



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**ESTUDIO ELÉCTRICO DE LA SUBESTACIÓN TECÚN Y SUS
LÍNEAS DE ALIMENTACIÓN PARA EL ACCESO A LA RED DE
TRANSPORTE DEL SIN**

Rogelio Roberto Guzmán Pontaza

Asesorado por el Ing. Adolfo René Hernández Hernández

Guatemala, mayo de 2010

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO ELÉCTRICO DE LA SUBESTACIÓN TECÚN Y SUS
LÍNEAS DE ALIMENTACIÓN PARA EL ACCESO A LA RED DE
TRANSPORTE DEL SNI**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR:

ROGELIO ROBERTO GUZMÁN PONTAZA
ASESORADO POR EL ING. ADOLFO RENÉ HERNÁNDEZ
HERNÁNDEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MAYO DE 2010

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Luis Pedro Ortíz de León
VOCAL V	Br. José Alfredo Ortíz Herincx
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

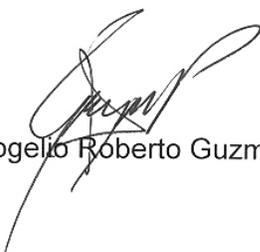
DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Francisco Javier González López
EXAMINADOR	Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira
EXAMINADOR	Ing. Saúl Cabezas Durán
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

ESTUDIO ELÉCTRICO DE LA SUBESTACIÓN TECÚN Y SUS LÍNEAS DE ALIMENTACIÓN PARA EL ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE DEL SIN,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 9 de noviembre de 2007.



Rogelio Roberto Guzmán Pontaza

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 10. 2010.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; Rogelio Roberto Guzmán Pontaza titulado: “ESTUDIO ELÉCTRICO DE LA SUBESTACIÓN TECÚN Y SUS LÍNEAS DE ALIMENTACIÓN PARA EL ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE DEL SNI”, procede a la autorización del mismo.


Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 18 DE FEBRERO 2,010.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 09.2010
Guatemala, 16 de FEBRERO 2010.

Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
“ESTUDIO ELÉCTRICO DE LA SUBESTACIÓN TECÚN Y SUS
LÍNEAS DE ALIMENTACIÓN PARA EL ACCESO A LA RED DE
TRANSPORTE DEL SNI, del estudiante Rogelio Roberto Guzmán
Pontaza que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Coordinador del Área de Potencia



JGBB/sro

Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Señor Coordinador:

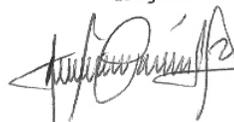
La presente es para hacer de su conocimiento que he revisado el trabajo de graduación que lleva como título "**Estudio Eléctrico de la Subestación Tecún y sus Líneas de alimentación para el Acceso a la Red de Transporte del SNI**" redactado y desarrollado por el estudiante **Rogelio Roberto Guzmán Pontaza**.

Con la revisión y corrección del presente trabajo de graduación, hago constar que ha alcanzado los objetivos propuestos, por lo tanto el autor de este trabajo y mi persona, como asesor, nos hacemos responsables del contenido del mismo.

Sin otro particular, me suscribo a usted.

Atentamente,

INGENIERO
Adolfo René Hernández Hernández
ING. ELECTRICISTA
Colegiado No. 6366



Ing. Adolfo René Hernández Hernández

Colegiado No. 6366

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG.0143-2010

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **ESTUDIO ELÉCTRICO DE LA SUBESTACIÓN TECÚN Y SUS LÍNEAS DE ALIMENTACIÓN PARA EL ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE DEL SNI**, presentado por el estudiante universitario **Rogelio Roberto Guzmán Pontaza**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
Decano



Guatemala, mayo de 2010

/cc
cc. archivo

ACTO QUE DEDICO A:

DIOS:

A quien tengo que agradecer el regalo de la vida.

Mi madre:

Rosa Belia Pontaza Ardón, por su amor y apoyo incondicional brindado en todas las etapas y épocas de mi vida.

Mi padre:

Rogelio Roberto Guzmán Villeda

Mis tías:

Ofelia Brown Guzmán, Adela Rosales Guzmán (†) y Roselia Velásquez Velásquez, por su amor y consejos brindados.

Mi esposa:

Lubia Bueso, por su incondicional amor y apoyo, los cuales me han dado fuerzas para seguir adelante.

Mis hijos:

Sebastián Antonio y Lubia Sofía, que han sido fuente de inspiración para seguir superándome.

Mis hermanos:

Leonel Arturo, Mariano Antonio y Ramiro Francisco Guzmán Pontaza, con especial cariño por todas las alegrías y desaciertos compartidos en nuestra vida.

Mis amigos:

Con un recuerdo de mi amistad hacia ellos.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
JUSTIFICACIÓN	XV
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	XXI
RESUMEN	XXIII
OBJETIVOS	XXV
INTRODUCCIÓN	XXVII
1. METODOLOGÍA	1
1.1 Definiciones	1
1.2 Teoría de diseño de redes de distribución	4
2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL FLUJO DE CARGA	9
2.1 Análisis de los escenarios del año 2004	9
2.1.1 Escenario época seca	9
2.1.2 Escenario época húmeda	18
2.2 Análisis de los escenarios del año 2007	26

2.2.1	Escenario época seca	26
2.2.2	Escenario época húmeda	28
2.3	Análisis de los escenarios del año 2009	30
2.3.1	Escenario época seca	30
2.3.2	Escenario época húmeda	32
2.4	Análisis de pérdidas de potencia real en transmisión	34
2.5	Análisis del momento de carga para su ubicación geográfica	35
2.5.1	Situación actual de la red de distribución	35
2.5.2	Análisis de carga de región	36
2.5.3	Análisis histórico de la demanda	37
3	ANÁLISIS DE RESULTADOS DE CORTOCIRCUITO	39
3.1	Simulación de fallas simétricas	39
3.2	Simulación de fallas asimétricas	39
	CONCLUSIONES	41
	RECOMENDACIONES	45
	APÉNDICES	47

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Instalaciones de distribución en el área de Tecún.	100
2.	Curva de carga de circuitos 15, 40, 43 y 127	101
3.	Curva de carga del área de Tecún	102
4.	Perfiles de carga de los circuitos 40, 15, 127 y 43	102
5.	Zona de construcción del proyecto	109

TABLAS

I.	Valores de presión del viento	8
II.	Parámetros de las líneas de transmisión incluidas en el proyecto	49
III.	Abreviaturas usadas en el estudio	50
IV.	Planilla de las líneas de transmisión LCAPAM69D, Tecún 69k:V	53

V.	Planilla de las líneas de transmisión PAMAUR69, Tecún 69k:V	54
VI.	Datos del transformador de tomas fijas PAM69 / 13 Tecún, 63-13kV	55
VII.	Planilla del transformador PAM69-13 Tecún 63-13kV	55
VIII.	Datos de los transformadores monitoreados	56
IX.	Tasas de proyección de la demanda estimadas por el Administrador del Mercado Mayoristas	56
X.	Clasificación de contingencias elegidas para presente estudio	57
XI.	Carga de viento	57
XII.	Voltaje en nodos (kV) de los nodos monitoreados ES-MAX05	58
XIII.	Flujo de carga (MW) y cargabilidad (%) de elementos monitoreados ES-MAX05	58
XIV.	Voltaje en nodos (kV) de los nodos monitoreados ES- MAX05-C1	59
XV.	Flujo de carga (MW) y cargabilidades (%) de elementos monitoreados ES-MAX05-C1	59
XVI.	Voltaje en nodo (kV) de los nodos monitoreados ES-MAX05- C2	60
XVII.	Cuadro 2 6: Flujo de carga (MW) y cargabilidad (%) de elementos monitoreados ES-MAX05-C2	60

XVIII.	Voltaje en nodos (kV) de los nodos monitoreados ES-MAX05-C3	61
XIX.	Flujo de carga (MW) y cargabilidades (%) de elementos monitoreados ES-MAX05-C3	61
XX.	Voltaje en nodos (kV) de los nodos monitoreados ES-MAX05-C4	62
XXI.	Flujo de carga (MW) y cargabilidad (%) de elementos monitoreados ES-MAX05-C4	62
XXII.	Voltaje en nodos (kV) de los nodos monitoreados ES-MED05	63
XXIII.	Flujo de carga (MW) y cargabilidades (%) de elementos monitoreados ES-MED05	63
XXIV.	Voltajes en nodos (kV) de los nodos monitoreados ES-MED05-C1	64
XXV.	Flujo de carga (MW) y cargabilidad (%) de elementos monitoreados ES-MED05-C1	64
XXVI.	Voltaje en nodos (kV) de los nodos monitoreados ES-MED05-C2	65
XXVII.	Flujo de carga (MW) y cargabilidades (%) de elementos monitoreados ES-MED05-C2	65
XXVIII.	Voltaje en nodos (kV) de los nodos monitoreados ES-MED05-C3	66

XXIX.	Flujo de carga (MW) y cargabilidad (%) de elementos monitoreados ES-MED05-C3	66
XXX.	Voltaje en nodos (kV) de los nodos monitoreados ES-MED05-C4	67
XXXI.	Flujo de carga (MW) y cargabilidad (%) de elementos monitoreados ES-MED05-C4	67
XXXII.	Voltaje en nodos (kV) de los nodos monitoreados ES-MIN05	68
XXXIII.	Flujo de carga (MW) y cargabilidad (%) de elementos monitoreados ES-MIN05	68
XXXIV.	Voltaje en nodos (kV) de los nodos monitoreados ES-MIN05-C1	69
XXXV.	Flujo de carga (MW) y cargabilidad (%) de elementos monitoreados ES-MIN05-C1	69
XXXVI.	Voltaje en nodos (kV) de los nodos monitoreados ES-MIN05-C2	70
XXXVII.	Flujo de carga (MW) y cargabilidad (%) de elementos monitoreados ES-MIN05-C2	70
XXXVIII.	Voltaje en nodos (kV) de los nodos monitoreados ES-MIN05-C3	71
XXXIX.	Flujo de carga (MW) y cargabilidad (%) de elementos monitoreados ES-MIN05-C3	71

XL.	Voltaje en nodos (kV) de los nodos monitoreados ES-MIN05-C4	72
XLI.	Flujo de carga (MW) y cargabilidad (%) de elementos monitoreados ES-MIN05-C4	72
XLII.	Voltaje en nodos (kV) de los nodos monitoreados EH-MAX05	73
XLIII.	Flujo de carga (MW) y cargabilidad (%) de elementos monitoreados EH-MAX05	73
XLIV.	Voltaje en nodos (kV) de los nodos monitoreados EH-MAX05-C1	74
XLV.	Flujo de carga (MW) y cargabilidad (%) de elementos monitoreados EH-MAX05-C1	74
XLVI.	Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EH-MAX05-C2	75
XLVII.	Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados EH-MAX05-C2	75
XLVIII.	Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EH-MAX05-C3	76
XLIX	Flujo de carga [MW y cargabilidad [%] de elementos monitoreados EH-MAX05-C3	76
L.	Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EH-MED05	77
LI	Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados EH-MED05	77

LII.	Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EH-MED05-C1	78
LIII.	Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados EH-MED05-C1	78
LIV.	Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EHME05-C2	79
LV.	Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados EH-MED05-C2	79
LVI.	Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EH-MED05-C3	80
LVII.	Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados EH-MED05-C3	80
LVIII.	Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EH-MEN05-C4	81
LIX.	Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados EH-MED05-C4	81
LX.	Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EH-MIN05	82
LXI.	Flujo de carga [MW] y cargabilidad [%] de elementos monitoreados EH-MIN05	82
LXII.	Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EH-MIN05-C1	83

LXIII.	Flujo de carga [MW] y cargabilidades monitoreados EH-MIN05-C1	83
LXIV.	Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EH-MIN05-C2	84
LXV.	Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados EH-MIN05-C2	84
LXVI.	Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EH-MIN05-C3	85
LXVII.	Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados EH-MIN05-C3	85
LXVIII	Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EH-MIN05-C4	86
LXIX.	Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados H-MIN05-C4	86
LXX.	Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados ES-MAX07	87
LXXI.	Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados ES-MAX07	87
LXXII.	Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados ES-MED07	88
LXXIII.	Flujo de carga [MW] y cargabilidades [] de elementos monitoreados ES-MED07.	88
LXXIV.	Voltaje en nodos [kV] de los nodos adicionales ES-MIN07	89

LXXV.	Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados ES-MIN07	89
LXXVI.	Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EH-MAX07	90
LXXVII.	Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados EH-MAX07	90
LXXVIII.	Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EH-MED07	91
LXXIX.	Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados EH-MED07	91
LXXX.	Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EH-MIN07	92
LXXXI.	Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de los elementos monitoreados EH-MIN07	92
LXXXII.	Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados ES-MAX09	93
LXXXIII.	Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados ES-MAX09	93
LXXXIV.	Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados ES-MED09	94
LXXXV.	Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados ES-MED09	94
LXXXVI.	Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados ES-MIN09	95
LXXXVII.	Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados ES-MIN09	95
LXXXVIII.	Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EH-MAX09	96

LXXXIX.	Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados ES-MAX09	96
XC.	Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados ES-MED09	97
XCI.	Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados ES-MED09	97
XCII.	Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados ES-MIN09	98
XCIII.	Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados ES-MIN09	98
XCIV.	Pérdidas de potencia real para la demanda máxima	99
XCV.	Pérdidas de potencia real para demanda media	99
XCVI.	Pérdidas de potencia real para la demanda mínima	100
XCVII.	Comportamiento histórico de la carga Área de Influencia Subestación Tecún	103
XCVIII.	Resultado del análisis falla LLL en [kA]	104
XCIX.	Resultados del análisis de falla LL en [kA]	104
C.	Resultado del análisis de falla LLN en [kA]	105
CI.	Resultado del análisis de falla LN en [kA]	105

JUSTIFICACIÓN

La subestaciones La Castellana y Aurora forma parte del Sistema Secundario de Transmisión de TRELEC, estudios de proyección de carga estimada que para el año 2009, La subestación Aurora alcanzará una cargabilidad de 94%, mientras que la subestación La Castellana alcanzará el 89% de su cargabilidad; en este marco se prevé la construcción de una nueva subestación que se denominará Subestación Tecún, que tendrá como fin tomar parte de la carga de las dos subestaciones citadas antes y constituir capacidad instalada para futuras cargas que tenga la posibilidad de servir en el futuro.

La construcción de la subestación Tecún constituirá un anillo formado por la subestaciones El Guarda, Tecún, La Castellana y Aurora que ofrecerá un esquema de confiabilidad para el área. Lo anterior implica la construcción de dos tramos de línea de transmisión de 69kV de 1.450 km y 2.875 km para interconectar la subestaciones La Castellana – Tecún –Aurora respectivamente, con ello las subestaciones citadas antes tendrán la posibilidad de ser alimentadas desde Guatemala Este, Guatemala Norte o Guatemala Sur, ello dependerá de los criterios de maniobrabilidad y posibles eventos que incurran en contingencias que puedan afectar el área de influencia del proyecto.

Los resultados para este estudio se tomaran en cuenta los parámetros de la subestación Tecún y la de sus líneas de transporte.

Análisis de flujo de carga

Las simulaciones de flujo de carga demuestran que en todos los escenarios de época seca el proyecto Subestación Tecún y sus líneas de alimentación contribuye con un ahorro en las pérdidas de transmisión presentando el mayor beneficio para el escenario demanda media al cuarto año del proyecto 2009, con una reducción de 1.67% mientras que para la época húmeda se tienen beneficios por reducción en las pérdidas de transmisión en todos los escenarios, a excepción de la demanda máxima y mínima y año del proyecto 2005 en que se registran un minúsculo aumento del orden del 0.2% en tanto que el mayor se registra para la demanda media y segundo año del proyecto 2007, con una reducción de 1.19%. Lo anterior demostrará que el proyecto Subestación Tecún y sus líneas de alimentación no incurre en aumento de los costos de operación del Sistema Nacional Interconectado por cuanto contribuye con la reducción de las pérdidas de transmisión.

Estabilidad de tensiones

En todos los escenarios de simulación de flujo de carga, las tensiones se mantienen en rangos menores al 3% de regulación de tensión.

Los rangos de regulación de tensión aceptables para una adecuada operación del Sistema Nacional Interconectado los establece la Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE- en las Normas Técnicas de Calidad de Servicio de Transporte y Sanciones –NTCSTS- Capítulo II Artículo 22 que son los mismos para el servicio de distribución y que están establecidos en las Normas Técnicas del servicio de Distribución –NTSD- Capítulo II Artículo 24.

De acuerdo con lo anterior los rangos de regulación de tensión debidos a la inclusión del proyecto Subestación Tecún y su líneas de alimentación se encuentra en norma en todos los escenarios de operación del SNI incluso para las condiciones de contingencia simuladas.

Cargabilidad y límites térmicos de operación

En todos los escenarios de simulación a excepción de los escenarios de contingencia las líneas CG2ESI69D3 y ESILCA69D3 disminuye su cargabilidad, siendo la mayor disminución del orden del 65% para el escenario época seca demanda máxima y cuarto año del proyecto 2009, mientras que, las líneas de transmisión LCAPAM69D y PAMAUR69 que constituyen los alimentadores de la Subestación Tecún, alcanzarán cargabilidades del orden del 25% dada la topología del área de influencia, es este aspecto es que contribuye con el descargo de las líneas CG2ESI69D3 y ESILCA69D3. La línea CGICGI692D presenta un aumento en su cargabilidad presentándose el mayor aumento en la época seca demanda media, el segundo año del proyecto 2007 con un 57.86% no obstante, en todos los escenarios de simulación a excepción de los de contingencia ésta y todas las líneas de transmisión del área de influencia se mantienen por debajo de su límite térmico de emergencia impuesto de 75 grados centígrados.

Análisis de contingencias

En el estudio del comportamiento del sistema en estado estable, las contingencias que se simulan con: apertura de la línea CG1CG1692D, apertura de la línea ESILCA693D, salida del transformador de tomas regulables GSU

230/69 y salida del transformador de tres devanados GNO 230/69, desde el punto de vista de la cargabilidad de los elementos del área de influencia la contingencia etiquetada como la más crítica es la salida del transformador GNO 230/69B, ya que tanto para el caso base como adicionado y para los escenarios épocas húmeda y seca demandas máxima y media el transformador GNO 230/69 presenta sobrecargas sostenidas, siendo la mayor del orden del 178%, no obstante aún en estas condiciones el proyecto contribuye con la reducción en la cargabilidad de este transformador en todos los escenarios de estudio.

Desde el punto de vista de estabilidad de voltajes la contingencia etiquetada como la más crítica es la salida del transformador GSU 230/69 por cuanto en el escenario época húmeda demanda máxima y año de proyecto 2005, la simulación del flujo de carga no converge por un colapso de tensiones en la región central del SNI. Esto se debe a la insuficiencia del sistema de compensar los requerimientos de potencia reactiva del sector y que en condiciones normales constituyen el flujo de reactiva proveniente del foco de generación del sur del SNI.

Desde el punto de vista de cargabilidad de las líneas de transmisión del área de influencia, las contingencias en orden de importancia son: salida de la línea ESILCA693D y salida de la línea CG1CG1692D; en ambos casos existen sobrecargas en varias líneas de transmisión que sobrepasan su límite térmico de operación, no obstante estos problemas son superados, mediante la maniobra de cierre de algunas líneas de TRELEC, S.A. para hacer efectivos los traslados de carga a cualquier de las subestaciones Guatemala Sur, Guatemala Este y Guatemala Norte, ya que otra de las características importantes del proyecto es que brinde mucha más flexibilidad en la maniobra y operación de las cargas del área de influencia.

Análisis de fallas simétricas y asimétricas corto circuito

Todos los casos de análisis de fallas se realizaron para los escenarios y demanda máxima, en el caso de fallas simétricas, la adición del proyecto contribuye con la reducción de las corrientes de falla, siendo la mayor reducción del orden del 0.45% para la Subestación Aurora, para la simulación de fallas asimétricas se obtuvo un ligero aumento en las corrientes, siendo el mayor del orden del 0.88% en la subestación Aurora, no obstante en todos los casos la corriente de falla simétricas y asimétricas se encuentran por debajo de 8 kA y por ende en el margen de la capacidad interruptiva de los equipos.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las subestaciones La Castellana y Aurora forma parte del Sistema Secundario de Transmisión de TRELEC, estudios de proyección de cara estiman que para el año 2009, la Subestación Aurora alcanzará una cargabilidad del 94% mientras que la Subestación La Castellana alcanzará el 89% de su cargabilidad; en este marco se prevé la construcción de una nueva subestación que se denominará *Subestación Tecún* y que tendrá como fin tomar parte de la carga de las dos subestaciones citadas antes y constituir capacidad instalada para futuras cargas que tenga la posibilidad de servir en el futuro.

La construcción de la subestación Tecún constituirá un anillo formado por la subestación El Guarda, Tecún, La Castellana y Aurora que ofrecerá un esquema de confiabilidad para el área. Lo anterior implica la construcción de dos tramos de línea de transmisión de 69 kV de 1.450 km y 2.875 km para interconectar las subestaciones La Castellana-Tecún y Tecún-Aurora respectivamente, con ello las subestaciones citadas antes tendrán la posibilidad de ser alimentadas desde Guatemala Este, Guatemala Norte o Guatemala Sur ello dependerá de los criterios de maniobrabilidad y posibles evento que incurran en contingencias que puedan afectar el área de influencia del proyecto.

RESUMEN

El proyecto subestación Tecún y sus líneas de alimentación consiste en la construcción de una subestación de distribución que como se mencionó antes tendrá como principal función absorber la creciente demanda del sector en el cual se construirá. Esta subestación contará con un campo de 69kV y dos campos de 13.8 kV para las salidas de los circuitos de distribución, tendrá un transformador con capacidad de 10/14 MVA y relación de transformación 69/13.8 kV. La subestación Tecún estará ubicada en la 40 avenida y 11 calle de la zona 8 de esta ciudad.

El proyecto se llevará a cabo en dos fases:

- Primera fase: construcción de una línea de transmisión con conductor tipo AAAC Darien con una longitud de 4.325 Km. entre las subestaciones Aurora y La Castellana, esta fase se tiene prevista para el año 2009.
- Segunda fase: Inclusión de una carga inicial de 8.724 MW que constituirá la subestación Tecún, seccionando la línea de transmisión citada en dos tramos uno de 1.450 Km. entre las subestaciones La Castellana y Tecún y otro de 2.875 Km. entre las subestaciones Tecún y Aurora, esta fase está prevista para finales del año 2008.

Actualmente, las subestaciones La Castellana y Aurora registran demandas máximas de 22.142 y 21.626 MW respectivamente, lo que significa que operan al 79 y 77 % de su cargabilidad respectivamente.

La subestación Aurora alimenta los circuitos 126, 127, 128 y 129; mientras que la subestación La Castellana alimenta los circuitos 40, 41, 42 y 43 de la red de distribución de Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. desde un punto de vista geográfico y dado su crecimiento, parte de los circuitos 40, 41 y 127 constituirán los circuitos 1 y 2 de la nueva subestación Tecún, en conjunto esta subestación servirá una carga inicial de 8.724 MW lo que significa que operará inicialmente al 62% de su capacidad. Como se mencionó antes, la subestación Tecún interconectará las Subestaciones Aurora y La Castellana por medio de dos líneas de transmisión, la línea LCAPAM69 que tendrá una longitud de 1.450 Km. mientras que la línea PAMAUR69 contará con 2.875 Km. de extensión, es importante citar que, como se demostrará adelante, en el capítulo 2, esta característica brindará un esquema de confiabilidad para las maniobras de operación de las subestaciones La Castellana, Aurora, El Sitio y El Guarda que conforma el área de influencia del proyecto.

La puesta en servicio de la subestación Tecún y sus líneas de alimentación implicará una reducción del orden del 20% en la carga de las subestaciones Aurora y La Castellana con lo que se prevé que para el año 2009, la cargabilidades de las subestaciones Aurora y La Castellana sean de 94 y 89 % respectivamente, mientras que la subestación Tecún alcanzara el 71% de su cargabilidad. La figura 5 muestra la zona de construcción del proyecto, así como, el área de impacto del proyecto de Subestación Tecún y sus líneas de alimentación.

OBJETIVOS

El presente estudio persigue los siguientes objetivos:

1. Aumentar la capacidad de transmisión dada la creciente demanda del sector conformado las subestaciones El Guarda, El Sitio, Aurora y La Castellana.
2. Redistribuir la carga de la Subestaciones La Castellana y Aurora, para ofrecer mayor capacidad instalada en el área si comprometer los límites operativos de los transformadores y líneas de transmisión del sector.
3. Brindar un esquema flexible de operación de la carga de las subestaciones Aurora, La Castellana, El Sitio y El Guarda desde el punto de vista de suministro de energía.

INTRODUCCIÓN

El presente estudio que se realizará cumple con lo que establece el literal j del Artículo 4 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, que estipula la realización de estudios de análisis eléctrico que muestra el comportamiento que la red del Sistema Nacional Interconectado tendrá ante la incidencia de nuevos proyectos de acuerdo con lo establecido en las Normas de Acceso y Uso de Capacidad de Transporte –NTAUCT-.

El informe presenta los resultados del análisis realizado para evaluar el impacto de la inclusión de la carga constituida por la nueva subestación Tecún y sus líneas de alimentación sobre el Sistema Nacional Interconectado de Guatemala, en condiciones de operación de estado estable. La futura Subestación Tecún constituirá una subestación de distribución cuya principal función será absorber parte de la creciente demanda del sector en el cual se ubicará, descargando parcialmente a las subestaciones de La Castellana y Aurora.

Los datos y toda la información a utilizarse en el estudio serán proporcionados por el Administrador del Mercado Mayorista –AMM- para los escenarios de demanda mínima, media y máxima en las épocas seca y húmeda. Los estudios se realizarán para los años estacionales 2005-2006, 2007-2008 y 2009-2010 para los escenarios citados y para condiciones de operación de la red en estado estable (flujos de carga) y cortocircuito.

En el capítulo uno se presenta la metodología utilizada en el estudio, así mismo los criterios de análisis y discusión de resultados.

El capítulo dos presenta los resultados de las simulaciones realizadas en el estudio, el estudio se compone de 84 casos de simulación para cada una de las condiciones de operación del Sistema Nacional Interconectado subdividido en caso base (situación de operación actual) y caso adicionado (situación de operación con el proyecto Subestación Tecún y su Líneas de alimentación), los resultados se presentan en tablas comparativas con los flujos de carga, voltajes y cargabilidades de los elementos monitoreados que forman parte del área de influencia en el proyecto.

El capítulo tres presenta los resultados de las simulaciones de fallas simétricas y asimétricas (estudio de cortocircuito), como en el capítulo dos, los estudios se hacen bajo la limitación del área de influencia del proyecto y para los elementos monitoreados. Por último, se presentan las conclusiones y recomendaciones, los apéndices A, B y C presentan el cálculo de los parámetros de las líneas de transmisión proyectadas, las abreviaturas de los elementos del área de influencia utilizados en el estudio, las planillas de las líneas de transmisión y transformadores empleados en el proyecto.

1. METODOLOGÍA

1.1 Definiciones

Las siguientes definiciones se utilizan en la metodología utilizada en el estudio eléctrico de la subestación Tecún.

Caso Base –CB-

Se entiende por caso base el modelo de la red del SNI cuya operación se encuentra en condiciones normales, es decir sin violación de límites de voltaje ni límites térmicos y sin inclusive nuevos dispositivos ó elementos en la red de su estado actual.

Caso Adicionado –CA-

Se entiende por caso adicionado el modelo de la red del SNI cuya operación de sus dispositivos se encuentra en condiciones normales, es decir sin violación de límites de voltaje ni límites térmicos, pero que a diferencia del caso base presenta la adición de un nuevo dispositivo en la red.

Criterio de contingencias N-1

El criterio de contingencias N-1 consiste en seleccionar 1 de N elementos que tiene la red y analizar su comportamiento en operación de estado estable bajo la premisa que este elemento sale de funcionamiento.

Tanto el caso base como el caso adicionado pueden aplicar en el criterio de contingencias N-1, en estudios exigentes de planeación algunas veces se aplica el criterio N-2.

A continuación se presenta los puntos que conforman la metodología utilizada en el presente estudio.

- Definir el área de influencia del proyecto e identificar los elementos a monitorear para el análisis de resultados el estudio. La Tabla VIII muestra los datos nominales de los transformadores monitoreados en el presente estudio.
- Selección de los casos base cada escenario de demanda y de época para el año del proyecto.
- Construcción de los casos bases para cada escenario de demanda y de época para el año 2 y año 4 posterior al proyecto, tomando en cuenta para la demanda la proyección de demandas mostrada en la Tabla IX y el listado de mérito y operación en tiempo real para la generación del 27 de marzo de 2003 (época seca) y 25 de septiembre (época húmeda) para potencia real y reactiva proporcionados por el Administrador del Mercado de Mayoristas.

- Calcular los parámetros de las líneas de transmisión que forma parte del proyecto, mediante el módulo HLINPAR de CYME.
- Definir los escenarios de contingencia bajo el criterio N-1 considerando la topología de la red definida en el área de incidencia del estudio, se deben considerar los elementos que desempeñan un papel importante en la red desde el punto de vista de suministro de energía hacia el área de impacto a estudiar, en este estudio se analizan las contingencias contenidas en la Tabla X.
- Construcción de los casos base para cada escenario de demanda y de época para el año del proyecto, años 2 y 4 posteriores al mismo y considerando las contingencias seleccionadas en el punto anterior.
- Construcción de los casos adicionados para cada escenario de demanda y época para el año del proyecto, años 2 y 4 posteriores al mismo para los casos de contingencia y libre de contingencias.
- Ejecutar las rutinas de flujo de carga y cortocircuito para cada escenario de simulación, el presente estudio consta de 84 escenarios.
- Presentar los resultados en cuadros para cada escenario y para cada caso de análisis, los resultados a analizar son voltajes de nodo y flujos de potencia en líneas de transmisión.
- Analizar los resultados obtenidos del paso anterior en función de los siguientes criterios:
 - Se consideran voltajes en condiciones normales de operación con niveles en un margen del 5%.
 - Se consideran voltajes en condiciones de contingencia N-1 con niveles en un margen del 10%.

- Se consideran cargabilidades en transformadores en condiciones normales y de contingencia no mayores al 100%.
 - Se considera que los niveles de corriente en condiciones normales son tomados a una temperatura de operación del conductor de 60 grados centígrados.
 - Se considera como límite del conductor a los niveles de corriente tomados a una temperatura de operación del conductor de 75 grados centígrados.
 - En todos los casos de estudio se considera una temperatura de operación de los conductores de líneas de transmisión de 60 grados centígrados.
- Para el análisis de resultados se utilizó el Power System Analysis Framework PSAF v.2.80 R1.1

1.2 Teoría de diseño de redes de distribución

Criterios básicos de diseño:

Se dividen en tres: los criterios impuestos a las distribuidoras por regulaciones y leyes, los criterios establecidos por las distribuidoras como las políticas de operación y los criterios de diseño del Ingeniero o diseñador de la línea.

Los criterios impuestos a las distribuidoras son:

Cumplimientos de libranzas y normas NESC, cumplimientos de leyes o normas legales (servidumbres, permisos etc.), geografía, clima, limitaciones técnicas de materiales y economía.

Los criterios o políticas desarrollados por las distribuidoras comprenden:

Estandarización de tipo y tamaño de materiales (conductor y trafo económico), políticas de carga de equipos y conductores, normas de seguridad para construcción y mantenimiento, planificación de la red.

Los criterios del diseñador influyen en:

Tipo y tamaño del conductor, altura y tipo de poste, accesorios y UBC's a utilizar, tolerancias a considerar, diseño de retenidas y anclas. La altura de postes de determinan a través de cálculos de libranzas básicas y resistencias general. Las alturas básicas de postes pueden determinar en base a las libranzas a cumplir y la longitud de tramos que se anticipa se presentará en el proyecto.

Cargas en postes

Cargas longitudinales, verticales y transversales. Para construcciones tangentes y de pequeño ángulo la fuerza determinante es la transversal. Para estructuras de anclas, la fuerza determinante es transversal y la componente vertical de la tensión en la retenida.

Ecuación de momentos de carga

Los momentos totales M_g que el poste debe resistir por cargas de viento y ángulo son:

$$M_g = ShMc + M_t + M_p$$

Donde: Sh = tramo de viento (promedio de los tramos adyacentes), Mc = sumatoria de momentos de viento en conductores, M_t = sumatoria de momentos por tensión angular, M_p = momento de viento en el poste.

Momentos de viento y ángulo

El momento de viento en conductores Mc :

$$Mc = F_{ow} \left[\sum (0W_c H_c) \right] \cos (\theta/2)$$

El momento total por ángulo:

$$M_t = 2 F_{ot} \left[\sum (T_c H_c) \right] \sin (\theta/2)$$

El momento de viento en el poste:

$$M_p = F_{ow} W_p (2C_t + C_g / K_c) H_p^2$$

Donde:

F_{ow} , F_{ot} = factores de seguridad

H_p = altura del poste sobre tierra

H_c = altura de conductores

W_c = carga de viento en conductores

W_p = carga de viento

T_c = tensión de cada conductor

C_t, C_g = circunferencias superior e inferior

K_c = 6000pi (en mm) o 72pi (en pulgadas)

Carga de viento

Presión del viento: la presión del viento sobre superficies cilíndricas se debe calcular por medio de la siguiente fórmula:

$$P = 0.004852V^2$$

Donde “P” es la presión de viento, en kilogramos por metro cuadrado del área proyectada y “V” es la velocidad del viento de diseño en kilómetros por hora. En la Tabla I se muestra los valores de presión de viento que resultan al aplicar esta fórmula, con los valores de velocidad de viento de diseño.

Tabla I. Valores de presión del viento

Zona de carga Mecánica	Velocidad de viento de diseño km/h	Presión del viento en kg/m² sobre superficies cilíndricas
1	80	31
2	100	48
3	120	69

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL FLUJO DE CARGA

A continuación se presenta los resultados de las simulaciones para cada escenario, para los años cero dos y cuatro del proyecto, es decir los años estacionales 2005-2006 2007-2008 2009-2010.

Cada sección presenta el análisis de resultados de voltaje en nodos, flujo de carga y cargabilidad de los elementos para cada escenario y caso de operación de estado estable de la red del Sistema Nacional Interconectado.

2.1 Análisis de los escenarios del año 2004

2.1.1 Escenario época seca

Demanda máxima

El Sistema Nacional Interconectado tiene una generación total de 1,412.062 MW y 377.986 MVA_r, las pérdidas reales de transmisión totales para el caso base asciende a 82.15 MW, mientras que para el caso adicionado son de 81.34 MW.

Escenario época seca demanda máxima sin contingencias

Este escenario presenta las condiciones de operación del Sistema Nacional Interconectado en condiciones normales de operación y sin contingencias para la época seca demanda máxima y año del proyecto. Este escenario se presenta en la Tabla XII.

Los porcentajes con signo negativo que se presentan en la Tabla XII, indican que el voltaje ha aumentado lo que indica que los cambios son mejoras al sistema y los nodos tendrán menos pérdidas, en ese porcentaje en el caso adicionado con respecto al caso base.

En la Tabla XIII se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

Escenario época seca demanda máxima contingencia salida de la línea CG1CG1691D

Este escenario presenta las condiciones de operación del SNI cuando la línea CG1CG1691D sale debido a un fallo para la época seca demanda máxima y año del proyecto como se observa en la Tabla XIV.

Como se puede observar, los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal según las normas de CNEE.

En la Tabla XV se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

Escenario época seca demanda máxima contingencia salida de la línea CG2ESI693D

Este escenario presenta las condiciones de operación del SNI cuando la línea CG2ESI693D sale debido a un fallo para la época seca demanda máxima y año del proyecto, como se observa en la Tabla XVI. Los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

En la Tabla XVII se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

Escenario época seca demanda máxima contingencia fallo en el transformador de tres devanados GNO 230/69B

Este escenario presenta las condiciones de operación del SNI cuando el transformador de tres devanados GNO 230/69B sale debido a un fallo para la época seca demanda máxima y año del proyecto, esto se presenta en la Tabla XVIII. Como se puede observar, los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal. En la Tabla XIX se presenta el flujo de carga (MW) y cargabilidades (%) de elementos monitoreados ES-MAX05-C3

Escenario época seca demanda máxima contingencia fallo en el transformador de tomas regulables GSU 230/69

Este escenario presenta las condiciones de operación de SNI usando el transformador de tomas regulables GSU 230/69 sale debido a un fallo para época seca demanda máxima y año del proyecto. Los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal, como se observa en la Tabla XX.

En la Tabla XXI se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

Demanda Media

El Sistema Nacional Interconectado tiene una generación total de 974.726 MW 251.658 MVAR, las pérdidas reales de transmisión totales para el caso base ascienden a 49.442MW, mientras que para el caso adicionado son de 49.022MW.

Escenario época seca demanda media sin contingencias

Este escenario presenta las condiciones de operación del Sistema Nacional Interconectado en condiciones normales de operación y sin contingencias para época seca demanda media y año del proyecto. Los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal (ver Tabla XXII).

En la Tabla XXIII se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

Escenario época seca demanda media contingencia salida de la línea CG1CG1691D

Este escenario presenta las condiciones de operación del SNI cuando la línea CG1CG1691D sale debido a un fallo para la época seca demanda media y año del proyecto. Los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal. (Ver Tabla IV).

En la Tabla XXV se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

Escenario época seca demanda media contingencia salida de la línea CG2ESI693D

Este escenario presenta las condiciones de operación de SNI cuando la línea CG2ESI693D sale debido a un fallo para la época seca demanda media y año del proyecto. Se puede observar que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal. (Ver Tabla XXVI).

En la Tabla XXVII, se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

Escenario época seca demanda media contingencia fallo en el transformador de tres devanados GNO 230/69B

En este escenario presenta las condiciones de operación del SNI cuando el transformador de tres devanados GNO 230/69B sale debido a un fallo para la época seca demanda media y año del proyecto. Puede observarse en la Tabla XXVIII que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

En la Tabla XXIX, se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

Escenario época seca demanda media contingencia fallo en el transformador de tomas regulables GSU 230/69

Este escenario presenta las condiciones de operación del SNI cuando el transformador de tres devanados GSU 230/69B sale debido a un fallo para la época seca demanda media y año del proyecto. Se puede observar en la Tabla XXX que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

En la Tabla XXXI se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

Demanda mínima

El Sistema Nacional Interconectado tiene una generación total de 596.003MW 23.131 MVAr, las pérdidas reales de transmisión totales para el caso base ascienden a 23.99 MW, mientras que para el caso adicionado 23.269 MW.

Escenario época seca demanda mínima sin contingencias

Este escenario presenta las condiciones de operación del Sistema Nacional Interconectado en condiciones normales de operación sin contingencias para la época seca demanda mínima y año del proyecto. En la

Tabla XXXII, se puede observar que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

En la Tabla XXXIII se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

Escenario época seca demanda mínima contingencia salida de línea CG1CG1691D

Este escenario presenta las condiciones de operación del SNI cuando la línea CG1CG1691D sale debido a un fallo para la época seca demanda mínima y año del proyecto. Se puede observar en la Tabla XXXIV, que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

En la Tabla XXXV, se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

Escenario época seca demanda mínima contingencia salida de la línea CG2ESI693D

Este escenario presenta las condiciones de operación del SNI cuando la línea CG2ESI693D sale debido a un fallo para la época seca demanda mínima y año del proyecto. En la Tabla XXXVI, se puede ver que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

En la Tabla XXXVII, se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

Escenario época seca demanda mínima contingencia fallo en el transformador de tres devanados GNO 230/69B

Este escenario presenta las condiciones de operación del SNI cuando el transformador de tres devanados GNO 230/69B sale debido a un fallo para la época seca demanda mínima y año del proyecto. Esto se presenta en la Tabla XXXVIII, se puede observar también que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

En la Tabla XXXIX, se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

Escenario época seca demanda mínima contingencia fallo en el transformador de tomas regulables GSU 230/69

Este escenario presenta las condiciones de operación del SNI cuando el transformador de tomas regulables sale debido a un fallo para la época seca demanda mínima y año del proyecto. En la Tabla XL, se presenta este escenario, y se puede observar que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal

En la Tabla XLI, se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

2.1.2 Escenario época húmeda

Demanda máxima

El sistema Nacional Interconectado tiene una generación total de 1328.228 MW 353.214 MVar, las pérdidas reales de transmisión totales para el caso base ascienden a 75.73 MW, mientras que para el caso adicionado son de 75.86 MW.

Escenario época húmeda demanda máxima sin contingencias

Este escenario presenta las condiciones de operación del Sistema Nacional Interconectado en condiciones normales de operación y sin contingencias para la época húmeda demanda máxima y año del proyecto. Este escenario se presenta en la Tabla XLII y se observa que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

En la Tabla XLIII, se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

Escenario época húmeda demanda máxima contingencia salida de la línea CG1CG1691D

Este escenario presenta las condiciones de operación de SNI cuando la línea CG1CG1691D sale debido a un fallo para la época húmeda demanda máxima y año del proyecto. Este escenario se ilustra en la Tabla XLIV, se puede observar en este cuadro que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

En la Tabla XLV, se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

Escenario época húmeda demanda máxima contingencia salida de la línea CG2ESI693D

Este escenario presenta las condiciones de operación de SNI cuando la línea CG2ESI693D sale debido a un fallo para la época húmeda demanda máxima y año del proyecto. Esto se presenta en la Tabla XLVI, se puede ver que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5 % de O operación normal.

En la Tabla XLVII, se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

Escenario época húmeda demanda máxima contingencia fallo en el transformador de tres devanados GNO 230 / 69B

Este escenario presenta las condiciones de operación de SNI cuando la línea GNO 230 / 60B sale debido a un fallo para la época húmeda demanda máxima y año del proyecto. En la Tabla XLVIII, se observa que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal. En la Tabla XLIX, se presenta el flujo de carga [MW y cargabilidad [%] de elementos monitoreados EH-MAX05-C3.

Escenario de época seca demanda máxima contingencia fallo en el transformador de tomas regulables GSU 230/69

En este escenario el flujo de carga no converge.

Demanda Media

El sistema nacional interconectado tiene una generación total de 978.344 MV Y 208.63 MVAR, las pérdidas reales de transmisión totales para el caso base ascienden a 44.619MW, mientras que para el caso adicionado son de 44.404MW.

Escenario época húmeda demanda media sin contingencias

Este escenario presenta las condiciones de operación del Sistema Nacional interconectado en condiciones normales de operación y sin contingencia para la época húmeda media y año del proyecto. Este escenario se presenta en la Tabla L, y se puede observar que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

En la Tabla LI, se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

Escenario época húmeda demanda media contingencia salida de la línea CG1CG1691D

Este escenario presenta las condiciones de operación de SNI cuando la línea CG1CG1691D sale debido a un fallo para la época húmeda demanda media y año del proyecto. Este escenario se presenta en la Tabla LII, además se puede observar que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

En la Tabla LIII, se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

Este escenario presenta las condiciones de operación de SNI cuando la línea CG2ESI693D sale debido a un fallo para la época húmeda demanda media y año del proyecto. Se presenta para ilustrar este escenario la Tabla LIV y se puede observar que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

Escenario época húmeda demanda media contingencia fallo en el transformador de tres devanados GNO 230/69 B

Este escenario presenta las condiciones de operación de SNI cuando la línea CG2ESI693D sale debido a un fallo para la época húmeda demanda media y año del proyecto, para ilustrar esto se presentan las Tablas LV y LVI, y se puede observar que Los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

En la Tabla LVII, se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

Escenario época húmeda demanda media contingencia fallo en el transformador de tomas regulables GSU 230/69

Este escenario presenta las condiciones de operación de SNI cuando la línea GSU 230/69 sale debido a un fallo para la época húmeda demanda media y año del proyecto. La Tabla LVIII, ilustra este escenario, y se puede observar

en este cuadro que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

En la Tabla LIX, se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

El sistema nacional interconectado tiene una generación total de 724.144 MW y 33.173 MVAR, las pérdidas reales de transmisión totales para el caso base ascienden a 28.559 MW, mientras que para el caso adicionado son de 28.570MW.

Escenario Época Húmeda demanda mínima sin contingencias

Este escenario presenta las condiciones de operación del Sistema Nacional intercomunicado en condiciones normales de operación y sin contingencias para la época húmeda demanda mínima y año del proyecto. En el LX, se presenta este escenario, se puede observar que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

En la Tabla LXI, se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

Escenario época húmeda demanda mínima contingencia salida de la línea CG1CG1691D

Este escenario presenta las condiciones de operación de SNI cuando la línea GSU 230/69 sale debido a un fallo para la época húmeda demanda mínima y año del proyecto. Para ilustrar esto se presenta la Tabla LXII, donde se puede observar que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

En la Tabla LXIII, se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

Escenario época húmeda demanda mínima contingencia salida de la línea CG2ESI693D

Este escenario presenta las condiciones de operación de SNI cuando la línea CG2ESI693D sale debido a un fallo para la época húmeda demanda mínima y año del proyecto. Este escenario se presenta en la Tabla LXIV, donde se puede observar que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

En la Tabla LXV, se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

Escenario época húmeda demanda mínima contingencia fallo en el transformador de tres devandos GNO 230/69B

Este escenario presenta las condiciones de operación de SNI cuando el transformador GSU 230/69B sale debido a un fallo para la época húmeda demanda mínima y año del proyecto. Este escenario se presenta en la Tabla LXVI, en este cuadro se puede observar que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

En la Tabla LXVII, hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

Escenario época húmeda demanda mínima contingencia fallo en el transformador de tomas regulables GSU 230 / 69

Este escenario presenta las condiciones de operación de SNI cuando el transformador GSU 230/69 sale debido a un fallo para la época húmeda demanda mínima y año del proyecto. Este escenario se ilustra con el LXVIII, y se observa en el cuadro que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

En la tabla LXIX, se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

2.2 Análisis de los escenarios del año 2007

2.2.1 Escenario época seca

Demanda máxima

El sistema nacional interconectado tienen una generación total de 1489.276 MW 458.694 MVar, las pérdidas reales de transmisión totales para el caso base ascienden a 93.964 MW, mientras que para el caso adicionado son de 93.528 MW. A continuación se presenta los resultados en forma tabular mostrando magnitudes de voltaje, flujos de carga y cargabilidades para el caso base y caso adicionado, como se presenta en la Tabla LXX, puede observarse en este cuadro que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

En la Tabla LXXI, se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

Demanda media

El Sistema Nacional Interconectado tienen una generación total de 1015.672 MW 270.678 MVar, las pérdidas reales de transmisión totales para el caso base ascienden a 52.567 MW, mientras que para el caso adicionado son de 51.997 MW.

En la Tabla LXXII, se presentan los resultados en forma tabular mostrando magnitudes de voltaje, flujos de carga y cargabilidades para el caso base y caso adicionado, puede observarse que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

Demanda mínima

El sistema nacional Interconectado tienen una generación total de 624.043 MW 42.689 MVA_r, las pérdidas reales de transmisión totales para el caso base ascienden a 24.914 MW, mientras que para el caso adicionado son de 24.749 MW, como se presenta en la Tabla LXXIII.

En la Tabla LXXIV, se presentan los resultados en forma tabular mostrando magnitudes de voltaje, flujos de carga y cargabilidades para el caso base y caso adicionado, puede observarse en este cuadro que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

En la Tabla LXXV, se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

2.2.2 Escenario época húmeda

Demanda máxima

El sistema nacional Interconectado tienen una generación total de 1468.099 MW 505.125 MVar, las pérdidas reales de transmisión totales para el caso base ascienden a 85.012 MW, mientras que para el caso adicionado son de 84.111 MW.

En la Tabla LXXVI, se presentan los resultados en forma tabular mostrando magnitudes de voltaje, flujos de carga y cargabilidades para el caso base y caso adicionado. En este cuadro se puede observar que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

En la Tabla LXXVII, se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

Demanda media

El sistema nacional Interconectado tienen una generación total de 1027.469 MW 266.538 MVar, las pérdidas reales de transmisión totales para el caso base ascienden a 52.567 MW, mientras que para el caso adicionado son de 51.997 MW.

En la Tabla LXXVIII, se presentan los resultados en forma tabular mostrando magnitudes de voltaje, flujos de carga y cargabilidades para el caso base y caso adicionado, puede observarse en el cuadro que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

En la Tabla LXXIX, se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

Demanda mínima

El sistema nacional Interconectado tienen una generación total de 755.857 MW 41.789 MVar, las pérdidas reales de transmisión totales para el caso base ascienden a 24.914 MW, mientras que para el caso adicionado son de 24.749 MW.

En la Tabla LXXX, se presentan los resultados en forma tabular mostrando magnitudes de voltaje, flujos de carga y cargabilidades para el caso base y caso adicionado, puede observarse que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

En la Tabla LXXXI, se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

2.3 Análisis de los escenarios del año 2009

2.3.1 Escenario época seca

Demanda máxima

El sistema nacional Interconectado tienen una generación total de 1489.276 MW 458.6949 MVA_r, las pérdidas reales de transmisión totales para el caso base ascienden a 93.964 MW, mientras que para el caso adicionado son de 93.528 MW. En la Tabla LXXXII, se presentan los resultados en forma tabular mostrando magnitudes de voltaje, flujos de carga y cargabilidades para el caso base y caso adicionado, puede observarse en este cuadro que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

En la Tabla LXXXIII, anterior se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

Demanda media

El sistema nacional Interconectado tienen una generación total de 1489.276 MW 458.6949 MVA_r, las pérdidas reales de transmisión totales para el caso base ascienden a 93.964 MW, mientras que para el caso adicionado son de 93.528 MW.

En la Tabla XXXIV, se presentan los resultados en forma tabular mostrando magnitudes de voltaje, flujos de carga y cargabilidades para el caso base y caso adicionado, en el cuadro 2.73 se puede observar que los voltaje se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

En la Tabla LXXXV, se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

Demanda mínima

El sistema nacional Interconectado tienen una generación total de 624.043 MW 42.689 MVar, las pérdidas reales de transmisión totales para el caso base ascienden a 24.914 MW, mientras que para el caso adicionado son de 24.749 MW.

En la Tabla LXXXVI, se presentan los resultados en forma tabular mostrando magnitudes de voltaje, flujos de carga y cargabilidades para el caso base y caso adicionado, puede observarse en este cuadro que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

En la Tabla LXXXVII, se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

2.3.2 Escenario época húmeda

Demanda máxima

El sistema nacional Interconectado tienen una generación total de 1468.099 MW 505.125 MVar, las pérdidas reales de transmisión totales para el caso base ascienden a 85.012 MW, mientras que para el caso adicionado son de 84.111 MW.

En la Tabla LXXXVIII, se presentan los resultados en forma tabular mostrando magnitudes de voltaje, flujos de carga y cargabilidades para el caso base y caso adicionado, puede observarse que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

En la Tabla LXXXIX, se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

Demanda media

El sistema nacional Interconectado tienen una generación total de 1027.469 MW 266.538 MVar, las pérdidas reales de transmisión totales para el caso base ascienden a 52.567 MW, mientras que para el caso adicionado son de 51.997 MW.

En la Tabla XC, se presentan los resultados en forma tabular mostrando magnitudes de voltaje, flujos de carga y cargabilidades para el caso base y caso adicionado, puede observarse en este cuadro que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

En la Tabla XCI, se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

Demanda mínima

El sistema nacional Interconectado tienen una generación total de 755.857 MW 41.789 MVar, las pérdidas reales de transmisión totales para el caso base ascienden a 24.914 MW, mientras que para el caso adicionado son de 24.749 MW.

En la Tabla XCI, se presentan los resultados de forma tabular mostrando magnitudes de voltaje, flujos de carga y cargabilidades para el caso base y caso adicionado, se observa en el cuadro que los voltajes se encuentran en un rango de regulación menor al 5% de operación normal.

En la Tabla XCIII, se hace una comparación del caso base y el caso adicionado de los flujos de carga y cargabilidad, el signo negativo indica mejora en el flujo de carga.

2.4 Análisis de pérdidas de potencia real en transmisión

Las Tablas XCIV, XCV y XCVI, presentan una comparación entre las pérdidas de potencia real de transmisión para los escenarios de demanda máxima, media y mínima respectivamente en las condiciones de época seca y húmeda para los casos base y adicionado.

En cada caso los porcentajes y diferencia que se presentan con signo negativo, indican que las pérdidas de potencia debidas al caso adicionado son menores que las que generan dado el caso base para cada escenario en particular.

A excepción de los casos época húmeda demandas mínima y máxima para el año del proyecto en todos los casos de simulación hay ahorro de perdidas por adición del proyecto subestación Pamplona y sus alimentadores lo que significa que el proyecto no incurre en costos adicionales de operación de la red SIN.

2.5 Análisis del momento de carga para su ubicación geográfica

2.5.1 Situación actual de la red de distribución

Actualmente, la demanda total del área en media tensión es suministrada por las subestaciones Aurora, Guarda y La Castellana, por medio de los circuitos de distribución 127, 15, 40 y 43 respectivamente. La Figura 2, presenta una panorámica de las instalaciones de distribución en el área.

La subestación Tecún tiene 4 circuitos pero los que tienen influencia en el área de interés son solamente los circuitos 40 y 43, representados con color verde y amarillo en la gráfica número 3. Otros circuitos en el área son el circuito 15 -en color azul - de subestación El Guarda (no confundirlo con el Cto 41 subestación La Castellana) y el circuito 127 - en color café de subestación Aurora.

El conductor principal de los circuitos Tecún es Linnet (AAC 336.5 kcm) mientras que el conductor principal del circuito 127 es Misteltoe (AAC 556.5 kcm). No obstante, por limitaciones en los transformadores de las subestaciones de distribución la capacidad límite es de 7 MVA en cada uno.

A diciembre 2004, estos circuitos abastecían de energía eléctrica a un total de 9,134 usuarios, de los cuales aproximadamente el 10 % correspondía a usuarios con servicio trifásico y medido a través de transformadores de medición.

2.5.2 Análisis de carga de región

Las curvas de carga de los circuitos 15, 40, 43 y 127 se muestran en la siguiente gráfica, en la que puede apreciarse que su demanda máxima es en horas de la mañana, es decir, se trata de circuitos diurnos, lo cual también se aplica a las subestaciones que los alimentan.

Estas curvas de carga se refieren al día 3 de mayo del año 2005, día en que se presentó la demanda máxima en la red de media tensión de EEGSA, correspondiente a ese mes.

La forma de las mismas denota la influencia del sector comercial e industrial en el comportamiento de la curva de carga de cada uno de los circuitos. La superposición de las curvas de carga de cada uno de los circuitos nos dará la curva de carga del área de influencia de la futura subestación Pamplona. Esa curva se presenta en la Figura 3.

Con Referencia a la curva de carga del sistema nacional interconectado la curva de carga del área de influencia del proyecto presente su demanda máxima durante el intervalo comprendido entre las 6:00 y las 18:00 horas, denominado resto. Durante el intervalo de horas pico, la demanda es

aproximadamente un 80% de su demanda máxima y en el valle se reduce a un 40% de la misma aproximadamente, como se observa en la Figura 4.

Como una información adicional de las características de la distribución en esa área, se presentan los perfiles de carga de los circuitos involucrados, las cuales se pueden ver en la Figura 5.

Puede observarse que el circuito 40 tiene poca carga en la cola, pues la mayor parte de flujo ocurre en los puntos cercanos a la subestación. El circuito 15, por el contrario, tiene bastante carga en la cola, pues a 1.5 km de la subestación aún tiene un flujo de 4 MVA. El circuito 127 presenta un perfil lineal y finalmente el circuito 43 presenta un perfil con poca carga en su cola. Estos perfiles y la resistencia de los conductores son los responsables de las pérdidas que actualmente se presentan en media tensión. Un estudio de flujo de carga en esos circuitos arroja un total de 400 kW de pérdidas en condiciones de demanda máxima.

2.5.3 Análisis histórico de la demanda

El área en sí corresponde a un sector antiguo de la ciudad, que se desarrolló en los últimos 70 años, por tal razón, en los últimos años presenta un crecimiento muy estable.

En la Tabla XCVII, se presentan datos históricos de la demanda máxima en los 4 años recién pasados. Un análisis de los mismos muestra que ha habido poco crecimiento en el área que cubren los

circuitos 40 y 43, mientras que ha habido un apreciable crecimiento en los circuitos 15 y 127. No obstante, el crecimiento del circuito 15 se ha debido a transferencias de carga desde otros circuitos.

De ahí que el crecimiento sea alto para el circuito 127 - 13 % anual y muy bajo en los circuitos 15, 40 Y 43, para los cuales se adopta la tasa del 2.93 % Anual.

No obstante los crecimientos indicados, la cargabilidad de los circuitos es crítica porque ha venido sobrepasando la nominalmente adoptada como máxima - 7 MVA -.

En la gráfica número 4 se muestra un pronóstico de la cargabilidad de las subestaciones del área: La Castellana, El Guarda y Aurora, el total de la cual, desde el presente año está en el 89 %, ofreciendo una potencia garantizada en el área escasamente del 11 %.

Con este pequeño diagnóstico del área, se puede plantear el problema que presenta desde el punto de vista del suministro de energía eléctrica el área que en este informe ha sido denominada como área de Tecún.

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE CORTOCIRCUITO

3.1 Simulación de fallas simétricas

En la Tabla XCVIII, muestra los resultados obtenidos de la simulación de falla simétrica LLL practicada en el modelo SNI, y presenta las corrientes de falla en cada uno de los nodos del área de influencia den [kA]

3.2 Simulación de fallas asimétricas.

Las Tablas XCIX, C y CI, presentan los resultados obtenidos de las simulaciones de fallas asimétricas LL, LLN YLN practicadas en el modelos SNI en cada caso estos cuadros muestran las corrientes detalla en cada nodo del área de influencia en [kA].

En cada cuadro, la sección DIF muestra la diferencia porcentual entre los valores promedio de las simulaciones de los casos base y adicionado.

Un porcentaje con signo negativo indica que el valor promedio de las corrientes de falla obtenidas de la simulación del caso adicionado excede a su correspondiente valor obtenido de la simulación del caso base en ese porcentaje.

CONCLUSIONES

1. Para todos los escenarios excepto para la época húmeda y año del proyecto la adición de la subestación Tecún y sus alimentadores contribuye con una disminución en las pérdidas de potencia real de transmisión del sistema Nacional Interconectado, siendo el ahorro más significativo del orden del 1.06% en el escenario época húmeda demanda máxima y segundo año del proyecto.
2. La adición del proyecto subestación Tecún y sus alimentadores no incurre en incremento de costos de operación del Sistema Nacional Interconectado por cuanto ofrece un ahorro de pérdidas de potencia real de transmisión.
3. El proyecto adición de la subestación de Tecún y sus alimentadores ofrece en esquema de confiabilidad alternativo por cuanto bajo las condiciones de contingencia simuladas en este estudio las líneas de transmisión LCA-PAM69D Y PAMAUR69.
4. En condiciones normales de operación, contingencia y poscontingencia el presente estudio demuestra que no hay violación de límites de regulación de tensión ; en todos los casos el porcentaje de regulación de tensión no supera el 3% que se encuentra dentro del margen establecido

en la NTSD capítulo II artículo 24 de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

5. En condiciones normales todas las líneas de transmisión del área de influencia operan por debajo del límite térmico operacional tomado a una temperatura de 60 grados centígrados a excepción de los escenarios demanda máxima y demanda media para la época seca y cuarto año del proyecto en que la línea CG1CG1692D alcanza una cargabilidad de 109 y 101% respectivamente, no obstante aun en estas condiciones no se supera el límite térmico de la línea impuesto a una temperatura de operación de 75 grados centígrados.
6. De acuerdo con el criterio de cargabilidad de los elementos del área de influencia, las contingencias más críticas en orden son, para las época seca, salida del transformador de tres devanados GNO 230/69B, salida de la línea ESILCA693D, salida del transformador de tomas regulables GSU 230/69 y salida de la línea CGICG1692D.
7. De acuerdo con el criterio de estabilidad de voltaje la contingencia etiquetada como la más severa es la salida del transformador de tomas regulables GSU 230/69 para el escenario época húmeda demanda máxima dado que el flujo de carga diverge de una solución para el caso base. Esta situación se debe a una violación en los límites mínimos aceptables de tensión en la región central del SNI ante la insuficiencia del sistema de compensar los requerimientos de potencia reactiva del área, que en condiciones

normales fluye del foco de generación del sur del SNI hacia el área central.

8. En condiciones de contingencia que provoquen la salida de la línea CG2ESI693D, las subestaciones: El Guarda, Aurora, La Castellana y Pamplona quedarán alimentadas desde Guatemala Norte. En los escenarios demanda media y máxima, épocas seca y húmeda las líneas CG2INC69DI, APAGG26923, APAGGE6922 y GG2GG26923 sufren sobrecargas que en el peor de los casos sobrepasan su límite de operación térmica; esto hace necesario proponer un esquema de operación alternativo que se analiza en la siguiente sección de recomendaciones.

9. En condiciones de contingencia que provoquen la salida de la línea CGICG1692D, las subestaciones: El Guarda, Aurora, La Castellana, Pamplona y El Sitio quedarán alimentadas desde Guatemala Sur. En los escenarios demanda media y máxima épocas seca y húmeda, las líneas AURAU691, CENCEN692, CENCG169D y CGICG1692D y CENG691 sufren sobrecargas que en el peor de los casos sobrepasan su límite de operación térmica, esto hace necesario proponer un esquema de operación alternativo que se analiza en la siguiente sección de recomendaciones.

10. En condiciones de contingencia que provoquen la salida del transformador de tres devanados GNO 230/69B el transformador GNO 230/69A sufre una sobrecarga sostenida en todos los escenarios de simulación excepto para la demanda mínima,

presentándose la máxima sobrecarga en el escenario de época seca demanda máxima.

11. Para las simulaciones de operación de estado estable del Sistema Nacional Interconectado en los años dos y cuatro posteriores al proyecto, el SNI presenta varios nodos fuera de rango de regulación de tensión y algunas líneas de transmisión sobrecargadas, entre ellas las líneas
12. CENCG66921 y CG3INC69D2 que forman parte del área de influencia del proyecto, siendo la mayor sobrecarga del orden de 105 % no obstante aún en estas condiciones no se compromete el límite de operación térmica tomado a 75 grados centígrados.
13. El proyecto sub estación Tecún y sus alimentadores contribuye con la disminución de las corrientes de falla simétricas (falla LLL) en todos los nadas monitoreados y considerados como parte del área de influencia; la sub estación Aurora presenta el mayor porcentaje de reducción de corriente simétrica de falla con un 0.45 % .
14. Las corrientes asimétricas de falla (fallas LL,LLN y LN) se ven ligeramente aumentadas por la adición del proyecto subestación Pamplona y sus alimentadores, presentándose el mayor porcentaje de aumento en la condición de falla LN en la sub estación Aurora con un 0.88 %.

RECOMENDACIONES

1. Aprobar el acceso del proyecto Subestación Pamplona y sus alimentadores a la red de transmisión del Sistema Nacional Interconectado.
2. La contingencia salida de la línea CGICG1692D provoca la sobrecarga de las líneas de transmisión ESIESI692, ESIESI6912 y CG3INC69D2 que se encuentran en el área de influencia del proyecto, ante un evento que ocasione esta contingencia, se recomienda cerrar las líneas ZAPZAP6912, CGDCOL69D, CGDGDA69DI, GDAGEG6911 y GDALPR6922 con lo cual las subestaciones El Guarda, El Sitio, Aurora, Pamplona y La Castellana quedarán alimentadas desde la línea Guate Este Guadalupe 1 y las sobrecargas anteriormente citadas son superadas.
3. La contingencia salida de la línea CG2ESI693D provoca la sobrecarga de las líneas de transmisión CENCG169D, CGICG1692D, AURHOR691 y CENGSI691A que se encuentra en el área de influencia del proyecto, ante un evento que ocasione esta contingencia, se recomienda cerrar las líneas CGIEGU692, AURHOR69D, CGISTR69DI, STRSTR691, SJDSJD691, SJDSJD6912 y ESISJD6922, con lo cual las sobrecargas anteriormente citadas quedan superadas y dentro de sus límites

térmicos estándar a excepción de CGICG1692D que supera su límite térmico estándar más no su límite térmico de emergencia que en esta condición asciende a 97.8 %.

APÉNDICES

Apéndice A. Cálculo de los parámetros de línea

Procedimiento

Para el cálculo de los parámetros de las líneas de transmisión simuladas en el presente estudio se eligió de la librería de cables y conductores de CYME el modelo de conductor tipo AAAC Darien. El cálculo se hizo por medio del módulo HLIMPAR de CYME que se basa en una metodología que toma en cuenta los cálculos en el dominio de frecuencia y los modelos de análisis nodal dependientes de frecuencia del método de retorno de profundidad *Complex Depth of Return* que deriva de la técnica más generalizada del método de Carson, por otro lado se consideran las estructuras proyectadas para la construcción de las líneas de transmisión entre las subestaciones La Castellana y Pamplona (LCAPAM69D) y Pamplona Aurora (PAMAUR69), el cuadro A.1 muestra los parámetros obtenidos y que han sido utilizados en todos los escenarios de simulación.

Tabla II. Parámetros de las líneas de transmisión incluidas en el proyecto

LINEA	R0(Ω)	X0(Ω)	B0(μ s)	R1(Ω)	X1(Ω)	B1(μ s)
LCAPAM69D	0.42799	2.58477	2.70410	0.17752	0.61179	5.76709
PAMAUR69	0.84861	5.12497	5.36158	0.35199	1.21304	11.43474

Apéndice B. Abreviaturas del estudio

La Tabla III, muestra las abreviaturas de las subestaciones, nodos, líneas de transmisión y transformadores que conforman el área de impacto del proyecto.

Tabla III. Abreviaturas usadas en el estudio

ABREBIATURA	ELEMENTO
AUR-13	Barra 13.8kV subestación Aurora
AUR-69	Barra 69kV subestación Aurora
CG1-692	Barra 1 69kV subestación Guatemala Centro
CG2-69D	Barra 2 69kV subestación Guatemala Centro Derivación
EGU-13	Barra 13.8kV subestación Incienso
EUG-69	Barra 69kV subestación El Guarda
ESI-693	Barra 69kV subestación El Sitio
INC-691	Barra 69kV subestación Incienso
LCA-13	Barra 13.8kV subestación La Castellana
LCA-69	Barra 69kV subestación La Castellana
LCA-69D	Barra 69kV subestación La Castellana Derivación
PAM-13	Barra 13.8kV subestación Pamplona
PAM-69	Barra 69kV subestación Pamplona

ABREBIATURA	ELEMENTO
APAGG26923	L.T. 69kV Agosto Palma y Guatemala Guadalupe 2
AURAU691	L.T. 69kV Aurora a punto derivación
AURHOR69D	L.T. 69kV Aurora y Hornos
CENCEN692	L.T. 69kV S/E Centro 2 y Centro Guatemala 2
CENCG169D	L.T. 69kV S/E Centro y Centro Guatemala 1
CENCG66921	L.T. 69kV S/E Centro y Centro Guatemala 6
CENGSU691	L.T. 69kV S/E Centro y Centro Guatemala 1
CG1CG12D	L.T. 69kV Centro Guatemala 1 al punto derivación
CG1EGU691	L.T. 69kV Centro Guatemala 1 y El Guarda

CG2ESI69D3	L.T. 69kV Centro Guatemala derivación 2 y El Sitio
CG2INC69D1	L.T. 69kV Centro Guatemala derivación 2 e Incienso
CG3INC69D2	L.T. 69kV Centro Guatemala derivación 3 e Incienso
CG1STR69D1	L.T. 69kV Centro Guatemala derivación 1 y Papistrachan
EGULCA69D	L.T.69kV El Guarda La Castellana
ESILCA69D3	L.T. 69kV El Sitio y La Castellana
ESIESI692	L.T. 69kV El Sitio al punto derivación 2
ESIESI6912	L.T. 69kV Derivación 1, 2 S/E El Sitio
GDAGEG6911	L.T. 69kV Guatemala Este Guadalupe 1
GDALPR6922	L.T. 69kV Guadalupe Los Próceres derivación 1
GG2GG26923	L.T. 69kV Guatemala Guadalupe derivaciones 2 y 3
GNO 230/69A	Transformador trifásico 230/69 Guatemala Norte A
GNO 230/69B	Transformador trifásico 230/69 Guatemala Norte B
GSU 230/69	Transformador trifásico 230/69 de tomas regulables Guatemala sur
LCALCA69D	L.T. 69kV La Castellana al punto derivación
LCAPAM69D	L.T. 69kV La Castellana y Pamplona
PAMAUR69D	L.T. 69kV Pamplona y Aurora
ZAPZAP6912	L.T. 69kV Derivación 1, 2 S/E Zapote

Apéndice C. Planillas de las líneas de transmisión y nuevos equipos

Las Tabla IV y V, muestran los parámetros y configuración de las líneas de transmisión LCAPAM69D y PAMAUR69 respectivamente, en tanto que la Tabla VI, muestra los parámetros del transformador 69/13 kV 10/14 MVA de la Subestación Tecún.

Tabla IV. Planilla de las línea de transmisión LCAPAM69D, Tecún 69k:V

Descripción	Unidad	Valor
Datos Generales		
Tensión nominal	[kV]	69
Corriente máxima admisible		600
- Límite térmico de los conductores	[A]	600
Longitud km	[km]	1.45
Otras líneas que comparten las mismas estructuras		
- Circuito 2	- - -	-
Cantidad de transposiciones	- - -	-
Resistencia de secuencia positiva	[Ω]	0.1775235
Reactancia de secuencia positiva	[Ω]	0.6117956
Susceptancia de secuencia positiva	[μS]	5.7670850
Resistencia homopolar	[Ω]	0.4279965
Reactancia homopolar	[Ω]	2.5847700
Susceptancia homopolar	[μS]	2.7041050
Conductores		
Cantidad de subconductores por fase	- - -	1
Conductor	- - -	DARIEN AAAC
Sección	[mm^2]	141.986
Espaciamiento mínimo entre subconductores	[mm]	-
Cable(s) de Guarda		
Material	- - -	5/16 ACERO-HS
Diámetro	[mm]	0.079375
Estructuras		
Tipo (autosoportadas, guiadas)	- - -	Poste
Material	- - -	Concreto
Cantidad de circuitos	- - -	1
Coordenadas de conductores de fase 1		
Vertical	[m]	16.23
Horizontal	[m]	0.694
Coordenadas de conductores de fase 2		
Vertical	[m]	14.41
Horizontal	[m]	0.694
Coordenadas de conductores de fase 3		
Vertical	[m]	12.59
Horizontal	[m]	0.694
Coordenadas de cable de guarda		
Vertical	[m]	18.05
Horizontal	[m]	0.00

Tabla V. Planilla de las línea de transmisión PAMAUR69, Tecún 69k:V

Descripción	Unidad	Valor
Datos Generales		
Tensión nominal	[kV]	69
Corriente máxima admisible		600
- Límite térmico de los conductores	[A]	600
Longitud km	[km]	2.875
Otras líneas que comparten las mismas estructuras		
- Circuito 2	- - -	-
Cantidad de transposiciones	- - -	-
Resistencia de secuencia positiva	[Ω]	0.3519863
Reactancia de secuencia positiva	[Ω]	1.2130430
Susceptancia de secuencia positiva	[μS]	11.4347375
Resistencia homopolar	[Ω]	0.8486138
Reactancia homopolar	[Ω]	5.1249750
Susceptancia homopolar	[μS]	5.3615875
Conductores		
Cantidad de subconductores por fase	- - -	1
Conductor	- - -	DARIEN AAAC
Sección	[mm^2]	141.986
Espaciamiento mínimo entre subconductores	[mm]	-
Cable(s) de Guarda		
Material	- - -	5/16 ACERO-HS
Diámetro	[mm]	0.079375
Estructuras		
Tipo (autosoportadas, guiadas)	- - -	Poste
Material	- - -	Concreto
Cantidad de circuitos	- - -	1
Coordenadas de conductores de fase 1		
Vertical	[m]	16.23
Horizontal	[m]	0.694
Coordenadas de conductores de fase 2		
Vertical	[m]	14.41
Horizontal	[m]	0.694
Coordenadas de conductores de fase 3		
Vertical	[m]	12.59
Horizontal	[m]	0.694
Coordenadas de cable de guarda		
Vertical	[m]	18.05
Horizontal	[m]	0.00

Tabla VI. Datos del transformador de tomas fijas PAM69 / 13 Tecun, 63-13kV

Potencia nominal	MVA	10 - 14
Tensión de devanado primario	[kV]	69
Tensión del devanado secundario	[kV]	13
Grupo de transformación	- - -	DY

Tabla VII. Planilla del transformador PAM69-13 Tecún 69-13kV

Transformador de potencia	Unidad	1-2	2-3
Resistencia de secuencia positiva	[pu]	0.003646	0.003646
Reactancia de secuencia positiva	[pu]	0.056482	0.056482
Reactancia homopolar	[pu]	0.056482	0.056482
Numero de tomas	- - -	5	- - -
Toma máxima	- - -	100	- - -
Toma mínima	- - -	90	- - -
Equipo de compensación de potencia reactiva		NA	NA
Tipo	- - -	NA	NA
Conexión (serie o paralelo)	- - -	NA	NA
Potencia nominal	MVAr	NA	NA
Rango de operación	MVAr	NA	NA
Interruptor(es) en el punto de conexión		IG-18A	91
Tensión nominal	kV	66	14.4
Corriente nominal	A	1200	560
Capacidad de interrupción	MVA	2079	286.92
Tiempo total de interrupción	ms	32	2300
Pararrayos en el punto de conexión			
Tipo	- - -	ZnO	ZnO
Tensión nominal	kV	42	10
Energía máxima de disipación	kJ	7.2	4.2

Apéndice D. Cuadros y gráficas

Criterios de contingencias N-1

Tabla VIII. Datos de los transformadores monitoreados

GNO 230/69B	Parámetro	Primario	Secundario	Terciario
	kV	230	69	13.8
	MVA	150	150	150
	Impedancia	PS	PT	ST
	Z1	0.125	.2211	0.0729
	X/R	20	20	20
	Z0	.0125	.2211	0.0729
GSU 230/69	Z1	MVA	KV prim	KV sec
	0.1543	100	230	69

Tabla IX. Tasas de proyección de la demanda estimadas por el Administrador del Mercado Mayoristas

Año Estacional		Potencia (MW)	Crecimiento (%)
1999	2000	966.710	8.58%
1999	2001	1033.217	6.88%
2000	2002	1099.983	6.46%
2001	2003	1141.506	3.77%
2002	2004	1195.300	4.71%
2003	2005	1253.737	4.89%
2004	2006	1314.375	4.84%
2005	2007	1377.397	4.79%
2006	2008	1442.727	4.74%
2007	2009	1506.974	4.45%
2008	2100	1573.440	4.41%
2009	2011	1642.247	4.37%
2010	20012	1713.526	4.34%
2011	2013	1787.411	4.31%
2012	2014	1864.048	4.29%

Tabla X. Clasificación de contingencias elegidas para presente estudio

Clasificación	ID Elemento	Tipo de Elemento	Evento
C1	CG1CG1691D	Línea de transmisión	Apertura
C2	CG2ESI693D	Línea de transmisión	Apertura
C3	GNO 230/69B	Tfo. de tres devanados	Fallo
C4	GSU 230/69	Tfo. de tomas regulables	Fallo

Teoría de diseño de redes de distribución

Tabla XI. Carga de viento

Zona de carga mecánica	Velocidad de viento de diseño km/h	Presión del viento en kg/m² sobre superficies cilíndricas
1	80	31
2	100	48
3	120	69

Análisis de resultados del flujo de carga

Escenario época seca demanda máxima sin contingencias

Tabla XII. Voltaje en nodos (kV) de los nodos monitoreados ES-MAX05

NODO	ÉPOCA SECA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	67.62	67.551	0.10%
EGU-69	66.723	67.344	-0.92%
ESI-69	66.861	66.861	0.00%
LCA-69	66.723	67.413	-1.02%
LCA-69D	66.861	67.482	-0.92%
PAM-69	NA	67.482	NA

Tabla XIII. Flujo de carga (MW) y cargabilidad (%) de elementos monitoreados ES-MAX05

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD (%)		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	24	30.54	-27.25%	64.9	81.9	-26.04%
CG2ESI69D3	25.63	12.36	51.78%	49.6	27.7	44.15%
ESILCA693D	25.63	12.36	51.78%	49.6	27.7	44.15%
LCAPAM69	NA	9.24	0.00	NA	24	0.00
PAMAU69D	NA	10.3	0.00	NA	26.7	0.00
GSU 230/69 A	61.77	62.4	-1.02%	68.3	69.1	-1.17%
GNO 230/69 A	110.6	105.96	3.81%	79.9	77.2	3.38%
GNO 230/69B	110.14	105.93	3.82%	79.9	77.2	3.38%

Escenario época seca demanda máxima contingencia salida de la línea CG1CG1691D.

Tabla XIV. Voltaje en nodos (kV) de los nodos monitoreados ES-MAX05-C1

NODO	ÉPOCA SECA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	66.309	64.653	3.00%
EGU-69	66.999	64.998	3.00%
ESI-69	67.068	67.275	0.01%
LCA-69	67.068	64.998	3.00%
LCA-69D	67.137	65.136	3.00%
PAM-69	NA	64.929	NA

Tabla XV. Flujo de carga (MW) y cargabilidades (%) de elementos monitoreados ES-MAX05-C1

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD (%)		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%
CG2ESI69D3	21.62	43.03	-99.03%	42.6	88.4	-107.51%
ESILCA693D	21.62	43.03	-99.03%	42.6	88.3	-107.28%
LCAPAM69	NA	21.29	0.00	NA	62.5	0.00
PAMAUR69D	NA	20.20	0.00	NA	58.9	0.00
GSU 230/69 A	55.3	56.99	-3.06%	58.5	62.2	-6.32%
GNO 230/69 A	105.09	114.08	-8.55%	76.7	84.9	-10.69%
GNO 230/69B	105.08	114.08	-8.56%	76.7	84.9	-10.69%

Escenario época seca demanda máxima contingencia salida de la línea CG2ESI693D

Tabla XVI. Voltaje en nodo (kV) de los nodos monitoreados ES-MAXO5-C2

ÉPOCA SECA			
NODO	CB	CA	DIF
AUR-69	67.482	66.723	1.12%
EGU-69	65.895	65.964	-0.10%
ESI-69	66.171	66.447	-0.42%
LCA-69	65.895	65.964	-0.10%
LCA-69D	65.964	66.033	-0.10%
PAM-69	NA	66.24	NA

Tabla XVII. Cuadro 28-1: Flujo de carga (MW) y cargabilidad (%) de elementos monitoreados ES-MAXO5-C2

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD (%)		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%
CG2ESI69D3	21.62	43.03	-99.03%	42.6	88.4	-107.51%
ESILCA693D	21.62	43.03	-99.03%	42.6	88.3	-107.28%
LCAPAM69	NA	21.29	0.00	NA	62.5	0.00
PAMAUR69D	NA	20.20	0.00	NA	58.9	0.00
GSU 230/69 A	55.3	56.99	-3.06%	58.5	62.2	-6.32%
GNO 230/69 A	105.09	114.08	-8.55%	76.7	84.9	-10.69%
GNO 230/69B	105.08	114.08	-8.56%	76.7	84.9	-10.69%

Escenario época seca demanda máxima contingencia fallo en el transformador de tres devanados GNO 230/69B

Tabla XVIII. Voltaje en nodos (kV) de los nodos monitoreados ES-MAX05-C3

NODO	ÉPOCA SECA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	67.482	66.723	1.12%
EGU-69	65.895	65.964	-0.10%
ESI-69	66.171	66.447	-0.42%
LCA-69	65.895	65.964	-0.10%
LCA-69D	65.964	66.033	-0.10%
PAM-69	NA	66.24	NA

Tabla XIX. Flujo de carga (MW) y cargabilidades (%) de elementos monitoreados ES-MAX05-C3

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD (%)		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	24	43	-79.17%	65	119.8	-84.31%
CG2ESI69D3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%
ESILCA693D	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%
LCAPAM69	NA	21.62	NA	NA	60.1	NA
PAMAUR69D	NA	22.71	NA	NA	63.1	NA
GSU 230/69 A	54	65.46	-21.22%	63.3	75.1	-18.64%
GNO 230/69 A	104.79	102.57	2.12%	76	73.6	3.16%
GNO 230/69B	104.75	102.53	2.12%	75.9	73.6	3.03%

Escenario época seca demanda máxima contingencia fallo en el transformador de tomas regulables GSU 230/69

Tabla XX. Voltaje en nodos (kV) de los nodos monitoreados ES-MAX05-C4

NODO	ÉPOCA SECA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	67.965	67.689	0.41%
EGU-69	67.068	67.482	-0.61%
ESI-69	67.068	66.999	0.10%
LCA-69	67.068	67.482	-0.61%
LCA-69D	67.137	67.551	-0.61%
PAM-69	NA	67.62	NA

Tabla XXI. Flujo de carga (MW) y cargabilidad (%) de elementos monitoreados ES-MAX05-C4

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD (%)		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	20.21	39.14	-93.67%	65	119.8	-84.31%
CG2ESI69D3	21.62	3.81	82.38%	0.00	0.00	0.00%
ESILCA693D	21.62	3.81	82.38%	0.00	0.00	0.00%
LCAPAM69	NA	17.8	NA	NA	60.1	NA
PAMAU69D	NA	18.88	NA	NA	63.1	NA
GSU 230/69 A	70.94	73.72	-3.92%	63.3	75.1	-18.64%
GNO 230/69 A	185.31	178.55	3.65%	76	73.6	3.16%
GNO 230/69B	0.00	0.00	0.00	75.9	73.6	3.03%

Escenario época seca demanda media sin contingencias

Tabla XXII. Voltaje en nodos (kV) de los nodos monitoreados ES-MED05

NODO	ÉPOCA SECA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	67.758	67.689	0.10%
EGU-69	66.585	67.413	-1.24%
ESI-69	66.93	66.999	-0.10%
LCA-69	66.516	67.413	-1.35%
LCA-69D	66.654	67.551	-1.35%
PAM-69	NA	67.551	NA

Tabla XXIII. Flujo de carga (MW) y cargabilidades (%) de elementos monitoreados ES-MED05

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD (%)		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	23.04	33.14	-43.84%	66.3	89.2	-34.54%
CG2ESI69D3	28.65	18.47	35.53%	57.8	39.3	32.01%
ESILCA693D	28.65	18.47	35.53%	57.8	39.3	32.01%
LCAPAM69	NA	5.21	NA	NA	13.5	NA
PAMAU69D	NA	13.73	NA	NA	36	NA
GSU 230/69 A	54.7	56.65	-3.56%	62	64.7	-4.35%
GNO 230/69 A	90.93	88.9	2.23%	68.8	67.5	1.89%
GNO 230/69B	90.9	88.87	2.23%	68.8	67.5	1.89%

Escenario época seca demanda media contingencia salida de la línea CG1CG1691D

Tabla XXIV. Voltajes en nodos (kV) de los nodos monitoreados ES-MED05-C1

NODO	ÉPOCA SECA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	66.24	63.204	4.80%
EGU-69	66.654	63.618	4.77%
ESI-69	67.068	66.585	0.73%
LCA-69	66.723	63.618	4.88%
LCA-69D	66.792	63.687	4.88%
PAM-69	NA	63.48	NA

Tabla XXV. Flujo de carga (MW) y cargabilidad (%) de elementos monitoreados ES-MED05-C1

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD (%)		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%
CG2ESI69D3	21.62	43.03	-99.03%	42.6	88.4	-107.51%
ESILCA693D	21.62	43.03	-99.03%	42.6	88.3	-107.28%
LCAPAM69	NA	21.29	NA	NA	62.5	NA
PAMAUR69D	NA	20.2	NA	NA	58.9	NA
GSU 230/69 A	55.3	56.99	-3.06%	58.9	62.2	-6.32%
GNO 230/69 A	105.09	114.08	-8.55%	76.7	84.9	-10.69%
GNO 230/69B	105.08	114.08	-8.56%	76.7	84.9	-10.69%

Escenario época seca demanda media contingencia salida de la línea CG2ESI693D

Tabla XXVI. Voltaje en nodos (kV) de los nodos monitoreados ES-MED05-C2

NODO	ÉPOCA SECA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	67.689	66.723	1.45%
EGU-69	65.688	65.964	-0.42%
ESI-69	65.964	66.447	-0.73%
LCA-69	65.688	65.964	-0.42%
LCA-69D	65.757	66.033	-0.42%
PAM-69	NA	66.24	NA

Tabla XXVII. Flujo de carga (MW) y cargabilidades (%) de elementos monitoreados ES-MED05-C2

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD (%)		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	23.04	51.8	-124.83%	66.2	146.5	-121.3%
CG2ESI69D3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ESILCA693D	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
LCAPAM69	NA	23.71	NA	NA	68.6	NA
PAMAU69D	NA	32.29	NA	NA	92	NA
GSU 230/69 A	54.01	59.91	-10.92%	63.3	69.2	-9.32%
GNO 230/69 A	78.77	83.44	-5.93%	58.4	61.6	-5.48%
GNO 230/69B	78.73	83.39	-5.92%	58.4	61.6	-5.31%

Escenario época seca demanda media contingencia fallo en el transformador de tres devanados GNO 230/69B

Tabla XXVIII. Voltaje en nodos (kV) de los nodos monitoreados ES-MED05-C3

	ÉPOCA SECA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	67.827	67.137	1.03%
EGU-69	66.723	66.861	-0.21%
ESI-69	66.861	66.447	0.62%
LCA-69	66.723	66.861	-0.21%
LCA-69D	66.792	66.999	-0.31%
PAM-69	NA	66.999	NA

Tabla XXIX. Flujo de carga (MW) y cargabilidad (%) de elementos monitoreados ES-MED05-C3

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD (%)		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	20.21	39.14	-93.67%	56	102.4	-82.86%
CG2ESI69D3	21.62	3.81	82.38%	42.7	22.3	47.78%
ESILCA693D	21.62	3.81	82.38%	42.7	22.3	47.78%
LCAPAM69	NA	17.8	NA	NA	47.1	NA
PAMAUR69D	NA	18.88	NA	NA	49.4	NA
GSU 230/69 A	70.94	73.72	-3.92%	79.8	82.5	-3.38%
GNO 230/69 A	185.31	178.55	3.65%	145.2	140.9	2.96%
GNO 230/69B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%

Escenario época seca demanda media contingencia fallo en el transformador de tomas regulables GSU 230/69

Tabla XXX. Voltaje en nodos (kV) de los nodos monitoreados ES-MED05-C4

NODO	ÉPOCA SECA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	67.689	67.689	0.00%
EGU-69	66.585	67.482	-1.33%
ESI-69	66.654	66.999	-0.51%
LCA-69	66.585	67.482	-1.33%
LCA-69D	66.654	67.551	-1.33%
PAM-69	NA	67.620	NA

Tabla XXXI. Flujo de carga (MW) y cargabilidad (%) de elementos monitoreados ES-MED05-C4

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD (%)		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	23.04	27.87	-20.96%	53.6	77	-43.66%
CG2ESI69D3	28.65	23.72	17.21%	48.2	47.4	1.66%
ESILCA693D	28.65	23.72	17.21%	48.2	47.4	1.66%
LCAPAM69	NA	-0.03	NA	NA	0.9	NA
PAMAUR69D	NA	8.48	NA	NA	23.3	NA
GSU 230/69 A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GNO 230/69 A	97.96	73.1	25.38%	69.6	72.9	-4.74%
GNO 230/69B	97.96	73.1	25.38%	69.6	72.9	-4.74%

Escenario época seca demanda mínima sin contingencias

Tabla XXXII. Voltaje en nodos (kV) de los nodos monitoreados ES-MIN05

NODO	ÉPOCA SECA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	68.586	68.586	0.00%
EGU-69	68.379	68.517	-0.20%
ESI-69	68.448	68.655	-0.30%
LCA-69	68.379	68.517	-0.20%
LCA-69D	68.379	68.586	-0.30%
PAM-69	NA	68.586	NA

Tabla XXXIII. Flujo de carga (MW) y cargabilidad (%) de elementos monitoreados ES-MIN05

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD (%)		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	14.35	15.8	-10.10%	38.4	42	-9.38%
CG2ESI69D3	9.83	8.37	14.85%	19.2	16.3	15.10%
ESILCA693D	9.83	8.37	14.85%	19.2	16.3	15.10%
LCAPAM69	NA	-0.09	NA	NA	1.2	NA
PAMAU69D	NA	3.71	NA	NA	9.6	NA
GSU 230/69 A	34.04	34.26	-0.65%	34.2	34.4	-0.58%
GNO 230/69 A	54.12	53.79	0.61%	39.7	39.4	0.76%
GNO 230/69B	54.17	53.79	0.61%	39.3	39	0.76%

Escenario época seca demanda mínima contingencia salida de línea CG1CG1691D

Tabla XXXIV. Voltaje en nodos (kV) de los nodos monitoreados ES-MIN05-C1

NODO	ÉPOCA SECA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	67.689	66.792	1.34%
EGU-69	68.655	67.068	2.37%
ESI-69	68.793	68.586	0.30%
LCA-69	68.724	67.068	2.47%
LCA-69D	68.724	67.068	2.47%
PAM-69	NA	66.999	NA

Tabla XXXV. Flujo de carga (MW) y cargabilidad (%) de elementos monitoreados ES-MIN05-C1

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD (%)		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00%
CG2ESI69D3	8.29	24.21	392.04%	15.8	47.2	-198.73%
ESILCA693D	8.29	24.21	392.04%	15.8	47.2	-198.73%
LCAPAM69	NA	15.89	0.00	NA	43.7	NA
PAMAUR69D	NA	12.08	0.00	NA	33.4	NA
GSU 230/69	30.88	31.93	-3.40%	30.9	32	-3.56%
GNO 230/69 A	51.09	57.37	-12.29%	37.5	32	-12.53%
GNO 230/69B	51.14	57.43	-12.30%	37	41.8	-12.97%

Escenario época seca demanda mínima contingencia salida de la línea CG2ESI693D

Tabla XXXVI. Voltaje en nodos (kV) de los nodos monitoreados ES-MIN05-C2

NODO	ÉPOCA SECA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	68.655	68.31	0.51%
EGU-69	68.241	68.103	0.20%
ESI-69	68.31	68.103	0.30%
LCA-69	68.241	68.103	0.20%
LCA-69D	68.31	68.103	0.30%
PAM-69	NA	68.172	NA

Tabla XXXVII. Flujo de carga (MW) y cargabilidad (%) de elementos monitoreados ES-MIN05-C2

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD (%)		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	14.35	24.19	-68.57%	38.3	65.2	-70.23%
CG2ESI69D3	0.00	00.00	0.00	0.00	0.00	0.00%
ESILCA693D	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
LCAPAM69	NA	8.28	NA	NA	22.5	NA
PAMAUR69D	NA	12.09	NA	NA	32.6	NA
GSU 230/69 A	33.44	35.50	-6.16%	33.6	35.8	-6.55%
GNO 230/69 A	50.28	51.99	-3.40%	36.8	38	-3.26%
GNO 230/69B	50.32	52.03	-3.40%	36.4	37.6	-3.30%

Escenario época seca demanda mínima contingencia fallo en el transformador de tres devanados GNO 230/69B

Tabla XXXVIII. Voltaje en nodos (kV) de los nodos monitoreados ES-MIN05-C3

NODO	ÉPOCA SECA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	68.931	68.724	0.30%
EGU-69	68.655	68.655	0.00%
ESI-69	68.793	68.655	0.20%
LCA-69	68.655	68.655	0.00%
LCA-69D	68.655	68.724	-0.10%
PAM-69	NA	68.724	NA

Tabla XXXIX. Flujo de carga (MW) y cargabilidad (%) de elementos monitoreados ES-MIN05-C3

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD (%)		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	14.35	21.04	-46.62%	38.3	54.5	-42.30%
CG2ESI69D3	9.84	3.14	68.09%	19.2	9.10	52.60%
ESILCA693D	9.84	3.14	68.09%	19.2	9.1	52.60%
LCAPAM69	NA	5.14	NA	NA	13.4	NA
PAMAUR69D	NA	8.96	NA	NA	22.8	NA
GSU 230/69 A	39.05	39.98	-2.38%	39.3	40.2	-2.29%
GNO 230/69 A	90.43	87.86	0.00	64.4	64.4	0.00
GNO 230/69B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Escenario época seca demanda mínima contingencia fallo en el transformador de tomas regulables GSU 230/69

Tabla XL. Voltaje en nodos (kV) de los nodos monitoreados ES-MIN05-C4

NODO	ÉPOCA SECA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	68.517	69.069	-0.81%
EGU-69	68.655	68.931	-0.40%
ESI-69	68.448	68.931	-0.71%
LCA-69	68.655	68.931	-0.40%
LCA-69D	68.655	68.931	-0.40%
PAM-69	NA	69	NA

Tabla XLI. Flujo de carga (MW) y cargabilidad (%) de elementos monitoreados ES-MIN05-C4

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD (%)		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	14.35	13.07	8.92%	38.3	37.9	0.52%
CG2ESI69D3	9.83	11.1	-12.92%	19.1	20	-4.71%
ESILCA693D	9.83	11.1	-12.92%	19.1	20	-4.71%
LCAPAM69	NA	-2.81	NA	NA	9	NA
PAMAUR69D	NA	0.99	NA	NA	8.5	NA
GSU 230/69 A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GNO 230/69 A	57.82	41.20	28.74%	41.2	41.2	0.00%
GNO 230/69B	57.82	41.20	28.74%	41.2	41.2	0.00%

Escenario época húmeda

Escenario época húmeda demanda máxima sin contingencias

Tabla XLII. Voltaje en nodos (kV) de los nodos monitoreados EH-MAX05

NODO	ÉPOCA SECA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	67.551	67.344	0.31%
EGU-69	66.792	67.137	-0.52%
ESI-69	66.792	66.654	0.21%
LCA-69	66.792	67.137	-0.52%
LCA-69D	66.861	67.206	-0.52%
PAM-69	NA	67.206	NA

Tabla XLIII. Flujo de carga (MW) y cargabilidad (%) de elementos monitoreados EH-MAX05

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD (%)		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	22.35	27.09	-21.21%	61	75.1	-23.11%
CG2ESI69D3	23.87	19.08	20.07%	46.5	37.4	19.57%
ESILCA693D	23.87	19.08	20.07%	46.5	37.4	19.57%
LCAPAM69	NA	1.04	NA	NA	3.4	NA
PAMAUR69D	NA	8.26	NA	NA	22.9	NA
GSU 230/69 A	65.03	65.8	-1.18%	74.8	75.9	-1.47%
GNO 230/69 A	106.71	105.65	0.99%	77.1	76.3	1.04%
GNO 230/69B	106.69	105.63	0.99%	77.1	76.3	1.04%

Escenario época húmeda demanda máxima contingencia salida de la línea

CG1CG1691D

Tabla XLIV. Voltaje en nodos (kV) de los nodos monitoreados EH-MAX05-C1

NODO	ÉPOCA SECA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	0	64.377	-100.0%
EGU-69	67.206	64.791	3.7%
ESI-69	67.206	67.275	-0.1%
LCA-69	67.206	64.86	3.6%
LCA-69D	67.275	64.929	3.6%
PAM-69	NA	64.653	NA

Tabla XLV. Flujo de carga (MW) y cargabilidad (%) de elementos monitoreados EH-MAX05-C1

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD (%)		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00	0.00
CG2ESI69D3	23.86	46.36	-94.30%	46.2	94.7	-104.98%
ESILCA693D	23.86	46.36	-94.30%	46.2	94.7	-104.98%
LCAPAM69	NA	26.06	NA	NA	75.2	NA
PAMAUR69D	NA	18.81	NA	NA	54.9	NA
GSU 230/69 A	57.46	59.1	-2.85%	59.7	62.9	-5.36%
GNO 230/69 A	103.90	113.37	-9.11%	75.6	84	-11.11%
GNO 230/69B	103.88	113.37	-9.14%	75.6	84	-11.11%

Escenario época húmeda demanda máxima contingencia salida de la línea CG2ESI693D

Tabla XLVI. Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EH-MAX05-C2

NODO	ÉPOCA HUMEDA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	67.482	66.723	1.12%
EGU-69	65.895	65.964	-0.10%
ESI-69	66.171	66.447	-0.42%
LCA-69	65.895	65.964	-0.10%
LCA-69D	65.964	66.033	-0.10%
PAM-69	NA	66.24	NA

Tabla XLVII. Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados EH-MAX05-C2

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD %		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	23.68	43.34	-95.69%	67.1	129.5	-93.00%
CG2ESI69D3	0.00	0	0.000%	0.00	0	0.00%
ESILCA693D	0	0	0.00%	0	0	0.00%
LCAPAM69	NA	20.15	NA	NA	56.9	NA
PAMAUR69D	NA	27.43	NA	NA	76.7	NA
GSU 230/69 A	47.48	68.36	-43.98%	49.4	78.2	-58.30%
GNO 230/69 A	75.25	101.18	-34.46%	50.6	72.7	-43.68%
GNO 230/69B	75.21	101.14	-34.48%	50.6	72.7	43.68%

Escenario época húmeda demanda máxima contingencia fallo en el transformador de tres devanados GNO 230 / 69B

Tabla XLVIII. Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EH-MAX05-C3

NODO	ÉPOCA HUMEDA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	67.482	66.723	1.12%
EGU-69	65.895	65.964	-0.10%
ESI-69	66.171	66.447	-0.42%
LCA-69	65.895	65.964	-0.10%
LCA-69D	65.964	66.033	-0.10%
PAM-69	NA	66.24	NA

Tabla XLIX. Flujo de carga [MW y cargabilidad [%]] de elementos monitoreados EH-MAX05-C3

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD %		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	22.35	36.05	-59.16%	60.7	95.2	56.84%
CG2ESI69D3	23.86	10.86	47.81%	46.4	26	43.97%
ESILCA693D	23.86	10.18	47.81	46.4	26	43.97
LCAPAM69	NA	9.95	NA	NA	26.4	NA
PAMAU69D	NA	17.19	NA	NA	44.6	NA
GSU 230/69 A	74.64	76.67	-2.46%	86.2	88.4	-2.55%
GNO 230/69 A	0.00	0	0.00%	0.00	0	0.00%
GNO 230/69B	183.35	177.87	4.96%	142	138.7	2.32%

Escenario época húmeda demanda media sin contingencias.

Tabla L. Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EH-MED05

NODO	ÉPOCA HUMEDA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	67.965	67.344	0.91%
EGU-69	66.723	67.131	-0.62%
ESI-69	67.206	66.723	0.72%
LCA-69	66.723	67.137	-0.62%
LCA-69D	66.792	67.275	-0.72%
PAM-69	NA	67.275	NA

Ysnls LI. Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados EH-MED05

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD %		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	23.68	29.95	-26.48%	66.6	80.7	-21.17%
CG2ESI69D3	29.45	23.09	21.60%	58.4	46.4	20.55%
ESILCA693D	29.45	23.09	21.60	58.4	46.4	20.55%
LCAPAM69	NA	1.26	NA	NA	3.3	NA
PAMAUR69D	NA	10.01	NA	NA	26.1	NA
GSU 230/69 A	49.25	49.51	-0.23%	51.2	50.8	0.78%
GNO 230/69 A	86.87	86.45	0.48%	64.9	65.3	-0.62%
GNO 230/69B	86.85	86.42	0.50%	64.9	65.3	-0.62%

Escenario época húmeda demanda media contingencia salida de la línea CG1CG1691D.

Tabla LII. Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EH-MED05-C1

NODO	ÉPOCA HUMEDA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	0	63.48	-100.00%
EGU-69	66.999	63.825	5.0%
ESI-69	67.206	66.792	0.6%
LCA-69	66.999	63.825	5.0%
LCA-69D	67.137	63.963	5.0%
PAM-69	NA	63.756	NA

Tabla LIII. Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados EH-MED05-C1

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD %		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	0.00	0	0.00%	0.00	0	0.00%
CG2ESI69D3	29.45	53.25	-80.81%	58.2	109.7	-88.49%
ESILCA693D	29.45	53.25	-80.81%	58.2	109.7	-88.48%
LCAPAM69	NA	-28.69	NA	NA	82.3	NA
PAMAUR69D	NA	-19	92	NA	59.2	NA
GSU 230/69 A	42.51	45.12	-6.14%	42.5	46.1	-8.47%
GNO 230/69 A	54.35	93.57	-10.93%	64.3	71.3	-10.89%
GNO 230/69B	84.34	93.58	-10.96	64.3	71.3	-10.89%

Tabla LIV. Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EHME05-C2

NODO	ÉPOCA HUMEDA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	67.482	67.068	0.6%
EGU-69	0.00	66.378	-100.0%
ESI-69	66.792	66.378	0.00%
LCA-69	0.00	66.378	-100.00%
LCA-69D	0.00	66.516	-100.00%
PAM-69	NA	66.723	NA

Escenario época húmeda demanda media contingencia fallo en el transformador de tres devanados GNO 230/69 B

Tabla LV. Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados EH-MED05-C2

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD %		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	23.68	53.23	124.79%	-53.23	147	376.16%
CG2ESI69D3	0.00	0	0.00%	0.00	0	0.00%
ESILCA693D	0	0	0.00%	0	0	0.00%
LCAPAM69	NA	24.37	NA	NA	69.5	NA
PAMAUR69D	NA	33.19	NA	NA	91.4	NA
GSU 230/69 A	47.48	55.8	-17.52%	55.8	62.4	-11.83%
GNO 230/69 A	75.25	78.64	-4.50%	78.64	56.9	27.64%
GNO 230/69B	75.21	78.6	-4.51%	78.6	56.9	27.61%

Tabla LVI. Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EH-MED05-C3

NODO	ÉPOCA HUMEDA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	67.62	67.275	0.5%
EGU-69	66.723	67.068	-0.5%
ESI-69	66.93	66.654	0.4%
LCA-69	66.723	67.068	-0.5%
LCA-69D	66.861	67.137	-0.4%
PAM-69	NA	67.206	NA

Tabla LVII. Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados EH-MED05-C3

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD %		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	23.68	37.69	-42.05%	67	100	-49.25%
CG2ESI69D3	29.45	15.37	61.43%	58.4	34.5	40.92%
ESILCA693D	29.45	15.37	61.43%	58.4	34.5	40.92%
LCAPAM69	NA	8.97	0.00	NA	23.4	NA
PAMAUR69D	NA	17.73	0.00	NA	46.1	NA
GSU 230/69 A	57.66	59.08	-2.95%	63.8	62.6	1.88%
GNO 230/69 A	0.00	0.00	0.00%	0.00	0	0.00%
GNO 230/69B	151.48	143.93	-53.12%	124.9	116.8	6.49%

Escenario época húmeda demanda media contingencia fallo en el transformador de tomas regulables GSU 230/69

Tabla LVIII. Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EH-MEN05-C4

NODO	ÉPOCA HÚMEDA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	67.62	67.275	0.5%
EGU-69	66.723	67.068	-0.5%
ESI-69	66.93	66.654	0.4%
LCA-69	66.723	67.068	-0.5%
LCA-69D	66.861	67.137	-0.4%
PAM-69	NA	67.206	NA

Tabla LIX. Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados EH-MED05-C4

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD %		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	23.68	25.52	0.58%	67.1	71.3	-6.26%
CG2ESI69D3	29.44	27.51	-0.68%	58.5	52.7	9.91%
ESILCA693D	29.44	27.51	-0.68%	58.5	52.7	9.91%
LCAPAM69	NA	-3.15	0.00	NA	10	NA
PAMAU69D	NA	5.59	0.00	NA	16	NA
GSU 230/69 A	0.00	0	0.00%	0.00	0	0.00%
GNO 230/69 A	93.83	93.73	-0.14%	69.5	69.2	0.43%
GNO 230/69B	93.83	93.71	-0.23%	69.5	69.2	0.43%

Escenario época húmeda demanda mínima sin contingencias.

Tabla LX. Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EH-MIN05

NODO	ÉPOCA HÚMEDA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	68.586	68.517	0.1%
EGU-69	68.586	68.448	0.2%
ESI-69	68.586	68.517	0.1%
LCA-69	68.586	68.448	0.2%
LCA-69D	68.586	68.517	0.1%
PAM-69	NA	68.448	NA

Tabla LXI. Flujo de carga [MW] y cargabilidad [%] de elementos monitoreados EH-MIN05

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD %		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	17.17	19.24	-12.06%	45.4	50.5	-11.23%
CG2ESI69D3	11.77	9.67	17.84%	22.3	19.7	11.66%
ESILCA693D	11.77	9.67	17.84%	22.3	19.7	11.66%
LCAPAM69	NA	0.23	NA	NA	4.7	NA
PAMAU69D	NA	4.78	NA	NA	12.3	NA
GSU 230/69 A	28.32	28.65	-1.17%	28.3	28.7	-1.41%
GNO 230/69 A	52.93	52.41	0.98%	39.7	39.5	0.50%
GNO 230/69B	52.99	52.46	1.00%	39.3	39.1	0.51%

Escenario época húmeda demanda mínima contingencia salida de la línea CG1CG1691D.

Tabla LXII. Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EH-MIN05-C1

NODO	ÉPOCA HÚMEDA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	0	66.447	-100.0%
EGU-69	68.793	66.792	3.0%
ESI-69	68.931	68.586	0.5%
LCA-69	68.793	66.792	3.0%
LCA-69D	68.793	66.792	3.0%
PAM-69	NA	66.654	NA

Tabla LXIII. Flujo de carga [MW] y cargabilidades monitoreados EH-MIN05-C1

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD %		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	0.00	0	0.00%	0.00	0	0.00%
CG2ESI69D3	11.77	28.97	-146.13%	22.2	56.7	-155.41%
ESILCA693D	11.77	28.97	-146.13%	22.2	56.7	-155.41%
LCAPAM69	NA	19.01	NA	NA	52.8	NA
PAMAUR69D	NA	14.44	NA	NA	40.4	NA
GSU 230/69 A	24.76	25.8	-4.20%	24.9	25.9	-4.02%
GNO 230/69 A	50.28	56.83	-13.48%	37.9	42.9	-13.19%
GNO 230/69B	50.14	56.91	-13.50%	37.4	42.5	-13.64%

Escenario época húmeda demanda mínima contingencia salida de la línea CG2ESI693D

Tabla LXIV. Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EH-MIN05-C2

NODO	ÉPOCA HÚMEDA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	68.724	68.793	-0.1%
EGU-69	0.00	68.586	-100.0%
ESI-69	68.724	69	-0.4%
LCA-69	0.00	68.586	-100.0%
LCA-69D	0.00	68.586	-100.0%
PAM-69	NA	68.655	NA

Tabla LXV. Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados EH-MIN05-C2

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD %		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	17.17	28.96	-68.67%	45.3	77.4	-70.86
CG2ESI69D3	0.00	0	0.00%	0.00	0	0.00%
ESILCA693D	0.00	0	0.00%	0.00	0	0.00%
LCAPAM69	NA	9.91	NA	NA	26.5	NA
PAMAU69D	NA	14.47	NA	NA	38.5	NA
GSU 230/69 A	27.64	30.6	-10.71%	36.5	36.3	0.55%
GNO 230/69 A	48.37	49.35	-2.03%	36.5	36.3	0.55%
GNO 230/69B	48.41	49.4	-2.05%	36	35.9	0.28%

Escenario época húmeda demanda mínima contingencia fallo en el transformador de tres devandos GNO 230/69B

Tabla LXVI. Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EH-MIN05-C3

NODO	ÉPOCA HÚMEDA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	69.138	68.517	0.9%
EGU-69	68.724	68.448	0.4
ESI-69	69.00	68.517	0.7
LCA-69	68.724	68.448	0.4
LCA-69D	68.793	68.448	0.5
PAM-69	NA	68.448	NA

Tabla LXVII. Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados EH-MIN05-C3

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD %		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	17.17	24.39	-42.05%	45	63.2	-40.44%
CG2ESI69D3	11.77	4.54	61.43%	22.2	12.5	43.69%
ESILCA693D	11.77	4.54	61.43%	22.2	12.5	43.69%
LCAPAM69	NA	5.37	NA	NA	14.7	NA
PAMAUR69D	NA	9.92	NA	NA	25.4	NA
GSU 230/69 A	33.22	34.2	-2.95	33.20	34.2	-3.01
GNO 230/69 A	0.00	0	0.00%	0.00	0	0.00%
GNO 230/69B	55391	85.61	-53.12	40.6	62.6	-54.19%

Escenario época húmeda demanda mínima contingencia fallo en el transformador de tomas regulables GSU 230 / 69

Tabla LXVIII. Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EH-MIN05-C4

NODO	ÉPOCA HÚMEDA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	69.138	69	0.2%
EGU-69	68.724	68.862	-0.2%
ESI-69	69	68.931	0.1%
LCA-69	68.724	68.862	-0.2%
LCA-69D	68.793	68.931	-0.2%
PAM-69	NA	68.931	NA

Tabla LXIX. Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados H-MIN05-C4

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD %		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	17.17	17.07	0.58%	45	47.1	-4.67%
CG2ESI69D3	11.77	11.85	-0.68%	22.2	21.7	2.25%
ESILCA693D	11.77	11.85	-0.68%	22.2	21.7	2.25%
LCAPAM69	NA	1.94	NA	NA	5.5	NA
PAMAU69D	NA	2.61	NA	NA	8.8	NA
GSU 230/69 A	0.00	0	0.00%	0.00	0	0.00%
GNO 230/69 A	55.91	55.99	-0.14%	40.6	40.6	0.00%
GNO 230/69B	55.91	56.04	-0.23%	40.6	40.2	0.99%

Análisis de los escenarios del año 2007

Escenario época seca

Tabla LXX. Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados ES-MAX07

NODO	ÉPOCA SECA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	67.28	67.827	-0.81%
EGU-69	66.31	67.689	-2.04%
ESI-69	66.52	67.137	-0.92%
LCA-69	66.31	67.689	-2.04%
LCA-69D	66.38	67.758	-2.04%
PAM-69	NA	67.827	NA

Tabla LXXI. Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados ES-MAX07

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD %		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	26.36	33.06	-25.42%	71.9	87.5	-21.70%
CG2ESI69D3	27.74	11.85	57.28%	54.1	28.2	47.87%
ESILCA693D	27.74	11.85	57.28	54.1	28.2	47.87%
LCAPAM69	NA	10.76	NA	NA	28	NA
PAMAU69D	NA	11.87	NA	NA	30.6	NA
GSU 230/69 A	59.92	60.33	-0.68%	63.6	64.3	-1.10%
GNO 230/69 A	112.31	106.88	4.83%	82.9	79.5	4.10%
GNO 230/69B	112.29	106.85	4.84%	82.8	79.4	4.11%

Demanda media

Tabla LXXII. Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados ES-MED07

NODO	ÉPOCA SECA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	67.97	66.999	1.4%
EGU-69	67.14	66.723	0.6%
ESI-69	67	66.24	1.1%
LCA-69	67.14	66.723	0.6%
LCA-69D	67.21	66.861	0.5%
PAM-69	NA	66.861	NA

Demanda mínima

Tabla LXXIII. Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados ES-MED07.

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD %		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	26.36	33.06	-25.42%	71.9	87.5	-21.70%
CG2ESI69D3	27.74	11.85	57.28%	54.1	28.2	47.87%
ESILCA693D	27.74	11.85	57.28	54.1	28.2	47.87%
LCAPAM69	NA	10.76	NA	NA	28	NA
PAMAU69D	NA	11.87	NA	NA	30.6	NA
GSU 230/69 A	59.92	60.33	-0.68%	63.6	64.3	-1.10%
GNO 230/69 A	112.31	106.88	4.83%	82.9	79.5	4.10%
GNO 230/69B	112.29	106.85	4.84%	82.8	79.4	4.11%

Tabla LXXIV. Voltaje en nodos [kV] de los nodos adicionados ES-MIN07

NODO	ÉPOCA SECA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	68.66	68.724	-0.10%
EGU-69	69.07	68.724	0.50%
ESI-69	69.14	68.793	0.50%
LCA-69	69.07	68.724	0.50%
LCA-69D	69.14	68.724	0.60%
PAM-69	NA	68.724	NA

Tabla LXXV. Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados ES-MIN07

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD %		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	12.64	15.5	-22.63%	34	40.4	-18.82%
CG2ESI69D3	8.67	9.79	-12.92%	16.5	19.9	-20.61
ESILCA693D	8.67	9.79	-12.92	16.5	19.9	-20.61
LCAPAM69	NA	1.13	NA	NA	6	NA
PAMAUR69D	NA	2.85	NA	NA	7.6	NA
GSU 230/69 A	34.88	35.23	-1.00%	34.9	35.2	-0.68%
GNO 230/69 A	57.56	57.91	-0.61%	43.2	43.2	0.00%
GNO 230/69B	57.6	57.96	-0.63%	42.7	42.8	-0.23%

Escenario época húmeda

Demanda máxima

Tabla LXXVI. Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EH-MAX07

NODO	ÉPOCA HUMEDA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	67.62	67.068	-0.8%
EGU-69	67.137	66.792	-0.5%
ESI-69	66.792	66.309	-0.7%
LCA-69	67.206	66.861	-0.5%
LCA-69D	67.275	66.93	-0.5%
PAM-69	NA	66.93	NA

Tabla LXXVII. Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados EH-MAX07

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD %		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	19.7	30.64	-55.53	54.6	84.6	-54.95
CG2ESI69D3	21.07	20.07	4.75%	41.6	40.4	2.88%
ESILCA693D	21.07	20.07	4.75%	41.6	40.4	2.88%
LCAPAM69	NA	2.03	NA	NA	5.3	NA
PAMAUR69D	NA	9.95	NA	NA	26.9	%NA
GSU 230/69 A	72.09	68.7	4.70%	84.7	71.5	15.58
GNO 230/69 A	112.67	116.21	-3.14%	82.1	85.4	-4.02%
GNO 230/69B	112.64	116.18	-3.14%	82.1	85.4	-4.02%

Demanda media

Tabla LXXVIII. Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EH-MED07

NODO	ÉPOCA HUMEDA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	67.344	67.413	-0.1%
EGU-69	66.309	67.137	-1.2%
ESI-69	66.447	66.654	-0.3
LCA-69	66.309	67.137	-1.2%
LCA-69D	66.447	67.206	-1.1%
PAM-69	NA	67.275	NA

Tabla LXXIX. Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados EH-MED07

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD %		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	20.86	32.81	-57.29%	58.1	91.4	-57.31%
CG2ESI69D3	25.5	22.71	10.94%	51.8	43.7	59.46%
ESILCA693D	25.5	22.71	10.94%	51.8	43.7	59.46%
LCAPAM69	NA	2.77	NA	NA	13.2	NA
PAMAUR69D	NA	11.92	NA	NA	33.3	NA
GSU 230/69 A	53.24	56.7	-6.50%	60.1	66.1	65.06%
GNO 230/69 A	89.39	89.46	-0.08%	66.9	65.8	68.61
GNO 230/69B	89.37	89.44	-0.08%	66.9	65.8	68.61

Demanda mínima

Tabla LXXX. Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EH-MIN07

NODO	ÉPOCA HUMEDA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	68.517	68.517	0.000%
EGU-69	68.517	68.517	0.000%
ESI-69	68.586	68.517	0.101%
LCA-69	68.517	68.517	0.000%
LCA-69D	68.517	68.517	0.000%
PAM-69	NA	68.517	NA

Tabla LXXXI. Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de los elementos monitoreados EH-MIN07

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD %		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	18.85	20.53	-8.91%	493.9	53.9	-8.02%
CG2ESI69D3	12.73	9.73	23.57%	24.1	19.8	17.84%
ESILCA693D	12.73	9.73	23.57%	24.1	19.8	17.84%
LCAPAM69	NA	0.64	NA	NA	4.8	NA
PAMAUR69D	NA	5.4	NA	NA	13.8	NA
GSU 230/69 A	28.05	28.26	-0.75	28.1	28.3	-0.71%
GNO 230/69 A	54.51	53.57	1.72%	40.9	40.4	1.22%
GNO 230/69B	54.57	53.63	1.72%	40.4	39.9	1.24%

Análisis de los escenarios del año 2009

Escenario época seca.

Demanda máxima

Tabla LXXXII. Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados ES-MAX09

NODO	ÉPOCA SECA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	67.965	67.827	0.20%
EGU-69	66.033	67.482	-2.15%
ESI-69	66.861	66.93	-0.10%
LCA-69	66.033	67.482	-2.15%
LCA-69D	66.171	67.62	-2.14%
PAM-69	NA	67.689	NA

Tabla XXXIII. Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados ES-MAX09

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD %		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	28.76	40.62	41.24%	77.9	109.6	-40.69%
CG2ESI69D3	30.28	8.42	72.19	59.5	20.4	65.71%
ESILCA693D	30.28	8.42	72.19	59.5	20.4	65.71%
LCAPAM69	NA	16.26	NA	NA	42.4	NA
PAMAUR69D	NA	17.48	NA	NA	46	NA
GSU 230/69 A	59.48	59.83	-0.59%	60.1	60.1	0.00%
GNO 230/69 A	123.22	115.73	6.08%	90.6	84.9	6.29%
GNO 230/69B	123.21	115.7	6.10%	90.6	84.8	6.40%

Demanda media

Tabla LXXXIV. Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados ES-MED09

NODO	ÉPOCA SECA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	66.999	66.861	0.2%
EGU-69	66.033	66.585	-0.8%
ESI-69	66.24	66.033	0.3%
LCA-69	65.964	66.585	-0.9%
LCA-69D	66.102	66.654	-0.8%
PAM-69	NA	66.723	NA

Tabla LXXXV. Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados ES-MED09

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD %		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	27.62	34.54	-32.30%	81.5	1001.4	-24.42%
CG2ESI69D3	33.97	22.42	34.00%	69.7	46.8	32.86%
ESILCA693D	33.97	22.42	34.00%	69.7	46.8	32.86%
LCAPAM69	NA	4.63	NA	NA	12.4	NA
PAMAU69D	NA	14.36	NA	NA	39.1	NA
GSU 230/69 A	61.57	63.64	-3.36%	64.9	67.7	-4.31%
GNO 230/69 A	103.92	99.31	4.44%	81.1	75.9	6.41%
GNO 230/69B	103.3	99.28	4.45%	81.1	75.9	6.41%

Demanda mínima

Tabla LXXXVI. Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados ES-MIN09

NODO	ÉPOCA SECA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	68.655	68.655	0.00%
EGU-69	68.241	68.586	-0.50%
ESI-69	68.31	68.655	-0.50%
LCA-69	68.241	68.586	-0.50%
LCA-69D	68.241	68.586	-0.50%
PAM-69	NA	68.586	NA

Tabla LXXXVII. Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados ES-MIN09

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD %		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	17.18	17.76	-3.38%	46.2	48	-3.90%
CG2ESI69D3	11.62	9.85	15.23%	22.7	18.6	18.06%
ESILCA693D	11.62	9.85	15.23%	22.7	18.6	18.06%
LCAPAM69	NA	-0.63	NA	NA	1.3	NA
PAMAUR69D	NA	3.96	NA	NA	10.9	NA
GSU 230/69 A	38.97	38.97	0.00%	39.1	39.1	0.00%
GNO 230/69 A	60.33	59.76	0.94%	44.1	43.6	1.13%
GNO 230/69B	60.38	59.81	0.94%	43.7	43.2	1.14%

Escenario época húmeda.

Demanda máxima

Tabla LXXXVII. Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados EH-MAX09

NODO	ÉPOCA HUMEDA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	67.206	67.482	-0.4%
EGU-69	66.723	67.275	-0.8%
ESI-69	66.447	66.723	-0.4%
LCA-69	66.723	67.275	-0.8%
LCA-69D	66.792	67.344	-0.8%
PAM-69	NA	67.344	NA

Tabla LXXXIX. Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados ES-MAX09

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD %		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	26.77	34.77	-29.88%	73.2	93.6	-27.87%
CG2ESI69D3	29.18	18	36.12%	55.3	38.2	30.92%
ESILCA693D	29.18	18	36.12%	55.3	38.2	30.92%
LCAPAM69	NA	4.99	NA	NA	13.4	NA
PAMAU69D	NA	13.24	NA	NA	34.5	NA
GSU 230/69 A	62.68	63.27	-0.94%	65	64.4	0.92%
GNO 230/69 A	116.11	112.39	3.20%	87.4	84.3	3.55%
GNO 230/69B	116.09	112.37	2.30%	87.4	84.3	3.55%

Demanda media

Tabla XC. Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados ES-MED09

NODO	ÉPOCA HUMEDA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	67.689	66.999	1.0%
EGU-69	66.723	66.24	0.7%
ESI-69	66.102	66.999	-1.3%
LCA-69	65.688	66.723	-1.6%
LCA-69D	65.826	66.861	-1.5%
PAM-69	NA	66.861	NA

Tabla XCI. Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados ES-MED09

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD %		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	28.37	35.78	-26.12%	77.6	98.4	-26.80%
CG2ESI69D3	34.95	24.84	28.93%	73.7	49.7	32.56%
ESILCA693D	34.95	24.84	28.93%	73.7	49.7	32.56%
LCAPAM69	NA	2.98	NA	NA	9.8	NA
PAMAUR69D	NA	12.98	NA	NA	34.7	NA
GSU 230/69 A	60.96	63.4	-4.00%	71.5	79.3	-10.91
GNO 230/69 A	102.82	99.81	2.93%	78.9	75.4	4.44%
GNO 230/69B	102.8	99.78	2.94%	78.9	75.4	4.44%

Demanda mínima.

Tabla XCII. Voltaje en nodos [kV] de los nodos monitoreados ES-MIN09

NODO	ÉPOCA HUMEDA		
	CB	CA	DIF
AUR-69	68.724	66.655	0.1%
EGU-69	68.448	68.586	-0.2%
ESI-69	68.655	68.655	-0.2%
LCA-69	68.448	68.586	-0.2%
LCA-69D	68.517	68.586	-0.1%
PAM-69	NA	68.586	NA

Tabla XCIII. Flujo de carga [MW] y cargabilidades [%] de elementos monitoreados ES-MIN09

NODO	FLUJO DE CARGA			CARGABILIDAD %		
	CB	CA	CAMBIO	CB	CA	CAMBIO
CG1CG1692D	20.57	22.93	-11.47	54.5	60.5	-11.01%
CG2ESI69D3	13.89	10.1	27.29%	26.4	20.3	23.11%
ESILCA693D	13.89	10.1	27.29%	26.4	20.3	23.11%
LCAPAM69	NA	1.22	NA	NA	4.6	NA
PAMAUR69D	NA	6.41	NA	NA	16.3	NA
GSU 230/69 A	30.99	31.29	-0.97	31	31.3	-0.97%
GNO 230/69 A	58.95	57.82	1.92%	44.1	43.4	1.59%
GNO 230/69B	59.02	57.88	1.93%	43.6	43	1.38%

Análisis de pérdidas de potencia real en transmisión.

Tabla XCIV. Pérdidas de potencia real para la demanda máxima

Año	Época	CB	CA	DIF	%
2005	Seca	82.15	81.34	-0.816	-0.99
2005	Húmeda	75.725	75.859	0.134	0.18
2007	Seca	93.964	93.528	-0.436	-0.46
2007	Húmeda	85.012	84.111	-0.901	-1.06
2009	Seca	103.658	102.876	-0.782	-0.75
2009	Húmeda	94.558	94.551	-0.007	-0.01

Tabla XCV. Pérdidas de potencia real para demanda media

Año	Época	CB	CA	DIF	%
2005	Seca	94.442	49.022	-0.420	-0.85
2005	Húmeda	44.619	44.404	-0.215	-0.48
2007	Seca	52.567	51.997	-0.571	-1.08
2007	Húmeda	50.894	50.289	-0.605	-1.19
2009	Seca	61.478	60.467	-1.011	-1.64
2009	Húmeda	62.621	61.295	-1.326	-2.12

Tabla XCVI. Pérdidas de potencia real para la demanda mínima

Año	Época	CB	CA	DIF	%
2005	Seca	23.299	23.268	-0.030	-0.13
2005	Húmeda	28.559	28.570	0.011	0.04
2007	Seca	24.914	24.749	-0.165	-0.66
2007	Húmeda	28.060	27.967	-0.093	-0.33
2009	Seca	26.648	26.536	-0.112	-0.42
2009	Húmeda	32.657	32.548	-0.109	-0.33

Análisis del Momento de carga para su ubicación Geográfica

Situación actual de la red de distribución

Figura 1. Instalaciones de distribución en el área de Tecún

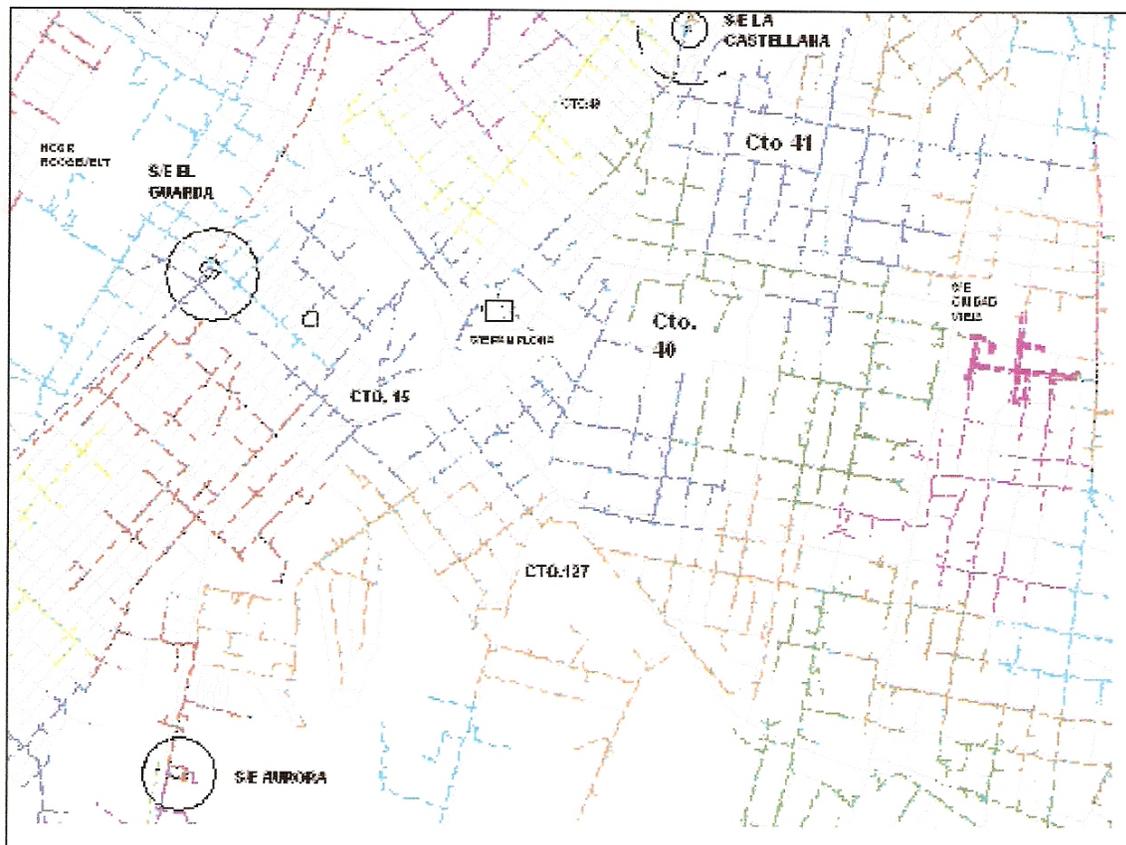


Figura 1. Curva de carga de circuitos 15,40,43 y 127

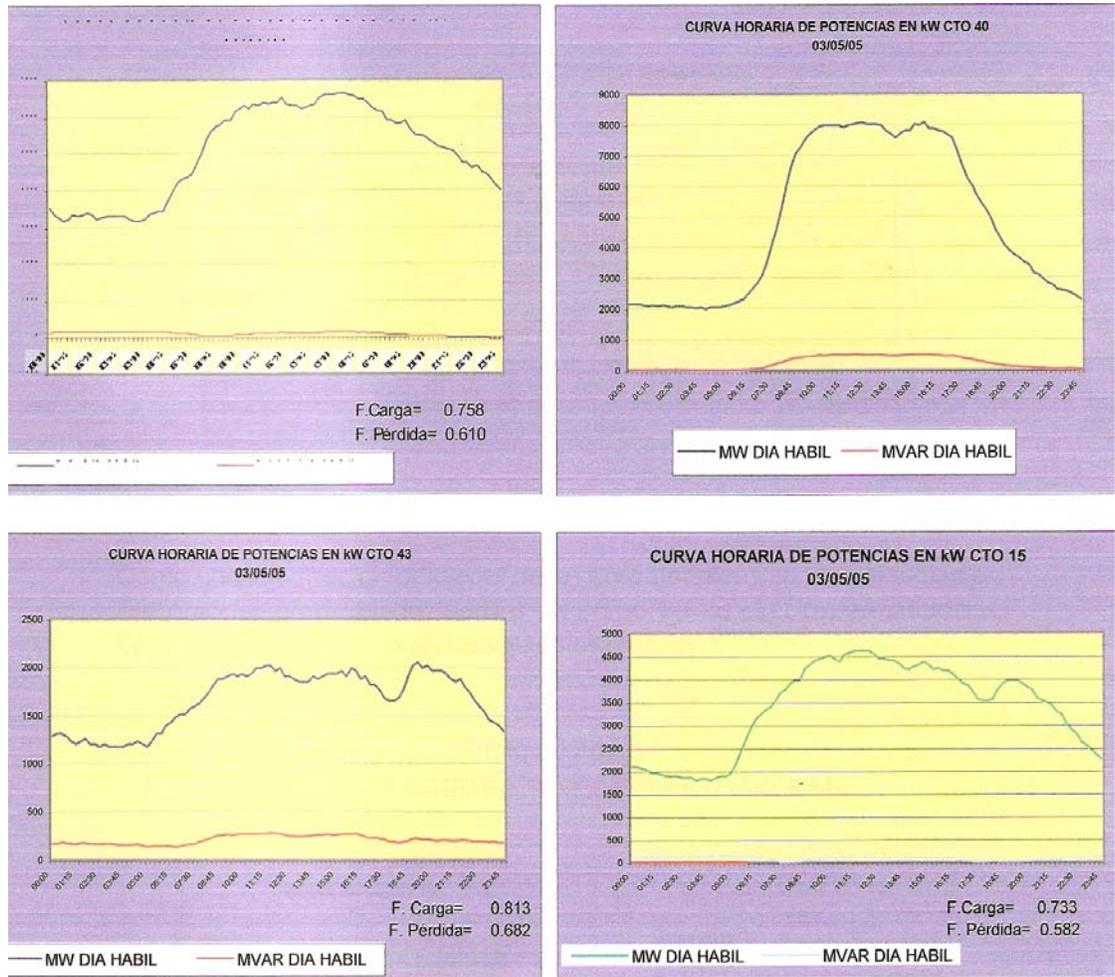


Figura 2. Curva de carga del área de Tecún

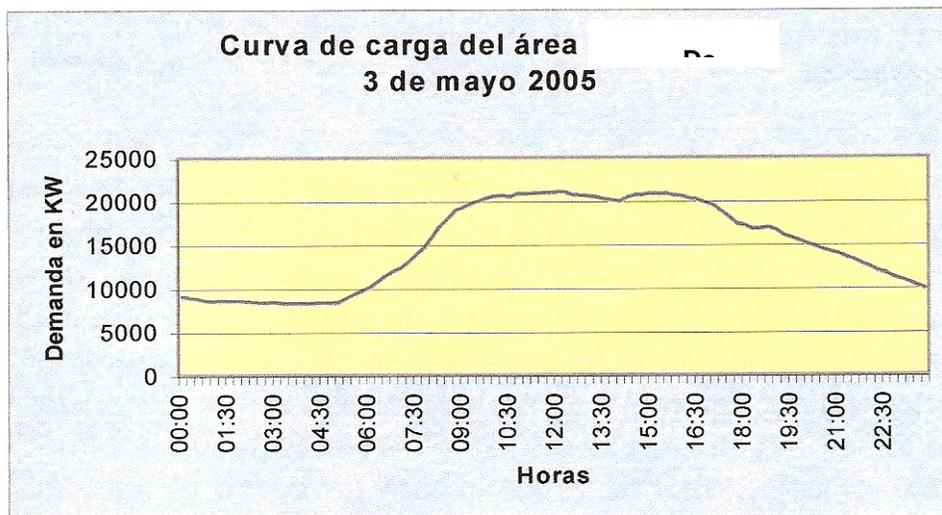
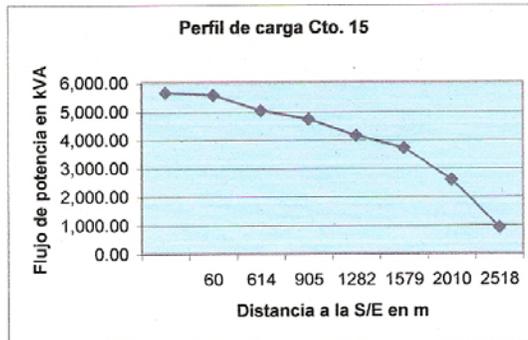
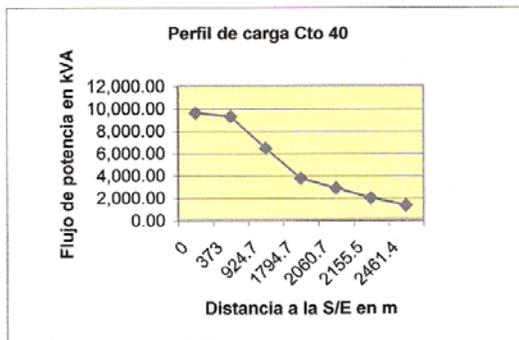
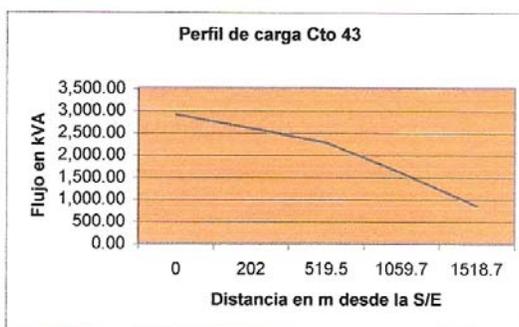
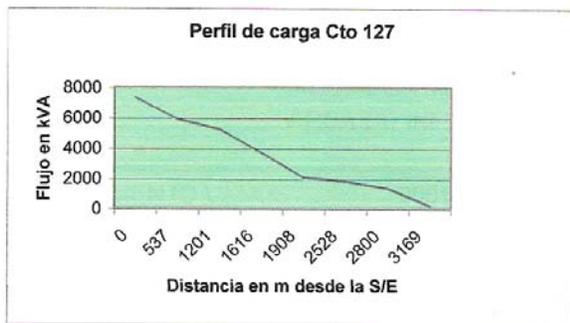


Figura 4. Perfiles de carga de los circuitos 40, 15,127 y 43



Análisis histórico de la demanda:

**Tabla XCVII. Comportamiento histórico de la carga Área de Influencia
Subestación Tecún**

ELEMENTO \ AÑOS	2001	2002	2003	2004
Circuito 43	6.13	6.28	4.7	5.12
Circuito 40	7.87	7.75	6.94	8.41
Circuito 15	3.87	4.01	2.68	5.01
Circuito 127	7.1	6.66	9.56	10.33
Total	37.07	36.94	37.16	42.56
Capacidad total	28	28	28	28
Cargabilidad	132.39%	131.93%	132.71%	152.00%

Análisis de resultados de cortocircuito.

Simulación de fallas simétricas

Tabla XCVIII. Resultado del análisis falla LLL en [kA]

NODO	CB		CA		DIF
	3F	1F	3F	1F	
LAC-69D	7.713	4.396	4.925	2.690	0.36%
PAM-69	7.649	4.362	NA	NA	NA
AUR-69	7.612	4.343	4.182	2.313	0.45%
EGU-69	6.782	3.840	4.698	2.566	0.31%
ESI-69	4.240	1.168	4.16	1.971	0.02%

Simulación de fallas asimétricas.

Tabla XCIX. Resultados del análisis de falla LL en [kA]

CB				CA				DIF
FALLA	Ia	Ib	Ic	FALLA	Ia	Ib	Ic	
EGU-69	0.000	4.068	4.68	EGU-69	0.000	5.874	5.874	-0.44%
LCA-69D	0.000	4.265	4.665	LCA-69D	0.000	6.68	6.68	-0.57%
ESI-69	0.000	3.61	3.61	ESI-69	0.000	3.672	3.672	-0.02%
AUR-69	0.000	3.622	3.622	AUR-69	0.000	6.592	6.592	-0.82%
PAM-69	NA	NA	NA	PAM-69	0.000	6.625	6.625	NA

Tabla C. Resultado del análisis de falla LLN en [kA]

CB				CA				DIF
FALLA	la	lb	lc	FALLA	la	lb	lc	
EGU-69	0.000	4.103	4.221	EGU-69	0.000	5.874	5.874	-0.44%
LCA-69D	0.000	4.306	4.421	LCA-69D	0.000	6.68	6.68	-0.57
ESI-69	0.000	3.611	3.724	ESI-69	0.000	3.672	3.672	-0.02%
AUR-69	0.000	3.649	3.768	AUR-69	0.000	63592	63592	-0.82%
PAM-69	NA	NA	NA	PAM-69	0.000	6.525	6.525	NA

Tabla CI. Resultado del análisis de falla LN en [kA]

CB				CA				DIF
FALLA	la	lb	lc	FALLA	la	lb	lc	
EGU-69	2.566	0.000	0.000	EGU-69	3.841	0.000	0.000	-0.5%
LCA-69D	2.690	0.000	0.000	LCA-69D	4.397	0.000	0.000	-0.63%
ESI-69	1.971	0.000	0.000	ESI-69	1.985	0.000	0.000	-0.01%
AUR-69	2.313	0.000	0.000	AUR-69	4.343	0.000	0.000	-0.88%
PAM-69	NA	NA	NA	PAM-69	4.362	0.00	0.00	NA

ANEXO

Figura 5. Zona de construcción del proyecto

