LT 220 kV San Juan - Balnearios	594	39%	38%	37%	39%	38%	38%	46%	45%	44%	33%
LT 220 kV San Juan - Chilca REP	3x351	74%	67%	69%	68%	67%	69%	80%	75%	79%	62%
LT 220 kV San Juan - Alto Praderas	351	60%	52%	56%	53%	52%	56%	64%	58%	63%	52%
LT 220 kV Alto Praderas - Chilca REP	351	106%	101%	102%	103%	101%	102%	118%	113%	118%	91%
LT 220 kV Chilca REP - Asia	152	100%	76%	89%	91%	70%	75%	97%	73%	71%	77%
LT 220 kV Chilca REP - Desierto	152	81%	58%	72%	74%	53%	57%	73%	50%	82%	63%
LT 220 kV Chilca REP - Independencia	150	65%	42%	77%	58%	40%	40%	56%	46%	97%	48%
LT 220 kV Callahuanca REP - Callahuanca	381	59%	94%	83%	69%	84%	71%	72%	108%	98%	62%
LT 220 kV Callahuanca - Carapongo	2x340	52%	72%	68%	60%	67%	60%	56%	78%	74%	55%
LT 220 kV Carapongo - Cajamarquilla	3x340	50%	58%	58%	58%	58%	57%	56%	64%	64%	52%
LT 220 kV Cajamarquilla - Chavarria	2x340	62%	75%	73%	73%	74%	73%	71%	84%	81%	64%
LT 220 kV Huinco - Carapongo	2x340	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%
LT 220 kV Carapongo - Santa Rosa	2x340	62%	70%	68%	68%	69%	68%	70%	78%	75%	60%
LT 220 kV Carapongo - San Miguel	2x328	17%	18%	17%	17%	17%	17%	20%	21%	21%	14%
		Desarrollo de Generación en el Centro									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1	
LT 500 kV Carapongo - Carabayllo	1400	67%	69%	76%	53%	54%	55%	71%	61%	75%	
LT 500 kV Chilca - Carapongo	1400	98%	76%	103%	72%	68%	76%	98%	76%	101%	
LT 500 kV La Planicie - Carabayllo	1700	42%	32%	40%	32%	33%	34%	42%	39%	45%	
LT 500 kV Chilca - La Planicie	1700	89%	69%	93%	65%	61%	69%	89%	72%	93%	
LT 500 kV Chilca - Carabayllo	1700	71%	56%	76%	53%	51%	55%	72%	56%	75%	
TP 500/220 kV Carapongo	750	81%	78%	98%	67%	78%	76%	95%	91%	109%	
TP 500/220 kV La Planicie	2x600	69%	62%	77%	60%	63%	63%	79%	73%	85%	
TP 500/220 kV Chilca	2x600	62%	61%	62%	60%	60%	59%	58%	57%	58%	
TP 500/220 kV Chilca	750	62%	61%	62%	60%	60%	59%	58%	57%	58%	
LT 220 kV Santa Rosa - Industriales	2x229	138%	128%	182%	117%	128%	134%	167%	149%	202%	
LT 220 kV La Planicie - Industriales	3x400	58%	52%	66%	49%	53%	52%	65%	60%	72%	
LT 220 kV La Planicie - Manchay	2x329	44%	43%	43%	43%	43%	43%	52%	51%	52%	
LT 220 kV Manchay - Pachacutec	2x407	16%	16%	16%	16%	16%	16%	19%	19%	19%	
LT 220 kV Industriales - San Luis	2x328	7%	7%	7%	7%	7%	7%	8%	8%	8%	
LT 220 kV Industriales - Los Sauces	2x328	4%	4%	4%	4%	4%	4%	5%	5%	5%	
LT 220 kV San Juan - Balnearios	2x449	57%	55%	56%	57%	56%	56%	68%	64%	66%	
LT 220 kV San Juan - Balnearios	594	39%	38%	38%	39%	39%	38%	47%	44%	45%	
LT 220 kV San Juan - Chilca REP	3x351	77%	69%	77%	69%	67%	70%	83%	75%	83%	
LT 220 kV San Juan - Alto Praderas	351	63%	55%	64%	57%	50%	57%	67%	59%	67%	
LT 220 kV Alto Praderas - Chilca REP	351	109%	101%	109%	103%	99%	102%	122%	113%	120%	
LT 220 kV Chilca REP - Asia	152	65%	74%	47%	89%	78%	69%	65%	71%	47%	
LT 220 kV Chilca REP - Desierto	152	47%	55%	74%	72%	60%	50%	41%	47%	79%	
LT 220 kV Chilca REP - Independencia	150	38%	39%	88%	55%	45%	36%	48%	45%	94%	
LT 220 kV Callahuanca REP - Callahuanca	381	58%	111%	75%	68%	94%	67%	65%	120%	86%	
LT 220 kV Callahuanca - Carapongo	2x340	52%	83%	63%	60%	72%	59%	54%	87%	67%	
LT 220 kV Carapongo - Cajamarquilla	3x340	52%	58%	57%	57%	59%	57%	56%	64%	63%	
LT 220 kV Cajamarquilla - Chavarria	2x340	63%	74%	72%	72%	75%	72%	72%	83%	82%	

LT 220 kV Huinco - Carapongo	2x340	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%
LT 220 kV Carapongo - Santa Rosa	2x340	63%	72%	68%	68%	71%	67%	71%	80%	77%
LT 220 kV Carapongo - San Miguel	2x328	17%	17%	17%	17%	17%	17%	20%	21%	21%
Desarrollo de Generación en el Norte y Sur										
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2
LT 500 kV Carapongo - Carabayllo	1400	64%	49%	52%	50%	50%	49%	65%	49%	52%
LT 500 kV Chilca - Carapongo	1400	88%	68%	65%	68%	68%	69%	88%	68%	65%
LT 500 kV La Planicie - Carabayllo	1700	34%	35%	41%	33%	34%	37%	41%	42%	48%
LT 500 kV Chilca - La Planicie	1700	80%	63%	64%	63%	63%	65%	82%	65%	66%
LT 500 kV Chilca - Carabayllo	1700	65%	49%	49%	50%	50%	50%	65%	50%	49%
TP 500/220 kV Carapongo	750	83%	75%	95%	72%	75%	83%	98%	90%	110%
TP 500/220 kV La Planicie	2x600	67%	64%	73%	61%	63%	67%	78%	75%	85%
TP 500/220 kV Chilca	2x600	62%	58%	61%	60%	59%	60%	59%	54%	58%
TP 500/220 kV Chilca	750	62%	58%	61%	60%	59%	60%	59%	54%	58%
LT 220 kV Santa Rosa - Industriales	2x229	138%	137%	174%	120%	134%	154%	164%	160%	198%
LT 220 kV La Planicie - Industriales	3x400	56%	53%	62%	50%	53%	57%	65%	62%	72%
LT 220 kV La Planicie - Manchay	2x329	43%	43%	43%	43%	43%	43%	51%	51%	51%
LT 220 kV Manchay - Pachacutec	2x407	16%	16%	16%	16%	16%	16%	19%	19%	19%
LT 220 kV Industriales - San Luis	2x328	7%	7%	7%	7%	7%	7%	8%	8%	8%
LT 220 kV Industriales - Los Sauces	2x328	4%	4%	4%	4%	4%	4%	5%	5%	5%
LT 220 kV San Juan - Balnearios	2x449	57%	56%	54%	57%	55%	56%	68%	67%	65%
LT 220 kV San Juan - Balnearios	594	39%	39%	37%	39%	38%	39%	46%	46%	44%
LT 220 kV San Juan - Chilca REP	3x351	72%	68%	66%	69%	68%	67%	78%	76%	74%
LT 220 kV San Juan - Alto Praderas	351	58%	53%	53%	55%	53%	53%	62%	60%	57%
LT 220 kV Alto Praderas - Chilca REP	351	105%	101%	99%	102%	101%	100%	118%	114%	111%
LT 220 kV Chilca REP - Asia	152	101%	90%	102%	95%	72%	93%	101%	86%	101%
LT 220 kV Chilca REP - Desierto	152	82%	73%	86%	78%	52%	76%	76%	63%	79%
LT 220 kV Chilca REP - Independencia	150	67%	56%	71%	63%	39%	60%	60%	47%	78%
LT 220 kV Callahuanca REP - Callahuanca	381	60%	73%	95%	68%	77%	73%	75%	87%	105%
LT 220 kV Callahuanca - Carapongo	2x340	52%	62%	70%	60%	64%	60%	57%	68%	74%
LT 220 kV Carapongo - Cajamarquilla	3x340	50%	58%	57%	57%	58%	57%	56%	63%	63%
LT 220 kV Cajamarquilla - Chavarria	2x340	62%	73%	69%	68%	73%	72%	72%	83%	79%
LT 220 kV Huinco - Carapongo	2x340	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%
LT 220 kV Carapongo - Santa Rosa	2x340	62%	68%	65%	66%	68%	67%	70%	76%	72%
LT 220 kV Carapongo - San Miguel	2x328	17%	17%	17%	17%	17%	17%	20%	21%	21%

Área Sur Medio

Cargabilidad de transmisión en el área Sur Medio con contingencias

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 500 kV Chilca - Bicentenario	841	122%	77%	182%	86%	61%	84%	138%	67%	228%	82%
LT 500 kV Bicentenario - Poroma	841	148%	76%	231%	95%	85%	116%	171%	97%	230%	87%
LT 500 kV Colectora - Poroma	1400	17%	7%	39%	17%	0%	24%	17%	7%	39%	0%
LT 500 kV Poroma - Ocoña	841	141%	110%	178%	119%	68%	129%	126%	64%	135%	107%
LT 500 kV Poroma - Yarabamba	1400	90%	72%	116%	76%	45%	84%	83%	42%	88%	69%
TP 500/220 kV Bicentenario	750	39%	38%	70%	20%	36%	42%	46%	48%	86%	24%
TP 500/220 kV Colectora	750	31%	13%	74%	31%	0%	45%	31%	13%	74%	0%
TP 500/220 kV Poroma	450	28%	36%	92%	28%	28%	64%	22%	17%	67%	29%
TP 500/220 kV Poroma	750	24%	31%	81%	24%	24%	56%	19%	14%	59%	25%
LT 220 kV Asia - Cantera	152	68%	45%	75%	60%	40%	44%	59%	43%	95%	50%
LT 220 kV Cantera - Independencia	152	52%	53%	90%	46%	57%	56%	44%	67%	114%	38%
LT 220 kV Desierto - Chinchá	152	60%	42%	83%	53%	46%	46%	52%	51%	103%	41%
LT 220 kV Chinchá - Independencia	152	58%	82%	122%	49%	86%	86%	77%	98%	148%	57%
LT 220 kV Independencia - El Angel	403	5%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	7%	7%	5%
LT 220 kV Independencia - Ica	2x180	84%	84%	84%	84%	84%	84%	78%	78%	78%	89%
LT 220 kV Ica - Mayorazgo	180	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%
LT 220 kV Mayorazgo - Derivacion	180	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%
LT 220 kV Derivacion - Nazca	180	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%
LT 220 kV Nazca - Poroma	180	52%	52%	100%	52%	52%	52%	49%	49%	98%	53%
LT 220 kV Marcona - Poroma	180	40%	23%	38%	40%	40%	23%	53%	36%	25%	38%
LT 220 kV Ica - Mayorazgo	250	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%
LT 220 kV Mayorazgo - Derivacion	250	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%
LT 220 kV Derivacion - Poroma	250	25%	25%	28%	25%	25%	25%	25%	25%	28%	25%
LT 220 kV Marcona - Poroma	2x250	28%	16%	27%	28%	28%	16%	38%	26%	17%	27%
		Desarrollo de Generación en el Centro									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1	
LT 500 kV Chilca - Bicentenario	841	150%	78%	208%	74%	93%	72%	161%	91%	210%	
LT 500 kV Bicentenario - Poroma	841	116%	95%	239%	80%	95%	103%	108%	77%	244%	
LT 500 kV Colectora - Poroma	1400	24%	23%	143%	17%	7%	46%	24%	23%	132%	
LT 500 kV Poroma - Ocoña	841	160%	176%	189%	126%	122%	133%	115%	130%	143%	
LT 500 kV Poroma - Yarabamba	1400	105%	115%	123%	81%	79%	87%	75%	85%	93%	
TP 500/220 kV Bicentenario	750	30%	46%	47%	22%	29%	39%	21%	55%	52%	
TP 500/220 kV Colectora	750	45%	43%	267%	31%	13%	87%	45%	43%	247%	
TP 500/220 kV Poroma	450	51%	84%	146%	51%	39%	84%	26%	58%	120%	
TP 500/220 kV Poroma	750	45%	73%	127%	45%	34%	73%	22%	51%	105%	
LT 220 kV Asia - Cantera	152	34%	43%	86%	58%	48%	38%	42%	43%	91%	
LT 220 kV Cantera - Independencia	152	55%	51%	103%	44%	33%	51%	69%	66%	112%	
LT 220 kV Desierto - Chinchá	152	45%	41%	94%	51%	38%	42%	54%	50%	99%	
LT 220 kV Chinchá - Independencia	152	79%	81%	131%	42%	61%	82%	97%	98%	144%	
LT 220 kV Independencia - El Angel	403	6%	6%	6%	6%	6%	6%	7%	7%	7%	
LT 220 kV Independencia - Ica	2x180	84%	84%	84%	84%	84%	84%	78%	78%	78%	
LT 220 kV Ica - Mayorazgo	180	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	
LT 220 kV Mayorazgo - Derivacion	180	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	
LT 220 kV Derivacion - Nazca	180	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	
LT 220 kV Nazca - Poroma	180	52%	52%	101%	52%	52%	52%	49%	50%	98%	
LT 220 kV Marcona - Poroma	180	40%	38%	83%	40%	40%	38%	53%	24%	70%	
LT 220 kV Ica - Mayorazgo	250	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	
LT 220 kV Mayorazgo - Derivacion	250	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	
LT 220 kV Derivacion - Poroma	250	25%	25%	28%	25%	25%	25%	25%	25%	28%	
LT 220 kV Marcona - Poroma	2x250	28%	27%	59%	28%	28%	27%	38%	17%	49%	

		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2
LT 500 kV Chilca - Bicentenario	841	135%	94%	156%	114%	58%	106%	140%	86%	141%
LT 500 kV Bicentenario - Poroma	841	159%	106%	181%	129%	69%	124%	177%	90%	183%
LT 500 kV Colectora - Poroma	1400	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
LT 500 kV Poroma - Ocoña	841	134%	99%	172%	113%	62%	119%	177%	49%	170%
LT 500 kV Poroma - Yarabamba	1400	83%	63%	112%	73%	41%	77%	111%	32%	110%
TP 500/220 kV Bicentenario	750	38%	25%	59%	24%	33%	30%	46%	35%	67%
TP 500/220 kV Colectora	750	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
TP 500/220 kV Poroma	450	13%	13%	13%	13%	13%	13%	38%	38%	38%
TP 500/220 kV Poroma	750	11%	11%	11%	11%	11%	11%	33%	33%	33%
LT 220 kV Asia - Cantera	152	70%	59%	72%	64%	41%	62%	63%	48%	77%
LT 220 kV Cantera - Independencia	152	53%	45%	83%	50%	51%	48%	44%	41%	95%
LT 220 kV Desierto - Chincha	152	61%	52%	76%	57%	40%	55%	55%	42%	84%
LT 220 kV Chincha - Independencia	152	64%	59%	115%	37%	80%	67%	80%	74%	130%
LT 220 kV Independencia - El Angel	403	5%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	7%	7%
LT 220 kV Independencia - Ica	2x180	84%	84%	84%	84%	84%	84%	78%	78%	78%
LT 220 kV Ica - Mayorazgo	180	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%
LT 220 kV Mayorazgo - Derivacion	180	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%	109%
LT 220 kV Derivacion - Nazca	180	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
LT 220 kV Nazca - Poroma	180	24%	24%	24%	24%	24%	24%	27%	27%	27%
LT 220 kV Marcona - Poroma	180	40%	40%	40%	40%	40%	40%	54%	54%	54%
LT 220 kV Ica - Mayorazgo	250	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%
LT 220 kV Mayorazgo - Derivacion	250	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%
LT 220 kV Derivacion - Poroma	250	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
LT 220 kV Marcona - Poroma	2x250	29%	29%	29%	29%	29%	29%	38%	38%	38%

Área Sur Oeste

Cargabilidad de transmisión en el área Sur Oeste con contingencias

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 500 kV Ocoña - San Jose	841	141%	110%	178%	119%	68%	129%	126%	64%	135%	107%
LT 500 kV San Jose - Montalvo	841	65%	76%	82%	55%	57%	61%	68%	55%	63%	47%
LT 500 kV Yarabamba - Montalvo	1400	57%	43%	47%	32%	32%	35%	61%	31%	37%	28%
LT 500 kV San Jose - Yarabamba	1400	67%	33%	45%	34%	22%	36%	73%	24%	43%	31%
TP 500/220 kV San Jose	2x600	38%	28%	48%	30%	20%	31%	34%	32%	37%	28%
TP 500/220 kV Montalvo	2x750	61%	45%	49%	39%	35%	37%	50%	34%	38%	29%
TP 500/220 kV Yarabamba	750	94%	66%	85%	48%	37%	52%	71%	34%	56%	41%
LT 220 kV Palca - Pascana	2x250	8%	11%	9%	11%	10%	9%	8%	11%	9%	8%
LT 220 kV Cerro Verde - Socabaya	2x288	24%	24%	24%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	21%
LT 220 kV Socabaya - Yarabamba	2x601	95%	59%	82%	54%	40%	58%	72%	36%	64%	44%
LT 220 kV San Jose - SanLuis	2x600	27%	27%	27%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	25%
LT 220 kV San Jose - Reparticion	2x250	32%	25%	21%	17%	18%	19%	26%	18%	14%	11%
LT 220 kV Socabaya - Moquegua	2x150	80%	43%	97%	31%	54%	32%	68%	54%	81%	30%
LT 220 kV Moquegua - Montalvo	980	80%	59%	64%	51%	43%	47%	64%	42%	49%	38%
LT 220 kV Montalvo - Los Heroes	150	55%	56%	54%	48%	48%	48%	48%	48%	47%	32%
LT 220 kV Moquegua - Montalvo	701	54%	39%	42%	34%	29%	31%	44%	28%	32%	25%
LT 220 kV Montalvo - Los Heroes	250	17%	17%	17%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	10%
TP 220/138 kV Socabaya	2x150	66%	64%	67%	65%	47%	56%	56%	51%	57%	49%
TP 220/138 kV Moquegua	2x300	58%	58%	58%	53%	53%	53%	53%	53%	53%	44%
TP 220/66 kV Los Heroes	60	65%	65%	65%	55%	55%	55%	55%	55%	54%	47%
TP 220/138 kV Ilo3	2x200	24%	25%	25%	27%	26%	27%	27%	27%	27%	23%
TP 220/138 kV Pascana	120	33%	45%	38%	46%	42%	37%	34%	45%	36%	35%
TP 220/138 kV Reparticion	120	133%	104%	86%	69%	74%	78%	109%	76%	58%	44%
LT 138 kV Santuario - Callalli	110	64%	48%	74%	46%	36%	44%	53%	40%	61%	32%
LT 138 kV Socabaya - Santuario	2x135	35%	34%	40%	33%	20%	25%	29%	27%	33%	19%
LT 138 kV Socabaya - Intermedia Norte	135	15%	14%	27%	15%	17%	16%	12%	17%	21%	13%
LT 138 kV Intermedia Norte - Santuario	135	34%	41%	32%	40%	30%	28%	29%	36%	27%	27%
LT 138 kV Pascana - Intermedia Norte	2x120	17%	23%	19%	23%	21%	19%	17%	23%	18%	18%
LT 138 kV Socabaya - Cerro Verde	2x57	100%	71%	208%	40%	40%	50%	81%	46%	174%	35%
LT 138 kV Cerro Verde - Reparticion	133	96%	72%	189%	44%	44%	53%	80%	49%	159%	21%
LT 138 kV Reparticion - Mollendo	2x120	19%	19%	19%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	16%

		Desarrollo de Generación en el Centro								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1
LT 500 kV Ocoña - San Jose	841	160%	176%	189%	126%	122%	133%	115%	130%	143%
LT 500 kV San Jose - Montalvo	841	74%	80%	85%	56%	58%	62%	74%	60%	66%
LT 500 kV Yarabamba - Montalvo	1400	43%	46%	49%	35%	34%	36%	42%	35%	38%
LT 500 kV San Jose - Yarabamba	1400	42%	44%	46%	35%	35%	37%	43%	36%	38%
TP 500/220 kV San Jose	2x600	37%	35%	36%	31%	30%	31%	33%	31%	31%
TP 500/220 kV Montalvo	2x750	60%	48%	52%	40%	35%	37%	51%	37%	40%
TP 500/220 kV Yarabamba	750	95%	84%	99%	51%	47%	54%	65%	53%	67%
LT 220 kV Palca - Pascana	2x250	8%	9%	8%	11%	11%	9%	9%	9%	8%
LT 220 kV Cerro Verde - Socabaya	2x288	24%	24%	24%	22%	22%	22%	22%	22%	22%
LT 220 kV Socabaya - Yarabamba	2x601	94%	81%	93%	58%	51%	62%	75%	60%	71%
LT 220 kV San Jose - SanLuis	2x600	27%	27%	27%	26%	26%	26%	26%	26%	26%
LT 220 kV San Jose - Reparticion	2x250	25%	21%	23%	12%	12%	14%	18%	14%	15%
LT 220 kV Socabaya - Moquegua	2x150	59%	28%	34%	31%	33%	30%	52%	31%	28%
LT 220 kV Moquegua - Montalvo	980	80%	63%	68%	53%	45%	48%	66%	47%	52%
LT 220 kV Montalvo - Los Heroes	150	56%	55%	55%	48%	48%	48%	48%	48%	47%
LT 220 kV Moquegua - Montalvo	701	53%	41%	47%	35%	30%	32%	44%	31%	36%
LT 220 kV Montalvo - Los Heroes	250	18%	17%	17%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
TP 220/138 kV Socabaya	2x150	68%	67%	68%	67%	69%	57%	57%	57%	57%
TP 220/138 kV Moquegua	2x300	59%	58%	58%	54%	54%	53%	54%	53%	53%
TP 220/66 kV Los Heroes	60	67%	65%	65%	55%	55%	55%	56%	55%	54%
TP 220/138 kV Ilo3	2x200	25%	25%	24%	27%	27%	27%	27%	27%	26%
TP 220/138 kV Pascana	120	34%	38%	36%	46%	46%	37%	36%	37%	34%
TP 220/138 kV Reparticion	120	104%	85%	94%	50%	49%	58%	76%	56%	63%
LT 138 kV Santuario - Callalli	110	65%	48%	56%	50%	42%	41%	55%	38%	45%
LT 138 kV Socabaya - Santuario	2x135	32%	27%	31%	31%	31%	23%	25%	21%	25%
LT 138 kV Socabaya - Intermedia Norte	135	10%	10%	10%	16%	17%	12%	12%	12%	10%

LT 138 kV Intermedia Norte - Santuario	135	34%	32%	34%	40%	40%	29%	29%	29%	30%
LT 138 kV Pascana - Intermedia Norte	2x120	17%	19%	18%	23%	24%	19%	18%	19%	17%
LT 138 kV Socabaya - Cerro Verde	2x57	53%	36%	47%	29%	34%	31%	37%	33%	28%
LT 138 kV Cerro Verde - Reparticion	133	56%	41%	51%	23%	23%	24%	42%	22%	31%
LT 138 kV Reparticion - Mollendo	2x120	19%	19%	19%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
Desarrollo de Generación en el Norte y Sur										
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2
LT 500 kV Ocoña - San Jose	841	134%	99%	172%	113%	62%	119%	177%	49%	170%
LT 500 kV San Jose - Montalvo	841	91%	71%	82%	54%	55%	57%	110%	50%	102%
LT 500 kV Yarabamba - Montalvo	1400	69%	40%	61%	31%	31%	33%	71%	28%	61%
LT 500 kV San Jose - Yarabamba	1400	78%	31%	71%	34%	20%	35%	85%	23%	72%
TP 500/220 kV San Jose	2x600	37%	28%	73%	30%	20%	44%	35%	32%	67%
TP 500/220 kV Montalvo	2x750	60%	43%	58%	40%	34%	35%	48%	32%	69%
TP 500/220 kV Yarabamba	750	88%	53%	80%	48%	32%	45%	64%	24%	44%
LT 220 kV Palca - Pascana	2x250	7%	12%	9%	11%	11%	9%	7%	12%	9%
LT 220 kV Cerro Verde - Socabaya	2x288	24%	24%	24%	22%	22%	22%	22%	22%	22%
LT 220 kV Socabaya - Yarabamba	2x601	86%	44%	76%	53%	35%	49%	64%	24%	49%
LT 220 kV San Jose - SanLuis	2x600	27%	27%	27%	26%	26%	26%	26%	26%	26%
LT 220 kV San Jose - Reparticion	2x250	25%	24%	20%	17%	16%	24%	20%	17%	11%
LT 220 kV Socabaya - Moquegua	2x150	103%	46%	139%	32%	55%	32%	92%	51%	127%
LT 220 kV Moquegua - Montalvo	980	83%	55%	62%	51%	41%	44%	67%	38%	45%
LT 220 kV Montalvo - Los Heroes	150	55%	55%	54%	48%	48%	48%	48%	48%	47%
LT 220 kV Moquegua - Montalvo	701	57%	37%	41%	34%	28%	29%	47%	27%	30%
LT 220 kV Montalvo - Los Heroes	250	17%	17%	17%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
TP 220/138 kV Socabaya	2x150	65%	63%	65%	62%	50%	55%	54%	55%	53%
TP 220/138 kV Moquegua	2x300	58%	58%	58%	53%	53%	53%	53%	53%	53%
TP 220/66 kV Los Heroes	60	65%	65%	65%	55%	55%	55%	55%	55%	54%
TP 220/138 kV Ilo3	2x200	25%	25%	24%	27%	26%	27%	27%	27%	27%
TP 220/138 kV Pascana	120	29%	50%	38%	46%	47%	37%	29%	52%	37%
TP 220/138 kV Reparticion	120	105%	98%	81%	70%	66%	99%	82%	70%	47%
LT 138 kV Santuario - Callalli	110	73%	47%	72%	44%	39%	42%	61%	38%	59%
LT 138 kV Socabaya - Santuario	2x135	43%	34%	40%	30%	28%	25%	36%	29%	34%
LT 138 kV Socabaya - Intermedia Norte	135	25%	14%	29%	14%	18%	17%	23%	18%	25%
LT 138 kV Intermedia Norte - Santuario	135	35%	43%	31%	39%	38%	28%	29%	40%	26%
LT 138 kV Pascana - Intermedia Norte	2x120	15%	26%	19%	23%	24%	19%	15%	26%	19%
LT 138 kV Socabaya - Cerro Verde	2x57	185%	62%	222%	41%	32%	71%	164%	40%	193%
LT 138 kV Cerro Verde - Reparticion	133	169%	64%	201%	45%	37%	70%	151%	44%	175%
LT 138 kV Reparticion - Mollendo	2x120	19%	19%	19%	17%	17%	17%	17%	17%	17%

Área Sur Este

Cargabilidad de transmisión en el área Sur Este con contingencias

NOMBRE		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0	
LT 220 kV Mantaro - Muyurina	253	97%	78%	105%	69%	43%	69%	64%	44%	71%	62%
LT 220 kV Muyurina - Cotaruse	253	119%	90%	128%	77%	42%	79%	70%	44%	78%	70%
LT 220 kV Cotaruse - Palca	253	50%	54%	56%	38%	73%	34%	40%	73%	38%	36%
LT 220 kV Palca - Socabaya	253	54%	46%	56%	28%	65%	26%	44%	65%	38%	30%
LT 220 kV Tintaya Nueva - Socabaya	2x200	64%	40%	70%	36%	51%	40%	52%	51%	55%	29%
LT 220 kV Suriray - Kayra	300	43%	126%	47%	51%	131%	51%	48%	131%	50%	51%
LT 220 kV Kayra - Onocora	300	26%	108%	23%	34%	116%	32%	33%	115%	30%	36%
LT 220 kV Onocora - Tintaya Nueva	2x300	13%	54%	12%	17%	58%	16%	17%	58%	15%	18%
LT 220 kV Suriray - Abancay Nueva	250	67%	113%	69%	70%	114%	69%	67%	114%	69%	69%
LT 220 kV Abancay Nueva - Cotaruse	250	36%	191%	43%	25%	185%	28%	32%	185%	38%	26%
LT 220 kV Suriray - Cotaruse	250	39%	142%	39%	37%	141%	37%	38%	141%	39%	37%
TP 220/138 kV Tintaya Nueva	125	58%	64%	55%	50%	69%	49%	51%	69%	47%	53%
TP 220/138 kV Kayra	120	75%	131%	80%	79%	130%	79%	71%	129%	78%	75%
TP 220/138 kV Suriray	225	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%
TP 220/138 kV Abancay Nueva	120	96%	206%	108%	111%	208%	111%	97%	208%	109%	107%
LT 138 kV Tintaya - Ayaviri	90	151%	96%	144%	138%	79%	133%	137%	82%	129%	134%
LT 138 kV Tintaya - Tintaya Nueva	125	80%	86%	77%	71%	90%	71%	72%	91%	69%	73%
LT 138 kV Tintaya - Combapata	110	30%	96%	31%	22%	111%	21%	20%	110%	19%	27%
LT 138 kV Combapata - Quencoro	110	19%	105%	21%	30%	118%	28%	24%	118%	25%	33%
LT 138 kV Quencoro - Dolorespata	72	49%	92%	49%	35%	105%	34%	40%	105%	39%	28%
LT 138 kV Dolorespata - Cachimayo	71	36%	132%	48%	57%	140%	56%	42%	139%	54%	57%
LT 138 kV Quencoro - ParqueInd	60	49%	49%	49%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	35%
LT 138 kV Quencoro - Kayra	150	60%	105%	64%	63%	104%	63%	57%	103%	62%	60%
LT 138 kV Cachimayo - Quencoro	110	13%	65%	16%	23%	71%	23%	16%	71%	22%	24%
LT 138 kV Machupicchu - Suriray	250	66%	66%	66%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%
LT 138 kV Cachimayo - Abancay Nueva	120	54%	163%	67%	75%	170%	75%	63%	170%	73%	74%
LT 138 kV Abancay Nueva - Abancay	120	30%	30%	30%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	25%
LT 138 kV Abancay Nueva - Andahuaylas	2x120	6%	6%	6%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
LT 138 kV Callalli - Tintaya	110	44%	59%	36%	46%	62%	40%	45%	63%	37%	40%
NOMBRE		Desarrollo de Generación en el Centro									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1		
LT 220 kV Mantaro - Muyurina	253	98%	106%	97%	69%	71%	69%	64%	72%	64%	
LT 220 kV Muyurina - Cotaruse	253	121%	129%	120%	79%	80%	78%	70%	78%	71%	
LT 220 kV Cotaruse - Palca	253	36%	22%	35%	38%	39%	32%	33%	34%	26%	
LT 220 kV Palca - Socabaya	253	41%	17%	41%	28%	30%	26%	27%	28%	22%	
LT 220 kV Tintaya Nueva - Socabaya	2x200	62%	48%	57%	39%	32%	36%	50%	34%	42%	
LT 220 kV Suriray - Kayra	300	44%	48%	45%	51%	52%	50%	48%	51%	47%	
LT 220 kV Kayra - Onocora	300	25%	25%	21%	34%	35%	32%	33%	33%	29%	
LT 220 kV Onocora - Tintaya Nueva	2x300	13%	13%	11%	17%	17%	16%	16%	16%	14%	
LT 220 kV Suriray - Abancay Nueva	250	68%	69%	68%	69%	70%	69%	68%	69%	68%	
LT 220 kV Abancay Nueva - Cotaruse	250	33%	31%	35%	25%	25%	26%	28%	25%	29%	
LT 220 kV Suriray - Cotaruse	250	38%	38%	39%	37%	37%	37%	37%	37%	38%	
TP 220/138 kV Tintaya Nueva	125	56%	57%	52%	49%	51%	48%	50%	51%	45%	
TP 220/138 kV Kayra	120	76%	80%	78%	77%	80%	78%	75%	79%	76%	
TP 220/138 kV Suriray	225	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	
TP 220/138 kV Abancay Nueva	120	101%	108%	103%	108%	113%	109%	103%	110%	105%	
LT 138 kV Tintaya - Ayaviri	90	148%	150%	138%	140%	140%	132%	134%	136%	125%	
LT 138 kV Tintaya - Tintaya Nueva	125	78%	79%	73%	70%	72%	70%	71%	72%	66%	
LT 138 kV Tintaya - Combapata	110	27%	25%	26%	23%	23%	20%	19%	21%	17%	
LT 138 kV Combapata - Quencoro	110	14%	15%	13%	30%	30%	27%	25%	28%	23%	
LT 138 kV Quencoro - Dolorespata	72	47%	43%	44%	35%	33%	34%	37%	34%	35%	
LT 138 kV Dolorespata - Cachimayo	71	40%	50%	44%	54%	58%	55%	46%	57%	51%	
LT 138 kV Quencoro - ParqueInd	60	49%	49%	49%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	
LT 138 kV Quencoro - Kayra	150	61%	64%	62%	62%	64%	63%	60%	63%	61%	
LT 138 kV Cachimayo - Quencoro	110	12%	17%	14%	21%	24%	22%	17%	22%	20%	
LT 138 kV Machupicchu - Suriray	250	66%	66%	66%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	
LT 138 kV Cachimayo - Abancay Nueva	120	59%	68%	62%	73%	77%	73%	66%	74%	69%	
LT 138 kV Abancay Nueva - Abancay	120	30%	30%	30%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	
LT 138 kV Abancay Nueva - Andahuaylas	2x120	6%	6%	6%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	

LT 138 kV Callalli - Tintaya	110	40%	41%	36%	47%	47%	40%	41%	42%	37%
Desarrollo de Generación en el Norte y Sur										
Dem Opt N-S										
Dem Base										
Dem Opt C-C										
.6T .6H .6R .6T .6H .6R .6T .6H .6R										
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2
LT 220 kV Mantaro - Muyurina	253	94%	67%	115%	70%	43%	73%	63%	33%	80%
LT 220 kV Muyurina - Cotaruse	253	114%	75%	140%	78%	41%	83%	67%	41%	89%
LT 220 kV Cotaruse - Palca	253	67%	58%	66%	40%	74%	38%	55%	76%	51%
LT 220 kV Palca - Socabaya	253	67%	47%	66%	30%	66%	30%	55%	65%	51%
LT 220 kV Tintaya Nueva - Socabaya	2x200	69%	41%	68%	39%	51%	39%	57%	52%	52%
LT 220 kV Suriray - Kayra	300	42%	127%	50%	51%	131%	53%	47%	132%	61%
LT 220 kV Kayra - Onocora	300	25%	109%	26%	35%	116%	35%	33%	116%	39%
LT 220 kV Onocora - Tintaya Nueva	2x300	12%	54%	13%	18%	58%	17%	17%	58%	20%
LT 220 kV Suriray - Abancay Nueva	250	66%	140%	71%	69%	114%	70%	67%	141%	75%
LT 220 kV Abancay Nueva - Cotaruse	250	40%	189%	47%	24%	184%	27%	35%	183%	42%
LT 220 kV Suriray - Cotaruse	250	39%	142%	40%	36%	141%	37%	38%	141%	40%
TP 220/138 kV Tintaya Nueva	125	57%	63%	58%	50%	70%	52%	50%	68%	51%
TP 220/138 kV Kayra	120	74%	132%	82%	78%	130%	80%	72%	130%	83%
TP 220/138 kV Suriray	225	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%
TP 220/138 kV Abancay Nueva	120	93%	207%	112%	108%	209%	114%	95%	209%	114%
LT 138 kV Tintaya - Ayaviri	90	149%	101%	153%	143%	82%	138%	138%	87%	140%
LT 138 kV Tintaya - Tintaya Nueva	125	79%	85%	80%	72%	91%	73%	71%	89%	73%
LT 138 kV Tintaya - Combapata	110	32%	98%	37%	22%	111%	23%	20%	113%	22%
LT 138 kV Combapata - Quencoro	110	23%	107%	26%	30%	118%	30%	24%	120%	30%
LT 138 kV Quencoro - Dolorespata	72	52%	94%	54%	34%	105%	34%	43%	106%	45%
LT 138 kV Dolorespata - Cachimayo	71	35%	133%	52%	54%	140%	59%	42%	141%	61%
LT 138 kV Quencoro - ParqueInd	60	49%	49%	49%	41%	41%	41%	41%	41%	41%
LT 138 kV Quencoro - Kayra	150	59%	105%	66%	62%	104%	64%	57%	104%	66%
LT 138 kV Cachimayo - Quencoro	110	14%	66%	18%	22%	71%	24%	16%	71%	25%
LT 138 kV Machupicchu - Suriray	250	66%	66%	66%	67%	67%	67%	67%	67%	67%
LT 138 kV Cachimayo - Abancay Nueva	120	53%	164%	71%	72%	171%	78%	62%	171%	78%
LT 138 kV Abancay Nueva - Abancay	120	30%	30%	30%	27%	27%	27%	27%	27%	27%
LT 138 kV Abancay Nueva - Andahuaylas	2x120	6%	6%	6%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
LT 138 kV Callalli - Tintaya	110	39%	66%	40%	49%	63%	42%	43%	70%	42%

Área Sur Sierra

Cargabilidad de transmisión en el área Sur Sierra con contingencias

		Desarrollo de Generación Según Lista Priorizada									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Pes
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	(*)
NOMBRE	MVA	1AS0	1BS0	1CS0	2AS0	2BS0	2CS0	3AS0	3BS0	3CS0	4AS0
LT 220 kV Moquegua - Chilota	150	92%	88%	97%	98%	96%	94%	100%	96%	89%	107%
LT 220 kV Chilota - Puno	150	101%	98%	93%	108%	105%	104%	109%	106%	99%	107%
LT 220 kV Purimi - San Roman	450	39%	38%	38%	39%	38%	38%	39%	38%	37%	38%
LT 220 kV San Roman - Puno	450	33%	32%	31%	34%	33%	33%	34%	33%	32%	33%
LT 220 kV Tintaya Nueva - Purimi	450	54%	40%	51%	52%	38%	50%	52%	38%	49%	51%
LT 220 kV San Gaban - Purimi	258	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%
TP 220/138 kV Puno	120	54%	50%	71%	48%	61%	46%	49%	62%	56%	48%
TP 220/138 kV San Roman	150	32%	51%	36%	39%	53%	38%	34%	53%	38%	36%
TP 220/138 kV Purimi	150	76%	56%	79%	69%	46%	67%	62%	48%	75%	62%
LT 138 kV Puno - Puno Sur	133	5%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	3%
LT 138 kV Juliaca - San Roman	80	47%	49%	59%	49%	56%	46%	50%	57%	50%	48%
LT 138 kV San Roman - Puno	80	86%	104%	76%	94%	114%	90%	96%	114%	84%	90%
LT 138 kV Azangaro - Purimi	100	113%	83%	119%	103%	68%	100%	93%	73%	112%	93%
LT 138 kV Azangaro - Maravilla	90	112%	133%	117%	123%	132%	119%	115%	133%	115%	114%
LT 138 kV Maravilla - Juliaca	90	67%	77%	67%	72%	77%	69%	69%	77%	66%	66%
LT 138 kV Maravilla - Yocara	120	26%	29%	23%	27%	30%	26%	28%	31%	25%	26%
LT 138 kV Yocara - San Roman	120	26%	29%	23%	27%	30%	26%	28%	31%	25%	26%
LT 138 kV San Rafael - Ananea	2x120	11%	11%	13%	11%	13%	12%	15%	14%	16%	10%
LT 138 kV Azangaro - San Rafael	2x120	41%	36%	40%	55%	51%	54%	55%	51%	54%	54%
LT 138 kV San Rafael - San Gaban	120	53%	53%	53%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%
LT 138 kV San Rafael - Angel	120	48%	48%	48%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%
LT 138 kV Angel - San Gaban	120	48%	48%	48%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%
LT 138 kV San Gaban - Mazuco	112	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%
LT 138 kV Mazuco - Puerto Maldonado	112	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
LT 138 kV Ayaviri - Azangaro	90	157%	103%	152%	143%	86%	138%	143%	88%	134%	139%
		Desarrollo de Generación en el Centro									
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	
NOMBRE	MVA	1AS1	1BS1	1CS1	2AS1	2BS1	2CS1	3AS1	3BS1	3CS1	
LT 220 kV Moquegua - Chilota	150	88%	90%	75%	98%	101%	93%	95%	98%	84%	
LT 220 kV Chilota - Puno	150	97%	100%	85%	108%	111%	102%	105%	107%	94%	
LT 220 kV Purimi - San Roman	450	38%	38%	35%	39%	39%	38%	38%	39%	36%	
LT 220 kV San Roman - Puno	450	32%	32%	29%	34%	35%	32%	33%	34%	30%	
LT 220 kV Tintaya Nueva - Purimi	450	53%	53%	49%	52%	53%	50%	51%	52%	47%	
LT 220 kV San Gaban - Purimi	258	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	
TP 220/138 kV Puno	120	50%	37%	35%	48%	50%	45%	46%	48%	39%	
TP 220/138 kV San Roman	150	36%	37%	34%	39%	39%	38%	38%	38%	36%	
TP 220/138 kV Purimi	150	76%	81%	69%	69%	70%	64%	63%	66%	55%	
LT 138 kV Puno - Puno Sur	133	5%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	
LT 138 kV Juliaca - San Roman	80	45%	41%	39%	48%	50%	45%	47%	49%	39%	
LT 138 kV San Roman - Puno	80	81%	84%	69%	93%	96%	88%	91%	94%	80%	
LT 138 kV Azangaro - Purimi	100	114%	121%	104%	103%	105%	95%	94%	99%	83%	
LT 138 kV Azangaro - Maravilla	90	119%	120%	103%	121%	125%	115%	119%	120%	104%	
LT 138 kV Maravilla - Juliaca	90	68%	69%	58%	70%	72%	67%	69%	70%	60%	
LT 138 kV Maravilla - Yocara	120	25%	25%	21%	27%	28%	26%	26%	27%	23%	
LT 138 kV Yocara - San Roman	120	25%	25%	21%	27%	28%	26%	26%	27%	23%	
LT 138 kV San Rafael - Ananea	2x120	10%	8%	10%	10%	10%	11%	13%	10%	12%	
LT 138 kV Azangaro - San Rafael	2x120	40%	41%	39%	55%	55%	54%	54%	55%	53%	
LT 138 kV San Rafael - San Gaban	120	53%	53%	53%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	
LT 138 kV San Rafael - Angel	120	48%	48%	48%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	
LT 138 kV Angel - San Gaban	120	48%	48%	48%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	
LT 138 kV San Gaban - Mazuco	112	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	
LT 138 kV Mazuco - Puerto Maldonado	112	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	
LT 138 kV Ayaviri - Azangaro	90	154%	155%	144%	145%	145%	137%	139%	141%	130%	

		Desarrollo de Generación en el Norte y Sur								
		Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R	.6T	.6H	.6R
NOMBRE	MVA	1AS2	1BS2	1CS2	2AS2	2BS2	2CS2	3AS2	3BS2	3CS2
LT 220 kV Moquegua - Chilota	150	99%	91%	95%	103%	97%	100%	96%	99%	100%
LT 220 kV Chilota - Puno	150	97%	101%	102%	112%	107%	110%	106%	109%	110%
LT 220 kV Purimi - San Roman	450	38%	39%	40%	40%	39%	40%	38%	39%	40%
LT 220 kV San Roman - Puno	450	32%	33%	33%	35%	34%	35%	33%	34%	34%
LT 220 kV Tintaya Nueva - Purimi	450	53%	41%	54%	54%	38%	52%	52%	40%	52%
LT 220 kV San Gaban - Purimi	258	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%
TP 220/138 kV Puno	120	69%	52%	100%	51%	62%	50%	54%	63%	86%
TP 220/138 kV San Roman	150	32%	52%	47%	40%	53%	40%	32%	53%	40%
TP 220/138 kV Purimi	150	71%	53%	96%	71%	47%	73%	60%	48%	94%
LT 138 kV Puno - Puno Sur	133	5%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
LT 138 kV Juliaca - San Roman	80	60%	51%	86%	52%	57%	50%	58%	58%	75%
LT 138 kV San Roman - Puno	80	81%	106%	113%	98%	115%	97%	92%	116%	100%
LT 138 kV Azangaro - Purimi	100	107%	80%	144%	107%	71%	109%	91%	72%	141%
LT 138 kV Azangaro - Maravilla	90	108%	136%	129%	127%	134%	128%	112%	136%	129%
LT 138 kV Maravilla - Juliaca	90	64%	79%	74%	74%	78%	74%	67%	79%	75%
LT 138 kV Maravilla - Yocara	120	25%	29%	26%	28%	31%	28%	27%	31%	28%
LT 138 kV Yocara - San Roman	120	25%	29%	26%	28%	31%	28%	27%	31%	28%
LT 138 kV San Rafael - Ananea	2x120	14%	10%	15%	11%	13%	12%	18%	13%	18%
LT 138 kV Azángaro - San Rafael	2x120	40%	36%	40%	55%	51%	55%	54%	51%	55%
LT 138 kV San Rafael - San Gaban	120	53%	53%	53%	71%	71%	71%	71%	71%	71%
LT 138 kV San Rafael - Angel	120	48%	48%	48%	65%	65%	65%	65%	65%	65%
LT 138 kV Angel - San Gaban	120	48%	48%	48%	65%	65%	65%	65%	65%	65%
LT 138 kV San Gaban - Mazuco	112	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%
LT 138 kV Mazuco - Puerto Maldonado	112	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
LT 138 kV Ayaviri - Azangaro	90	155%	108%	161%	148%	88%	144%	143%	93%	146%