UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

SEDE CUENCA

CARRERA DE INGENIERIA ELÉCTRICA

“EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICO DEL ESQUEMA DE EVACUACIÓN DE POTENCIA DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE ENERJUBONES AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO”

Tesis previa a la obtención del Título de
Ingeniero Eléctrico

AUTORES:

PABLO EMANUEL REYES LOYOLA
JUAN IGNACIO TORRES IDROVO

DIRECTOR:

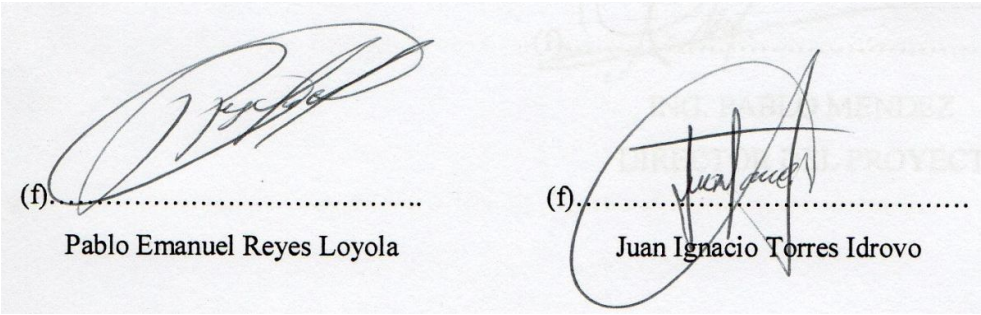
Ing. PABLO MÉNDEZ

2011 - 2012
Cuenca – Ecuador

DECLARACIÓN

Nosotros, PABLO EMANUEL REYES LOYOLA y JUAN IGNACIO TORRES IDROVO, declaramos bajo juramento que los conceptos desarrollados, análisis realizados y las conclusiones descritas en este trabajo son de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y que, hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento. Además se autoriza a la Universidad Politécnica Salesiana el uso de la misma para fines académicos.

Cuenca, Junio 2012.

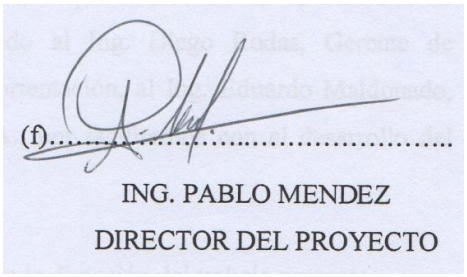


(f)……..
Pablo Emanuel Reyes Loyola

(f)……
Juan Ignacio Torres Idrovo

CERTIFICACIÓN

Certifico que el siguiente trabajo fue desarrollado por Pablo Emanuel Reyes Loyola y Juan Ignacio Torres Idrovo, bajo mi supervisión.



(f).....

ING. PABLO MENDEZ

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Dios por ser fuente de vida y darnos el conocimiento para desarrollar el trabajo presente, a nuestras familias en especial por el apoyo que nos brindaron para culminar el presente trabajo.

Al personal de Enerjubones S.A. agradecemos por brindarnos la oportunidad de desarrollar el estudio presente, sobre todo al Ing. Diego Rodas, Gerente de Enerjubones S.A., por su colaboración y orientación, al Ing. Eduardo Maldonado, Especialista Eléctricos de Enerjubones S.A., por facilitarnos con el desarrollo del estudio

Al Ing. Pablo Méndez por su colaboración en la dirección del trabajo presente.

DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico a Dios por darme las fuerzas para continuar adelante y no desmayar, a mis padres César y Judith por darme el apoyo fundamental en mi preparación, siendo un apoyo incondicional en todos mis años de estudio además de la formación personal, ya que son el pilar en mi vida, a mi esposa Cristina y a mi hija Sofía Valentina por estar a mi lado, por su ayuda y el cariño demostrado, a mis hermanos, Eugenia, Oswaldo y Paúl, y toda mi familia por su motivación para la culminación de mis estudios y de el presente proyecto.

Pablo E. Reyes L.

Este trabajo lo dedico a Dios por brindarme salud, vida y fortaleza para enfrentar los retos que se presentan cada día, a mi madre Balvina por ser ejemplo de vida, por su infinito amor y apoyo incondicional que ha sido fundamental para mi formación personal y para alcanzar la meta propuesta, a mi esposa Alexandra por ser el pilar que sostiene mi vida, a mis hermanas Fanny, Margarita y a toda mi familia, por su apoyo permanente e incondicional, todos son el motor que me impulsa a seguir día tras día, y para mi hermanita Guadalupe que seguro desde el cielo siempre está junto a mí.

Juan I. Torres I.

INDICE GENERAL

DECLARACIÓN ii
CERTIFICACIÓN iii
AGRADECIMIENTOS iv
DEDICATORIA v
INDICE GENERAL vi
ANTECEDENTES. xix
RESUMEN xxii

INDICE

CAPÍTULO 1. 1

INTRODUCCIÓN 2
1.1. Características de los Elementos de un SEP 3
1.1.1. Generación 3
1.1.2. Líneas de Transmisión 4
1.1.3. Subestaciones Eléctricas de Potencia 5
1.1.3.1. Subestación de Generación 5
1.1.3.2. Subestación de Transformación 6
1.1.3.3. Subestaciones de Maniobra 6
1.1.4. Perdidas Técnicas de Energía en un SEP 6
1.2. Introducción al Sector Eléctrico Ecuatoriano (S.E.E.) 7
1.2.1. La Actual Estructura del S.E.E. 7
1.2.2. El Sistema Eléctrico Ecuatoriano S.E.E. 8
1.2.2.1. Generación 8
1.2.2.2. Sistema Nacional de Transmisión 10
1.2.2.2.1. Características Técnicas del S.N.T. 10
1.2.2.2.2. Características de las Líneas de Transmisión 10

1.2.2.2.3. Capacidad de las Subestaciones del S.N.T. 11
1.2.3. Niveles de Voltaje 11
1.2.4. Denominación de las Líneas de Transmisión 12
1.3. Centrales de Generación de Enerjubones S.A. 13
1.3.1. Central de Generación Minas - San Francisco 13
1.3.2. Central de Generación La Unión 14
1.4. Subestaciones Eléctricas de Generación de Enerjubones S.A. 15
1.4.1. Subestación Eléctrica de Generación Central Minas-San Francisco 15
1.4.1.1. Ubicación 15
1.4.2. Subestación Eléctrica de Generación de la Central La Unión 16
1.4.2.1. Ubicación 16
1.5. Selección de los Elementos de Transformación del las Subestaciones de Generación 16
1.5.1. Criterios Técnicos Para la Selección 17
1.5.1.1. Tipo de Elemento de Transformación 18
1.5.1.2. Potencia y Voltaje de los Transformadores 20
1.5.1.3. Temperatura Ambientales de Operación 22
1.5.1.4. Altitud Sobre el Nivel del Mar 24
1.5.1.5. Tipo de Refrigeración 25
1.5.1.6. Grupo de Conexión 27
1.5.1.7. Clase de Aislamiento 31
1.5.1.8. Nivel Básico de Aislamiento (BIL) 34
1.5.1.9. Cambiador de Tomas (Taps) 41
1.5.1.10. Impedancia de Cortocircuito 43
1.5.2. Resumen de los Parámetros Seleccionados 45
1.6. El Sistema de Transmisión San Idelfonso-La Unión-Minas 48
1.6.1. Estructuras de Soporte del Sistema de Transmisión 51
1.7. Selección del Conductor 52
1.7.1. Selección del Tipo de Conductor 53
1.7.1.1. Conductores de Hilo de Guarda 53
1.7.1.2. Conductores de Fase de Aluminio 54
1.7.1.2.1. AAC (All Aluminum Conductor) 55
1.7.1.2.2. AAAC (All Aluminum Alloy Conductor) 56
1.7.1.2.3. ACAR (Aluminum Conductor Alloy Reinforced) 56

1.7.1.2.4. ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced) ...56
1.7.1.3. Criterios Técnicos Para la Selección ...57
1.7.1.4. Tipos de Conductores Seleccionados ...60
1.7.2. Selección del Calibre del Conductor ...60
1.7.2.1. Criterios Técnicos Para la Selección ...63
1.7.2.2. Calibres de Conductores Seleccionados ...66
1.8. Análisis Efecto Corona de los Conductores Seleccionados ...67
1.8.1. Cálculo con los Conductores Seleccionados ...69
1.9. Constantes Características Fundamentales por Km de la Línea ...72
1.9.1. Resistencia Serie ...73
1.9.2. Inductancia Serie ...74
1.9.3. Capacitancia en Derivación ...76
1.9.4. Conductancia en Derivación ...77
1.9.5. Características Eléctricas de la Línea de Transmisión ...78
1.9.5.1. Características Eléctricas de la Línea Interna ...79
1.9.5.2. Características Eléctricas de la Línea Externa ...79

CAPÍTULO 2 ...81

INTRODUCCIÓN ...82
2.1. Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica[22] ...83
2.1.1. Comportamiento de la Demanda en el Período 2000 – 2009[22] ...83
2.1.2. Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica Período 2009 - 2020 ...84
2.1.2.1. Proyección de la Demanda al Nivel de Barras de Subestación de Entrega, Hipótesis 3. ...86
2.2. Meses Típicos de Producción de las Centrales de Generación ...89
2.3. Producción de las Centrales de Generación de Enerjubones S.A. ...92
2.3.1. Producción Estimada de la Central Minas – San Francisco ...93
2.3.2. Producción Estimada de la Central La Unión ...96
2.3.3. Producción Total Estimada de Potencia de Centrales de Generación ...99
2.4. Corrida de Flujos de Potencia con la Ayuda del Software DIgSILENT Power Factory ...100
2.5. Pérdidas de Potencia en los Transformadores de Potencia y Conductores ...103
2.5.1. Escenario 1: Máxima Producción - Demanda Máxima ...104

2.5.2. Escenario 2: Media Producción - Demanda Máxima.....106
2.5.3. Escenario 3: Mínima Producción - Demanda Máxima 108
2.5.4. Escenario 4: Máxima Producción - Demanda Media.....110
2.5.5. Escenario 5: Media Producción - Demanda Media.....111
2.5.6. Escenario 6: Mínima Producción - Demanda Media 112
2.5.7. Escenario 7: Máxima Producción - Demanda Mínima 112
2.5.8. Escenario 8: Media Producción - Demanda Mínima 112
2.5.9. Escenario 9: Mínima Producción y Demanda Mínima 113
2.5.10. Escenario 10: Máxima Producción – Demanda Máxima – Suspensión de Un Circuito.....113
2.5.11. Niveles de Voltaje Resultantes en las Barras.....115
2.6. Cuadros Comparativos y Curvas de Pérdidas.....118

CAPÍTULO 3.....123

3.1. Análisis de Resultados.....125
3.2. Costos Estimados de Pérdidas de Energía.....128

CONCLUSIONES.....133
RECOMENDACIONES.....137
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....138

FIGURAS

Antecedentes.

Figura i: Área de Influencia de los Proyectos Hidroeléctricos.....xx
Figura ii: Ubicación Geográfica del Sistema de Transmisión San Idelfonso-La Unión-Minas.....xxi

Capítulo 1.

Figura 1.1: Estructura de un Sistema Eléctrico de Potencia. 3
Figura 1.2: Línea de Transmisión, Configuración de Doble Circuito. 4
Figura 1.3: Subestación Eléctrica. 5
Figura 1.4: Potencia Nominal y Efectiva por tipo de Empresa del SNI (MW).....8
Figura 1.5: Potencia Efectiva por Tipo de Central del SNI (MW).....9
Figura 1.6: Esquema del Proyecto Hidroeléctrico Minas – San Francisco.....14
Figura 1.7: Esquema del Proyecto Hidroeléctrico La Unión. 15
Figura 1.8: Esquema Unifilar del Sistema de Transmisión San Idelfonso - La Unión – Minas.....50
Figura 1.9: Parámetros Distribuidos de una Línea de Transmisión.....72

Capítulo 2.

Figura 2.1: Producción de Potencia Media Diaria de la Central Minas - San Francisco con Factor de Planta del 66%.....96
Figura 2.2: Producción de Potencia Media Diaria de la Central La Unión con Factor de Planta del 66%. 99
Figura 2.3: Curvas Comparativa de Pérdida media Diaria de Energía en las Líneas de Transmisión. 120
Figura 2.4: Curvas Comparativa de Pérdida Media Diaria de Energía en Transformadores de Potencia.....121

Capítulo 3.

Figura 3.1: Pérdidas Medias de Energía Para Cada Escenario de Producción en MW-h/año en Líneas de Transmisión. 125
Figura 3.2: Pérdidas Medias de Energía Para Cada Escenario de Producción en MW-h/año en Transformadores de Potencia.....126

Figura 3.3: Pérdidas Medias Totales de Energía al año en MW-h/año Para Cada Escenario de Producción.....127
Figura 3.4: Pérdidas Medias Totales de Energía al año en MW-h/año - Conductor ACAR 1200 vs. ACSR Bluejay 1113.....128
Figura 3.5: Costos de Pérdidas Medias Totales de Energía al año en USD$/MW-h Conductor ACAR 1200 vs. ACSR Bluejay 1113. 132

Anexo 2.5.

Figura A2.1: Selección del Generador.....160
Figura A2.2: Parámetros del Generador.....161
Figura A2.3: Datos Básicos del Generador.....161
Figura A2.4: Flujos de Carga del Generador. 162
Figura A2.5: Parámetros de Corto Circuito del Generador.....162
Figura A2.6: Datos de Potencia Activa y Reactiva del Generación. 163
Figura A2.7: Selección del Tipo de Barra.....164
Figura A2.8: Datos Básicos de Barra.....164
Figura A2.9: Selección del Transformador (Trifásico).....165
Figura A2.10: Datos Básicos del Transformador. 165
Figura A2.11: Parámetros de la Línea de Transmisión.....166
Figura A2.12: Configuración del Tipo de Conductor.....167
Figura A2.13: Datos Básicos del Conductor.....167
Figura A2.14: Selección de la Red Externa. 168
Figura A2.15: Parámetros de la Red Externa.....168
Figura A2.16: Selección de Editor de Formato.....169
Figura A2.17: Parámetros a Visualizar.....170
Figura A2.18: Icono de Cálculo de Flujos de Carga.....170
Figura A2.19: Opciones de Cálculo de Flujos de Carga.....171
Figura A2.20: Pantalla de Resultados de Flujos de Carga. 171

TABLAS

Capítulo 1.

Tabla 1.1: Potencia Nominal y Efectiva de las interconexiones Colombia y Perú 9
Tabla 1.2: Potencia Nominal y Efectiva según Tipo de Empresa del S.N.I.....9
Tabla 1.3: Potencia Total Instalada en la Central Minas - San Francisco. 13
Tabla 1.4: Potencia Total Instalada en la Central La Unión. 14
Tabla 1.5: Características Eléctricas del Transformador para Subestación de la Central Minas - San Francisco 21
Tabla 1.6: Características Eléctricas del Transformador para Subestación de la Central La Unión 22
Tabla 1.7: Temperaturas Máximas del Aceite y Arrollamientos de Transformador. .23
Tabla 1.8: Temperatura Ambiente Promedio Según Norma IEC 60076-2. 23
Tabla 1.9: Temperatura Ambiente de las Subestaciones de Enerjubones S.A. 23
Tabla 1.10: Altitudes m.s.n.m. de las Subestaciones de Enerjubones S.A. 24
Tabla 1.11: Límites de Corriente y Temperatura Para Sobrecargas 32
Tabla 1.12: Clases de Materiales Aislantes y Temperaturas de Trabajo. 33
Tabla 1.13: Niveles de Aislamiento Para Devanados con Um≤169 kV. 35
Tabla 1.14: Niveles de Aislamiento Para Devanados con Um >170 kV 36
Tabla 1.15: Relación de Tensión Fase - Fase vs. Tensión Fase-Tierra para SI. 38
Tabla 1.16: Corrección Para el Nivel de Aislamiento Externo 39
Tabla 1.17: Temperaturas Ambiente Máxima y Mínima para la óptima Operación del Cambiador de Tomas. 41
Tabla 1.18: Características del Cambiador de Tomas Seleccionado Para los Transformadores. 43
Tabla 1.19: Valores Mínimos Reconocidos de Impedancia de Cortocircuito. 44
Tabla 1.120: Resumen de Características Seleccionadas Para el Transformador de la Subestación de la Central Minas – San Francisco. 46
Tabla 1.21: Resumen de Características Seleccionadas Para el Transformador de la Subestación de la Central La Unión. 47
Tabla 1.22: Datos de Placa del Transformador de Potencia de la Central Mazar. 48
Tabla 1.23: Datos de Placa del Transformador de Potencia de la Central Termoguayas. 48
Tabla 1.24: Cuadro Comparativo Entre Tipos de Conductores de Similar Calibre. ..59

Tabla 1.25: Corriente de Fase Máxima Producida por la Producción de la Central Minas-San Francisco. 61
Tabla 1.26: Corrientes de Fase Máxima Producida por los Futuros Proyectos de Generación. 62
Tabla 1.27: Corriente de Fase Máxima a Circular por la Línea Interna 62
Tabla 1.28: Corriente de Fase Máxima a Circular por la Línea Externa 63
Tabla 1.29: Calibres Mínimos Recomendados en Función del Voltaje de Transmisión. 65
Tabla 1.30: Corriente y Potencia Promedio de las Líneas de Transmisión a 230 kV del S.N.I. 65
Tabla 1.31: Característica Electromecánicas del Conductor ACAR 1200 – 18/19....66
Tabla 1.32: Característica Electromecánicas del Conductor ACSR Bluejay 1113 - 45/7 67
Tabla 1.33: Altitudes y Temperaturas Medias de la Línea de Transmisión San Idelfonso – La Unión – Minas. 69
Tabla 1.34: Factores de Corrección de Densidad del Aire.....69
Tabla 1.35: Tensiones Críticas Disruptivas Utilizando los Conductores Seleccionados. 70
Tabla 1.36: Pérdidas por Efecto Corona en los Conductores Seleccionados.....71
Tabla 1.37: Representación en Porcentaje de las Pérdidas de Potencia por el Efecto Corona. 71
Tabla 1.38: Constantes Características Fundamentales Kilométricas de Línea Utilizando el Conductor ACSR Bluejay 1113.....78
Tabla 1.39: Constantes Características Fundamentales Kilométricas de Línea Utilizando el Conductor ACAR 1200. 78
Tabla 1.40: Características Eléctricas de la Línea Interna Utilizando el Conductor ACSR Bluejay 1113. 79
Tabla 1.41: Características Eléctricas de la Línea Interna Utilizando el Conductor ACAR 1200. 79
Tabla 1.42: Características Eléctricas de la Línea Externa Utilizando el Conductor ACSR Bluejay 1113. 80
Tabla 1.43: Características Eléctricas de la Línea Externa Utilizando el Conductor ACAR 1200. 80

Capítulo 2.

Tabla 2.1: Proyección de Demanda de Potencia por Empresa de Distribución en MW. 87
Tabla 2.2: Proyección de Demanda de Energía por Empresa de Distribución en GWh. 88
Tabla 2.3: Proyección de Demanda Máxima a Nivel de Barras de S/E Principal en MW. 89
Tabla 2.4: Proyección de Demanda Media a Nivel de Barras de S/E Principal en MW. 89
Tabla 2.5: Proyección de Demanda Mínima a Nivel de Barras de S/E Principal en MW. 89
Tabla 2.6: Potencial de las Cuencas Hidrográficas. 90
Tabla 2.7: Período Lluvioso en la Cuenca del Río Jubones. 91
Tabla 2.8: Meses Típicos de Producción de las Centrales de Generación. 92
Tabla 2.9: Caudal Medio Anual a Nivel de la Presa San Francisco. 93
Tabla 2.10: Caudal Medio Mensual a Nivel de la Presa San Francisco. 93
Tabla 2.11: Producción de Energía Media Anual de la Central Minas-San Francisco con Factor de Planta del 55%. 94
Tabla 2.12: Producción de Energía Media Mensual de la Central Minas-San Francisco con Factor de Planta del 55%. 94
Tabla 2.13: Producción de Energía Media Mensual de la Central Minas - San Francisco con Factor de Planta del 66%. 95
Tabla 2.14: Producción de Potencia Media Mensual y Diaria de la Central Minas - San Francisco con Factor de Planta de 66%. 96
Tabla 2.15: Producción de Energía Media Anual de la Central La Unión con Factor de Planta del 55%. 97
Tabla 2.16: Producción de Energía Media Mensual de la Central La Unión con actor de Planta del 55%. 97
Tabla 2.17: Producción de Energía Media Mensual de la Central La Unión con Factor de Planta del 66%. 98
Tabla 2.18: Producción de Potencia Media Mensual y Diaria de la Central La Unión con Factor de Planta del 66%. 98
Tabla 2.19: Producción de Potencia Media Diaria Para los Meses Típicos de Producción. 100

Tabla 2.20: Niveles de Cortocircuitos e Impedancias Equivalentes de la Barra de la Subestación Machala con Máxima Generación. 101
Tabla 2.21: Niveles de Cortocircuitos e Impedancias Equivalentes de la Barra de la Subestación Machala con Mínima Generación. 101
Tabla 2.22: Nomenclatura Utilizada Para las Unidades de Generación. 102
Tabla 2.23: Nomenclatura Utilizada Para los Transformadores de Potencia. 102
Tabla 2.24: Nomenclatura Utilizada Para las Barras. 102
Tabla 2.25: Aporte por Cada Unidad de Generación de la Central Minas-San Francisco en Escenario de Máxima Producción. 104
Tabla 2.26: Aporte por Cada Unidad de Generación de la Central La Unión en Escenario de Producción Máxima. 104
Tabla 2.27: Pérdidas de Potencia en Escenario de Máxima Producción - Demanda Máxima Utilizando el Conductor ACAR 1200 105
Tabla 2.28: Pérdidas de Potencia en Escenario de Máxima Producción - Demanda Máxima Utilizando el Conductor ACSR Bluejay 1113. 105
Tabla 2.29: Aporte por Cada Unidad de Generación de la Central Minas-San Francisco en Escenario de Media Producción. 106
Tabla 2.30: Aporte por Cada Unidad de Generación de la Central La Unión en Escenario de Media Producción. 106
Tabla 2.31: Pérdidas de Potencia en Escenario de Media Producción - Demanda Máxima Utilizando el Conductor ACAR 1200 107
Tabla 2.32: Pérdidas de Potencia en Escenario de Media Producción - Demanda Máxima Utilizando el Conductor ACSR Bluejay 1113. 107
Tabla 2.33: Aporte por Cada Unidad de Generación de la Central Minas-San Francisco en Escenario de Mínima Producción. 108
Tabla 2.34: Aporte por Cada Unidad de Generación de la Central La Unión en Escenario de Mínima Producción. 108
Tabla 2.35: Pérdidas de Potencia en Escenario de Mínima Producción - Demanda Máxima Utilizando el Conductor ACAR 1200 109
Tabla 2.36: Pérdidas de Potencia en Escenario de Mínima Producción - Demanda Máxima Utilizando el Conductor ACSR Bluejay 1113. 109
Tabla 2.37: Pérdidas de Potencia en Escenario de Máxima Producción - Demanda Media Utilizando el Conductor ACAR 1200 110

Tabla 2.38: Pérdidas de Potencia en Escenario de Máxima Producción - Demanda Media Utilizando el Conductor ACSR Bluejay 1113. 111
Tabla 2.39: Pérdidas de Potencia en Escenario de Máxima Producción - Demanda Máxima – Suspensión de Un Circuito. Utilizando el Conductor ACAR 1200. 114
Tabla 2.40: Tabla Comparativa de Pérdidas de Potencia. Configuración de Circuito Simple vs. Configuración de Circuito Doble. Conductor ACAR 1200. 114
Tabla 2.41: Resumen de los Niveles de Tensión en las Barras – Conductor ACAR 1200. 116
Tabla 2.42: Resumen de los Niveles de Tensión en las Barras – Conductor ACSR Bluejay 1113. 117
Tabla 2.43: Cuadro Comparativo de Pérdidas de Potencia en Líneas de Transmisión en MW. 118
Tabla 2.44: Cuadro Comparativo de Pérdidas de Potencia en Transformadores en MW. 118
Tabla 2.45: Cuadro Comparativo de Pérdidas de Potencia Para Cada Escenario de Producción en MW. 119
Tabla 2.46: Cuadro Comparativo Pérdidas Medias Totales de Potencia en MW. ... 119
Tabla 2.47: Cuadro Comparativo de Pérdida Medias Diaria de Energía en Líneas de Transmisión. 120
Tabla 2.48: Cuadro Comparativo de Pérdida media Diaria de Energía en Transformadores de Potencia. 121
Tabla 2.49: Cuadro Comparativo de Pérdida Media Diaria de Energía Para Cada Escenario de Producción. 122
Tabla 2.50: Cuadro Comparativo Pérdida Media Diaria Total de Energía. 122

Capítulo 3.

Tabla 3.1: Reducción de Pérdidas al Utilizar el conductor ACAR 1200. 126
Tabla 3.2: Precios Promedio Estimados de Pérdidas de Energía en el S.N.I. en USD$/MW-h 128
Tabla 3.3: Costos Promedio Estimados de Pérdidas de Energía Para Cada Escenario de Producción en USD$/MW-h 129
Tabla 3.4: Costos Promedio por Pérdidas Medias Diarias de Energía en Líneas de Transmisión en USD$/MW-h 130

Tabla 3.5: Costos Promedio por Pérdidas Medias Diarias de Energía en Transformadores de Potencia en USD$/MW-h 131
Tabla 3.6: Costos de Pérdidas Medias Totales de Energía en USD$/MW-h.....131

ANEXOS

ANEXO 1.

Anexo 1.1: Potencias Nominal y Efectiva de las Empresas Generadoras del Sector Eléctrico Ecuatoriano. 144
Anexo 1.2: Esquema de los Tipos de Conexión de Transformadores..... 146
Anexo 1.3: Estructura Metálica de Suspensión Liviana. 147
Anexo 1.4: Proyectos Futuros de Centrales de Generación Cercanos a las Centrales Enerjubones S.A. 148
Anexo 1.5: Futuro Sistema de Transmisión a 500 kV..... 149
Anexo 1.6: Corriente y Potencia Máximos de las Líneas de Transmisión a 230 kV del S.N.I. 150
Anexo 1.7: Cálculo de la Distancia Media Geométrica Entre Fases “DMG”. 151

ANEXO 2.

Anexo 2.1: Proyección Demanda Máxima a Nivel de Barra de S/E Principal..... 153
Anexo 2.2: Proyección Demanda Media a Nivel de Barra de S/E Principal..... 155
Anexo 2.3: Proyección Demanda Mínima a Nivel de Barra de S/E Principal. 157
Anexo 2.4: Estimación de la Producción Hidroenergética Considerando un Factor de Planta del 66%..... 159
Anexo 2.5: Ingreso de Datos en el Software DIgSILENT Power Factory..... 160

ANTECEDENTES.

Entre los proyectos de generación hidroeléctricos más importantes que son impulsados por el gobierno nacional se contempla la construcción de las centrales de la empresa de generación eléctrica Enerjubones S.A.[*]; que actualmente se encuentra en la fase de adjudicación del contrato para la construcción de sus centrales de generación, y de su sistema de transmisión, que servirá para la interconexión al Sistema Nacional Interconectado por medio de la subestación de seccionamiento San Ildefonso, de propiedad de CELEC EP – Unidad de Negocios Transelectric.

El proyecto hidroeléctrico de la empresa Enerjubones S.A., contempla la construcción de una presa de 65m de altura útil, aguas abajo de la confluencia entre los ríos Jubones y San Francisco, con la formación de un embalse de regulación mensual con una capacidad de almacenamiento de 119,4 Hm^3 y de dos centrales hidroeléctricas de generación, llamadas Minas-San Francisco y La Unión.

La central de generación Minas-San Francisco, se ubica entre las provincias del Azuay y de El Oro, a 92 km de la ciudad de Cuenca, aguas abajo de la presa a una distancia aproximada de 13,8 km, en el sector de Gramalote, parroquia de Uzhcurrumi, tendrá una capacidad total instalada de generación de 275,8 MW, para lo cual se construirá un túnel de baja presión de 13,8 km con un caudal de diseño de $65m^3/s$, que conducirá el agua desde la presa hasta la casa de máquinas de la central y devolverá el agua turbinada hacia el río Jubones a la altura del sector denominado La Unión.

La central de generación La Unión se ubica en el límite nor-occidental de la provincia de El Oro aproximadamente a 29 km de la ciudad de Machala, el proyecto capta las aguas turbinadas de la central Minas –San Francisco aproximadamente a 500 m aguas abajo de la población de Uzhcurrumi en el sector denominado La Unión, tendrá una capacidad total instalada de generación de 87,3 MW, para lo cual se construirá un túnel de baja presión de 13,2 km manteniendo el caudal de diseño de

[*] La presente tesis se enfoca en el análisis técnico-económico de las pérdidas técnicas de energía de los principales componentes del sistema de evacuación de potencia, *líneas de transmisión y elementos de transformación*, que servirá para evacuar la potencia de las centrales de generación de Enerjubones al S.N.I.

65m^3/s, cuyo funcionamiento dependerá de la regulación mensual aguas arriba en la presa del Proyecto Hidroeléctrico Minas-San Francisco, que conducirá el agua desde la presa hasta la casa de máquinas de la central y devolverá el agua turbinada hacia el río Jubones.

Figura i: Área de Influencia de los Proyectos Hidroeléctricos.
Fuente: Elaboración propia.

Para evacuar la potencia que producirán las centrales Minas-San Francisco y La Unión hacia el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), se contempla la construcción de un sistema de transmisión a un nivel de 230 kV, al mismo se lo ha denominado línea de transmisión San Idelfonso – La Unión – Minas.

La línea de transmisión tendrá dos tramos, el primero con un recorrido desde la subestación de la central Minas-San Francisco hasta la subestación de la central La Unión con una distancia de 26 km y el segundo recorrido desde la subestación de la central La Unión hasta la subestación de seccionamiento San Idelfonso con una distancia de 16 km, sumando así la distancia total de 42 km.

El sistema de transmisión descrito en los párrafos anteriores, es el objeto de estudio de la presente tesis, en el cual se desarrollará un análisis técnico-económico de las pérdidas de energía en los principales elementos del sistema, como son las líneas de

transmisión y los transformadores, para lo cual previamente se realizará una elección de alternativas de éstos elementos.

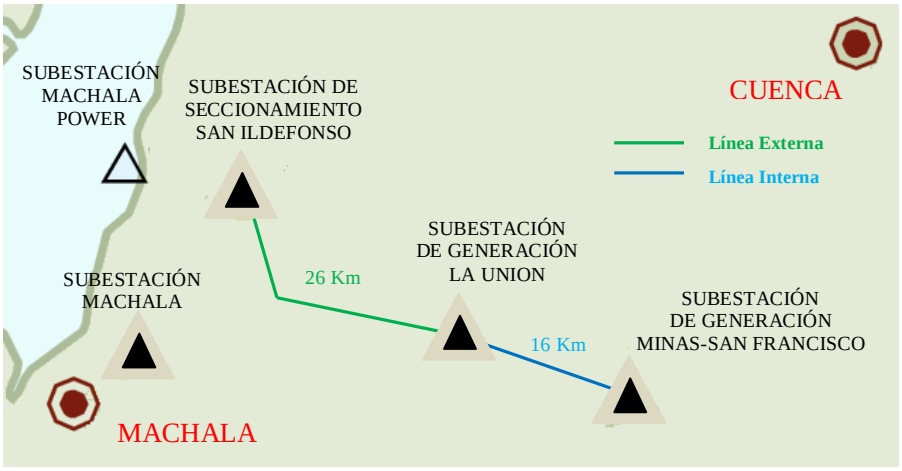


Figura ii: Ubicación Geográfica del Sistema de Transmisión San Idelfonso-La Unión-Minas
Fuente: Elaboración propia

RESUMEN

Las pérdidas técnicas de energía presentes durante la transformación y transmisión, provocan grandes pérdidas económicas para las empresas de las diferentes etapas de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), es por ello que se las deben minimizar al máximo, considerándolas desde la etapa misma del diseño de un proyecto eléctrico.

Para lo cual se debe considerar una adecuada selección técnica de los elementos del SEP, especialmente en los que dichas pérdidas son realmente considerables, como son en los elementos de transformación y en los conductores de las líneas de transmisión.

Es por esto que la presente tesis se enfoca en realizar una adecuada selección técnica de los elementos de transformación para las subestaciones eléctricas de las centrales de generación Minas-San Francisco y La Unión de la empresa generadora Enerjubones S.A., y del conductor de la línea de transmisión San Idelfonso-La Unión-Minas, línea que permitirá evacuar la energía producida por las centrales al Sistema Nacional Interconectado, de manera que las pérdidas de energía en dichos elementos se mantengan dentro de rangos técnico-económicos aceptables tanto para la óptima operación del sistema y para una adecuada rentabilidad de la empresa.

Para lograr dicho propósito se desarrolla lo siguiente:

En el Capítulo 1 se realiza una introducción general a los Sistemas Eléctricos de Potencia y al estado actual del Sector Eléctrico Ecuatoriano, una breve descripción de las características técnicas y geográficas de las centrales de generación de Enerjubones S.A, sus subestaciones eléctricas, y del sistema de transmisión San Idelfonso-La Unión-Minas.

Para luego realizar: una selección de los parámetros técnicos necesarios con los que debe cumplir una orden de pedido del elemento de transformación en base a la Norma IEC 60076 Power Transformers, y una selección técnica de dos alternativas de conductores en base a la Norma de Diseño de Líneas de Transmisión a 138kV publicada por el Ex-Inecel.

En el capítulo 2 se determinan las pérdidas de potencia y energía en los elementos seleccionados en el capítulo anterior, mediante corridas de flujos de carga del sistema de evacuación de potencia de Enerjubones S.A. al Sistema Nacional Interconectado, tomando a la barra de la subestación Machala como un equivalente Thevenin del SEP ecuatoriano, mediante el manejo del software DIgSILENT Power Factory, para lo cual se plantean diferentes escenarios, en función de una estimación de la producción de las centrales de generación en base a estiaje y afluencia de agua en el embalse de la central Minas-San Francisco.

El capítulo 3 comprende de una evaluación de los resultados obtenidos en el capítulo 2, en donde se realiza un análisis para determinar el conductor con las mejores características técnico – económicas y por último se determina el costo en dólares de las pérdidas de energía resultantes para cada escenario establecido.

Por último se establecen Conclusiones y Recomendaciones.

CAPÍTULO 1.

CRITERIOS TÉCNICOS PARA LA SELECCIÓN DE LOS PRINCIPALES ELEMENTOS DEL SISTEMA DE EVACUACIÓN DE POTENCIA DE LAS CENTRALES DE ENERJUBONES S.A. AL S.N.I.

INTRODUCCIÓN

El presente capítulo da a conocer una breve descripción de las características de los elementos de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) y una breve descripción de la estructura actual del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

Se realiza una descripción de la ubicación y de las características técnicas de las subestaciones eléctricas y de las centrales de generación Minas - San Francisco y La Unión de propiedad de la empresa Enerjubones S.A. y del sistema de transmisión San Idelfonso – La Unión – Minas.

Se desarrolla un análisis técnico de los parámetros que influyen en la selección de los elementos de transformación de las subestaciones de generación y de los conductores de la línea de transmisión.

El análisis técnico de dichos parámetros se realiza por separado para cada elemento, es así que para la selección de los parámetros del elemento de transformación se considera la Norma IEC[1] 60076 – Power Transformers, en la cual se establecen los parámetros técnicos necesarios que se deben indicar en la orden de pedido de un elemento de transformación de media y gran potencia.

Para el análisis de los parámetros técnicos que permitan una adecuada selección del conductor para la línea de transmisión, se considera la Norma de Diseño Para Líneas de 138 kV publicada por el Ex INECEL, norma que en la actualidad se toma como referencia para el diseño de líneas de transmisión a 230 kV. La selección del conductor se desarrolla en dos partes, la primera parte se realiza una selección del tipo de conductor, mientras que en la segunda parte se realiza la selección del calibre.

Por último se analiza la posibilidad de la presencia del efecto corona y de las constantes características eléctricas de la línea de transmisión con los conductores seleccionados.

[1] Norma IEC (Comisión Electrotécnica Internacional), es la organización líder a nivel mundial encargada de preparar y publicar Normas Internacionales para todas las tecnologías eléctricas, electrónicas y afines.

1.1. Características de los Elementos de un SEP

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), es aquel en el que se involucran centrales de generación, líneas de transmisión interconectadas entre sí y sistemas de distribución, de manera que en un conjunto permitan una adecuada generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica hasta los usuarios.

Por otro lado la IEEE define a los Sistemas Eléctricos de potencia como: *[Una red formada por unidades generadoras eléctricas, cargas y/o líneas de transmisión de potencia, incluyendo el equipo asociado, conectado eléctricamente o mecánicamente a la red.]*[2]

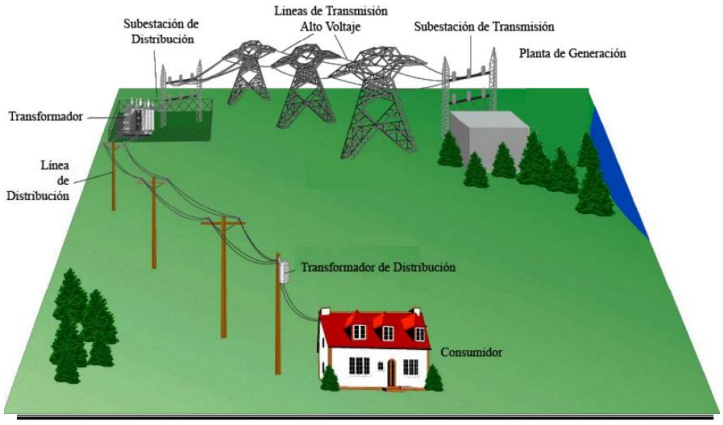


Figura 1.1: Estructura de un Sistema Eléctrico de Potencia.
Fuente: "Sistemas Eléctricos de Potencia", Dr. Francisco M. González-Longatt, Venezuela.

1.1.1. Generación[2]

Es donde se produce la energía eléctrica, por medio de las centrales generadoras, las que representan el centro de producción, y dependiendo de la fuente primaria de energía, se pueden clasificar en:

- Centrales Hidroeléctricas
- Centrales Termoeléctricas
- Centrales Geotermoeléctricas

[2] Definición de un Sistema Eléctrico de Potencia más aceptada a escala mundial, publicada por la IEEE – Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.

- Centrales Nucleoeléctricas
- Centrales de Ciclo Combinado
- Centrales de Turbo-gas
- Centrales Eólicas
- Centrales Solares

Las centrales generadoras se construyen de tal forma, que por las características del terreno se adaptan para su mejor funcionamiento, rendimiento y rentabilidad. En régimen normal, todas las unidades generadoras del sistema se encuentran en sincronismo, es decir, mantienen ángulos de cargas constantes, en este régimen, la frecuencia debe ser la nominal del sistema (para el caso del Ecuador 60 Hz).

Los voltajes de generación varían de 2.4 a 24 KV, dependiendo del tipo de central. Las características de las centrales eléctricas se relacionan con la subestación y la línea de transmisión en función de la potencia, la distancia a que se transmite y área por servir.

1.1.2. Líneas de Transmisión[6]

Son los elementos encargados de transmitir la energía eléctrica, desde los centros de generación a los centros de consumo, a través de distintas etapas de transformación de voltaje; las cuales también se interconectan con el sistema eléctrico de potencia. Los voltajes de transmisión comúnmente utilizados en nuestro país son 138kV, 230kV y a futuro 500 kV.

Figura 1.2: Línea de Transmisión, Configuración de Doble Circuito.
Fuente: CELEC EP – Unidad de Negocios Transelectric.

Las líneas de transmisión aéreas por lo general están diseñadas para soportar una vida útil de aproximadamente entre 30 y 50 años. En el Ecuador el Sistema Nacional de Transmisión (S.N.T.) prevee que las líneas de transmisión de energía tengan una vida útil de alrededor de los 45 años.

1.1.3. Subestaciones Eléctricas de Potencia[2]

Es una instalación destinada a modificar y establecer los niveles de tensión de un sistema eléctrico de potencia, con el fin de facilitar el transporte y distribución de la energía eléctrica. Las subestaciones eléctricas de potencia se pueden clasificar en tres grandes grupos, subestaciones de generación, subestaciones de transformación y subestaciones de maniobra.

1.1.3.1. Subestación de Generación

Son aquellas que funciona como patio de conexiones para una central generadora, es decir es un conjunto de equipos con igual nivel de tensión, localizados en la misma zona, a partir de los cuales la subestación de generación realiza la elevación del nivel de tensión de generación a un nivel de tensión apto para transporte de energía eléctrica en considerables distancias.

La prioridad principal en una subestación de generación es la confiabilidad, mientras que la flexibilidad y seguridad van de acuerdo a la importancia y ubicación de la subestación en el sistema de potencia.

Figura 1.3: Subestación Eléctrica.
Fuente: Elecaustro S.A., Central Térmica El Descanso.

1.1.3.2. Subestación de Transformación

Es una subestación en la cual se realiza cambio en el nivel de tensión de entrada, puede ser elevadora o reductora según la función que cumpla.

1.1.3.3. Subestaciones de Maniobra

Es la subestación en la que se interconectan varios sistemas y de la cual se distribuye energía eléctrica a otras subestaciones o a otros sistemas, por esto lo más importante es la flexibilidad de la subestación, la seguridad y la confiabilidad depende de la importancia que ejerza la subestación en el sistema de potencia.

1.1.4. Perdidas Técnicas de Energía en un SEP[3][4]

No toda la energía que se produce se vende, irremediablemente todo sistema eléctrico de potencia registra pérdidas técnicas de energía al momento de trasportarla.

Las pérdidas técnicas de energía en los sistemas eléctricos de potencia se deben principalmente a condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica que son inevitables en un sistema eléctrico de potencia, que pueden tornarse en un problema muchas veces grave cuando éstas rebasan límites técnicos-económicos aceptables, pero con un adecuado diseño y análisis es posible obtener un buen control de dichas pérdidas a través de prácticas operativas y procedimientos de diseño adecuados para el dimensionamiento de los elementos y equipos de los SEP, de tal suerte que esas pérdidas por este concepto se puedan mantener dentro de niveles técnicos-económicos aceptables de operación tanto para el Sistema Nacional de Transmisión como para la empresa de generación.

A partir de lo antes mencionado a continuación se estudian los criterios técnicos para una adecuada selección de los conductores de las líneas de transmisión y transformadores de potencia, de manera que dichas pérdidas se puedan mantener dentro de rangos técnico-económicos aceptables tanto para el sistema, como para ENERJUBONES S.A.

1.2. Introducción al Sector Eléctrico Ecuatoriano (S.E.E.)[18]

A partir de la publicación de la ley del régimen del sector eléctrico (LRSE) de 1996, el sector eléctrico ecuatoriano se conforma de la siguiente manera:

- El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC)
- El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)
- Las empresas eléctricas concesionarias de generación
- La empresa eléctrica concesionaria de transmisión
- Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización

1.2.1. La Actual Estructura del S.E.E.

El Gobierno Nacional con la finalidad de realizar cambios que ayuden al desarrollo del país estableció una seria de iniciativas que concluyeron en el *Mandato Constitucional N°15 de julio de 2008,* en el que se establece las directrices mediante las cuales el gobierno implementó cambios necesarios a fin de fortalecer el sector eléctrico ecuatoriano.

El Estado como principal interesado en consolidar el desarrollo del nuevo funcionamiento del sector planteó una serie de políticas destinadas a este efecto basado en principios como:

- Beneficio social.
- Protección del medio ambiente.
- Uso racional y eficiente de la energía.
- Seguridad, soberanía, autosuficiencia energética.
- Incremento de la cobertura a precios socialmente justos.
- Elevación de los estándares de vida.

Con la finalidad de dar un giro importante al funcionamiento del sector eléctrico se crean los siguientes nuevos actores:

- CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CNEL)
- EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR (CELEC EP)

1.2.2. El Sistema Eléctrico Ecuatoriano S.E.E. [19]

El Sistema Eléctrico Ecuatoriano de Potencia está comprendido por un conjunto de medios dotados de mecanismos de control, seguridad y protección. A continuación se describe una breve reseña de la producción de energía y del Sistema Nacional de Transmisión SN.T. al año 2010.

1.2.2.1. Generación

La generación eléctrica en el país se da principalmente a la producción de centrales hidroeléctricas, centrales termoeléctricas, centrales a gas, más el aporte de las importaciones desde Colombia y desde Perú.

En el país los agentes de generación eléctrica son clasificados en: generadoras, generación no escindida y autogeneración, cada uno de estos grupos tiene diferente porcentaje de participación en el total de la capacidad instalada y efectiva del país.

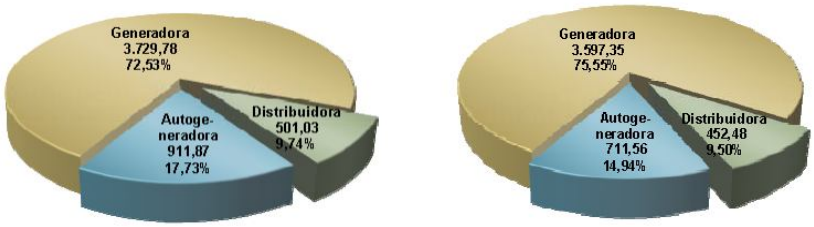


Figura 1.4: Potencia Nominal y Efectiva por tipo de Empresa del SNI (MW)
Fuente: Estadísticas CONELEC año 2010

Al año 2010 las Interconexiones eléctricas con Colombia y Perú, la potencia nominal y efectiva en conjunto fue de 650,00 MW y 635,00 MW, respectivamente.

Procedencia	País	Potencia Nominal		Potencia Efectiva	
		(MW)	(%)	(MW)	(%)
Interconexión	Colombia	540,00	83,08	525,00	82,68
	Perú	110,00	16,92	110,00	17,32
Total General		650,00	100,00	635,00	100,00

Tabla 1.1: Potencia Nominal y Efectiva de las interconexiones Colombia y Perú
Fuente: Estadísticas CONELEC año 2010

En el siguiente gráfico se muestra porcentualmente la potencia de las centrales eléctricas de acuerdo al tipo de centrales disponibles para el año 2010.

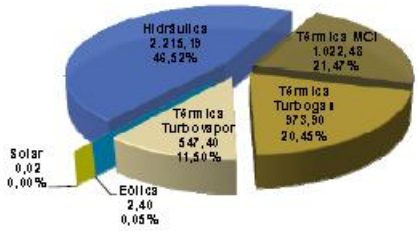


Figura 1.5: Potencia Efectiva por Tipo de Central del SNI (MW)
Fuente: Estadísticas CONELEC año 2010

El parque generador disponible a nivel nacional al año 2010 de todas las empresas del sector eléctrico es de *5.142,68 MW* de potencia instalada y *4.761,39 MW* de potencia efectiva, distribuidos en 206 centrales de generación eléctrica. CELEC-Hidropaute, con sus centrales hidroeléctricas Paute y Mazar, representan el 28,89 % del total de la potencia instalada en el país y el 30,33 % de la potencia efectiva.

	Generadoras	Generación no escindida[3]	Auto Generadora
Número de empresas	16	20	27
Potencia Instalada	3729,78 MW	501,03 MW	911,87 MW
Potencia Efectiva	3597,34 MW	452,48 MW	711,56 MW
Generación Hidráulica	*53,98%*	*28,59%*	*9,40*
Generación Térmica	*45,95%*	*71,41%*	*90,60%*
Generación Eólica	*0,06%*		

Tabla 1.2: Potencia Nominal y Efectiva según Tipo de Empresa del S.N.I.
Fuente: Estadísticas CONELEC año 2010.

[3] Nos referimos generación no escindida aquella generación producida por las empresas de distribución que tiene bajo su administración a centrales de generación.

En el Anexo 1.1, se muestra un cuadro más detallado las potencias nominal y efectiva de las centrales de generación de cada una de las empresas del sector eléctrico.

1.2.2.2. Sistema Nacional de Transmisión

La empresa pública Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), a través de su Unidad de Negocio CELEC-Transelectric, se encarga de planificar, operar y mantener el Sistema Nacional de Transmisión S.N.T., por consiguiente su actividad principal es la transmisión de energía desde las fuentes de producción hasta los centros de consumo dentro del territorio ecuatoriano.

1.2.2.2.1. Características Técnicas del S.N.T.

El S.N.T. hasta el año 2010 cuenta con 37 subestaciones, de las cuales: 14 funcionan a 230 kV, 21 funcionan a 138 kV y 2 subestaciones móviles.

El anillo troncal de 230 kV está constituido por el circuito Molino (Paute) – Zhoray (Azogues) - Milagro - Pascuales (Guayaquil) – Quevedo - Sto. Domingo - Santa Rosa (Quito) - Totoras (Ambato) - Riobamba - Molino (Paute). De este anillo se derivan líneas radiales a 230 y 138 kV para unir otras subestaciones que también cumplen la función de receptar y entregar la energía generada, completando así el sistema nacional de transmisión. Algunas zonas del oriente y las islas Galápagos operan como sistemas aislados.

1.2.2.2.2. Características de las Líneas de Transmisión

La longitud total de las líneas de transmisión es de: 2.930 km a 230 kV y 2.632,38 km a 138 kV, (en líneas de doble circuito la longitud total del circuito es la longitud de la línea por dos).

Se incluye la interconexión con Colombia, con sus dos enlaces a 230 kV (Pomasqui-Jamondino y Pomasqui-Jamondino 2) y un enlace a 138 kV (Tulcán- Panamericana), y la interconexión con Perú con su enlace a 230 kV (Machala- Zorritos).

1.2.2.2.3. Capacidad de las Subestaciones del S.N.T.

De acuerdo al sistema de enfriamiento de los transformadores, la capacidad de las subestaciones del S.N.T., incluida la capacidad de reserva, es la siguiente:

- Enfriamiento natural de aire (OA): 4.881,08 MVA
- Enfriamiento por aire forzado (FA): 6.479,79MVA
- Enfriamiento por aire y aceite forzado (FOA): 8.066,58MVA

1.2.3. Niveles de Voltaje[18][20]

El sistema eléctrico de potencia en el Ecuador conocido como SNI (Sistema nacional Interconectado) ha estandarizado los siguientes niveles de voltajes a una frecuencia de 60 Hz:

- *Sistemas de Generación:* 13.8 kV, 6.3 kV, 4.16 kV y 2.4 kV trifásicos.
- *Sistemas de Transmisión:* 138 kV, 230 kV y a futuro 500 kV trifásicos.
- *Sistemas de Subtransmisión:* 69kV, 34.5 kV y 46 kV trifásicos.

La entidad reguladora CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad) en su glosario de términos señala que alta tensión es el nivel de voltaje superior a los 40 kV, al cual lo asocia con la transmisión y Subtransmisión.

[Según CONELEC la transmisión deberá mantener los niveles de voltaje en las barras de 230 kV dentro de la banda de +7% / -5%, del voltaje nominal; en las barras de 138 kV dentro de la banda de +5% / -7% del voltaje nominal; y para el caso de barras de 69, 46 y 34,5 kV el transmisor deberá mantener los niveles de voltaje dentro de la banda de +3% / -3% del voltaje nominal.][4]

Por otra parte la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) agrupa los siguientes niveles de voltaje:

[4] Exigencias Regulatorias: Calidad, Seguridad y Confiabilidad – CONELEC.

- Alta Tensión: 1 kV < V < 300 kV
- Tensiones Extra-Elevadas: 300 kV < V < 800 kV
- Tensiones Ultra-Elevadas: V > 800 kV

1.2.4. Denominación de las Líneas de Transmisión[6][20]

Según la norma de diseño publicada por la EX-INECEL la forma de denominar a las líneas de transmisión es por la zona en donde se ubican, *misma que considera características ambientales y cíclicas*[5].

- Líneas de la Zona 1*:* Son aquellas líneas aéreas de transmisión que se encuentran ubicadas a una altura comprendida entre los 0 a 1.000 m.s.n.m.

- Líneas de la Zona 2: Son aquellas líneas aéreas de transmisión que se encuentran ubicadas a una altura comprendida entre los 1.000 a 3.500 m.s.n.m.

Adicionando a lo antes citado, una forma general de clasificar las líneas de transmisión es en función de su longitud.

- Líneas de Corta Longitud (menores a los 80 km)
- Línea de Media Longitud (entre los 80 y 240 km).
- Línea de Larga Longitud (mayores a los 240 km).

En las líneas de corta longitud el efecto capacitivo entre el conductor y tierra es prácticamente nulo, y la impedancia serie de la línea no es muy grande debido a que la operación de este tipo de líneas no es complicada.

En las líneas de media y larga longitud el efecto capacitivo es significante, siendo mucho más notorio en las Líneas de larga Longitud, y la impedancia serie en este tipo de líneas es grande, por lo que la transmisión de potencia se ve afectada principalmente por caídas severas de voltaje.

[5] Normas de diseño de líneas de transmisión de 138 kV – EX - INECEL

1.3. Centrales de Generación de Enerjubones S.A.[1]

La empresa de generación Enerjubones S.A. contempla la construcción de dos centrales hidroeléctricas de generación, la central Minas-San Francisco con una potencia instalada de 275,8 MW y la central La Unión con 87,3 MW, aportando así al parque generador ecuatoriano una potencia total instalada de 363,1 MW.

A continuación se describe de forma más detallada cada una de las centrales de generación.

1.3.1. Central de Generación Minas - San Francisco

El proyecto hidroeléctrico Minas-San Francisco se localiza al sur-oeste del país, entre los límites de las provincias del Azuay y de El Oro, el proyecto capta las aguas del río Jubones aguas abajo de la confluencia con el río San Francisco, en el sitio de cierre se construye una presa de 65,4 m de altura, de un túnel de baja presión con un caudal de diseño de 65 m^3/s, de aproximadamente 13,8 km de longitud que conducirá el agua desde la presa hasta la casa de máquinas, de tipo subterránea, la misma que estará ubicada cerca del poblado de Gramalote, parroquia de Uzhcurrumi perteneciente al cantón Pasaje; y entregará las aguas turbinadas al río Jubones a la altura del sector denominado La Unión.

Los estudios de factibilidad realizados por la asociación Italo-Ecuatoriano formada por las compañías GEODATA-ASTEC, calculan que la potencia máxima que puede llegar a producir el proyecto Minas San Francisco es de 277,8 MW. En donde la mejor alternativa técnico económica es la instalación de tres unidades iguales de generación, con turbinas tipo Pélton de eje vertical, llegando a tener una potencia total instalada de 275,8 MW.

Número de Unidades	3
Caudal de Diseño por Unidad	21,6 m^3/s
Altura neta	474,51 m
Potencia Instalada por Unidad de Generación	92 MW
Potencia Total Instalada	275,8 MW

Tabla 1.3: Potencia Total Instalada en la Central Minas - San Francisco.
Fuente: Enerjubones S.A.

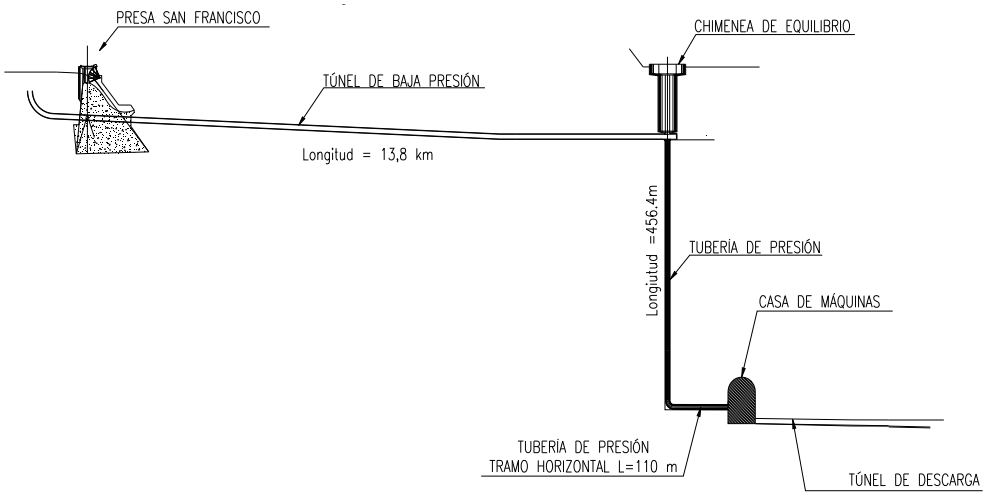


Figura 1.6: Esquema del Proyecto Hidroeléctrico Minas – San Francisco.
Fuente: Enerjubones S.A.

1.3.2. Central de Generación La Unión

El Proyecto Hidroeléctrico La Unión está ubicado al nor-occidente de la provincia de El Oro, el área de influencia del proyecto La Unión, se enmarca en la zona baja de la cuenca del río Jubones, que cubre la provincia de El Oro. El proyecto capta las aguas turbinadas de la central Minas-San Francisco, en el sector denominado La Unión, para lo cual se construirá un túnel de baja presión 13,2 km de longitud que conducirá el agua turbinada hasta la casa de máquinas de la central, la misma que se construirá al exterior junto a la carretera principal, en el sector de Pitahuiña, parroquia Casacay del cantón Pasaje; y entregará las aguas turbinadas al río Jubones.

Los estudios de factibilidad realizados por las compañías GEODATA-ASTEC, calculan que la potencia máxima que puede llegar a producir la central la Unión es de 89 MW, para lo cual la mejor alternativa técnico económica es la instalación de dos grupos de unidades hidroeléctricas iguales, con turbinas tipo Francis de eje vertical, llegando a tener una potencia total instalada de 87,3 MW.

Número de Unidades	2
Caudal de Diseño por Unidad	32,5 m^3/s
Altura neta	146,10 m
Potencia Instalada por Unidad de Generación	43,8 MW
Potencia Total Instalada	87,3 MW

Tabla 1.4: Potencia Total Instalada en la Central La Unión.
Fuente: Enerjubones S.A.

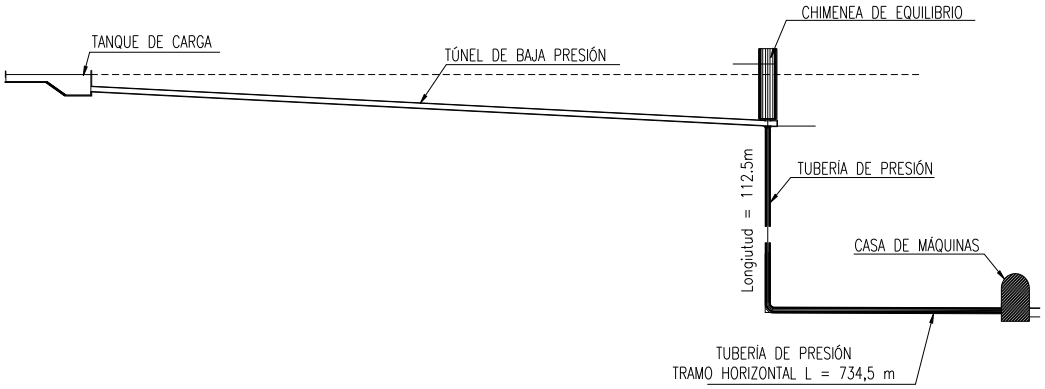


Figura 1.7: Esquema del Proyecto Hidroeléctrico La Unión.
Fuente: Enerjubones S.A.

1.4. Subestaciones Eléctricas de Generación de Enerjubones S.A.

Las subestaciones eléctricas serán de tipo elevadoras, puesto que las unidades de generación de las centrales de generación generarán a un nivel de tensión de 13,8 kV y se requiere elevar la tensión al nivel de 230 kV para su transmisión hacia el anillo de 230 kV del S.N.I. a través del sistema de transmisión San Idelfonso – La Unión – Minas

1.4.1. Subestación Eléctrica de Generación de la Central Minas-San Francisco

La subestación elevadora de generación se construirá próximo a la casa de máquinas de la central, será de tipo externa, en donde los accesos a los mismos cuentan con carreteras de segundo y tercer orden.

1.4.1.1. Ubicación

La subestación de la central minas San Francisco se ubicará en la parroquia rural de Uzhcurrumi perteneciente al cantón Pasaje de la provincial de El Oro, a 263,5 m.s.n.m. y con una temperatura ambiente promedio de 23,9 °C.

1.4.2. Subestación Eléctrica de Generación de la Central La Unión

La subestación elevadora de generación se construirá próximo a la casa de máquinas de la central de La Unión, igualmente será de tipo externa, en donde los accesos a los mismos cuentan con carreteras de segundo y tercer orden.

1.4.2.1. Ubicación

La subestación de la central La Unión se ubicará en la parroquia rural de Casacay perteneciente al cantón Pasaje de la provincial El Oro; a 81,5 m.s.n.m. y con una temperatura ambiente promedio de 24,59 °C.

1.5. Selección de los Elementos de Transformación del las Subestaciones de Generación

El elemento de transformación, ya sea transformador trifásico, banco de autotransformadores o de transformadores monofásicos, es el corazón de una subestación elevadora de generación, el cual cumple con la tarea principal básica que es la de elevar la tensión desde el nivel de generación a los niveles apropiados para su adecuada transmisión.

En el presente proyecto su función es elevar la tensión desde los 13,8 kV de generación hasta los 230 kV para su transmisión mediante el sistema de transmisión San Idelfonso-La Unión-Minas.[6]

La elevación de la tensión a un nivel de 230 kV tiene el objetivo de disminuir la corriente que circulará por los conductores y por defecto mantener un menor porcentaje de pérdidas de efecto Joule, y a su vez disminuir el calibre de los conductores de las líneas.

El dimensionamiento y selección de las características técnicas de un elemento de transformación de una subestación elevadora de generación está en función de

[6] El sistema de transmisión San Idelfonso-La Unión-Minas se estudia en la sección 1.6.

diferentes factores, los mismos que dependen de características de operación y características geográficas del lugar de operación.

A continuación se realiza un análisis y selección de los principales factores que inciden en la selección de un elemento de transformación, tomando como referencia la Norma IEC 60076 Power Transformers.[7]

1.5.1. Criterios Técnicos Para la Selección[12]

Para la selección de las características técnicas de los elementos de transformación de cada subestación de generación, se toman en cuenta, los criterios técnicos que describe la Norma IEC 60076-1 Power Tranformers – General – Anexo A - Information required with enquiry and order, en donde se especifican las características técnicas que se debe entregar junto a la orden de pedido de un determinado elemento de transformación de potencia.

Es necesario precisar que las características técnicas que a continuación se describen, son las que se han considerado como principales, puesto que la norma IEC 60076-1 también especifica que se deben contemplar especificaciones para ciertas condiciones especiales, como por ejemplo:

- Especiales condiciones de temperatura ambiente.
- Actividad sísmica especial en el sitio de instalación.
- Especiales restricciones de espacio de instalación que pueden influir en las distancias de aislamiento y ubicación de las terminales del transformador.
- El aislante líquido, si no es el aceite mineral.
- Tipo de conservación del sistema de aceite.
- Peculiaridades de la instalación, montaje, transporte y manipulación, restricciones de dimensiones.
- Condiciones especiales de servicio, del sistema.

[7] CELEC EP-Unidad de Negocio Transelectric toma como referencia la norma IEC (International Electrotechnical Commission) 60076 para el dimensionamiento y pedido de fabricación de los elementos de transformación.

Las características técnicas para la orden de pedido de cada transformador se definen en las secciones siguientes.

1.5.1.1. Tipo de Elemento de Transformación[5][12]

A continuación se describen los elementos de transformación que normalmente son utilizados en las distintas subestaciones de un sistema eléctrico de potencia.

- Autotransformadores

Los bancos de autotransformadores monofásicos se utilizan a menudo en sistemas eléctricos de potencia por su costo inferior al de los transformadores trifásicos para interconectar circuitos que funcionan a niveles de tensión diferentes, pero la relación de transformación debe ser cercana a 2:1 (por ejemplo: 138 kV/66 kV).

Dentro de las subestaciones del SNI se han venido utilizando ampliamente los autotransformadores, estos elementos están instalados generalmente en las subestaciones de maniobra donde las relaciones de transformación son de aproximadamente 2:1, es decir niveles de tensión de 230 kV / 138 kV o 138 kV / 69 kV.

Al tener el limitante de la relación de transformación, el mismo que no debe ser mayor de 2:1, su elección para el análisis queda descartado puesto que la relación de transformación que debe tener el elemento de transformación de las centrales de generación es de aproximadamente 17:1, ya que la tensión primaria es de 13,8 kV y la tensión secundaria es de 230 kV.

- Banco de Transformadores Monofásicos

La formación de bancos formados por transformadores monofásicos es utilizada en sistemas eléctricos trifásicos como sustitución de un transformador trifásico, en lugares donde el acceso es sumamente limitado, también se lo suele utilizar

para cambiar el número de fases del sistema es decir convertir de un sistema trifásico a un sistema bifásico

El banco de transformadores monofásicos fue ampliamente utilizado en las subestaciones del SNI en décadas anteriores, debido principalmente a que por entonces construir un transformador trifásico con altos valores de potencia nominal daba como resultado un tamaño exageradamente grande, lo cual dificultaba de manera principal el transporte, montaje, etc.

También se lo utilizaba por el concepto de confiabilidad de servicio puesto que tener un banco de transformadores monofásicos en lugar de un transformador trifásico, es más confiable puesto que si se produce una falla en uno de los transformadores monofásicos los dos restantes pueden seguir operando mientras se repara o sustituye el transformador averiado, (en los bancos de transformadores es usual acoplar un transformador adicional, esto en caso de que un transformador falle el adicional entra en operación, operando el banco al 100% de su capacidad)

- Transformadores Trifásicos

En la actualidad con el avance de la tecnología los fabricantes construyen transformadores trifásicos de altas potencias (mayores a 100 MVA) más compactos, que ayuda para su fácil transporte y montaje con altos márgenes de rendimiento, confiabilidad y seguridad, en donde la presencia de una falla en uno de ellos es poco probable debido a que llevan incorporados mecanismos de control permanente, es por ello que en las nuevas subestaciones de transformación en especial en las elevadoras de centrales de generación es común la utilización de estos elementos de transformación.

[Un transformador de potencia es un equipo estático, con dos o más arrollamientos que por inducción electromagnética, transforma un sistema de tensión y corriente alterno en otro sistema de tensión y corriente alterno,

generalmente de diferentes valores y en la misma frecuencia, con el de fin de transmitir potencia eléctrica.][8]

Por lo antes discutido, para el desarrollo del presente proyecto se elije como elemento de transformación al transformador trifásico de potencia.

1.5.1.2. Potencia y Voltaje de los Transformadores[12][18]

Como se describió en las secciones 1.3.1 y 1.3.2, las centrales de generación Minas San Francisco y La Unión, tendrán 3 unidades de generación (92 MW cada una) y 2 unidades de generación (43,8 MW cada una) respetivamente.

Según la regulación de continuidad de servicio publicada por el CONELEC, y en base al criterio de confiabilidad, se establece que se utilizará un transformador por cada unidad de generación, teniendo así tres transformadores elevadores en la subestación de la central Minas San Francisco y dos transformadores elevadores en la central La Unión.

La consideración antes descrita es tomada por la razón que las centrales de generación no implementarán unidades de generación adicionales en el futuro ya que se está aprovechando todo el potencial hídrico del proyecto.

Cuando se dimensiona un transformador de potencia para una subestación de distribución que dará servicio a una determinada población, la dimensión se la realiza en función de la demanda existente y/o futura del área al cual se dará e servicio.

Para el caso de un transformador de potencia que operará en una subestación elevadora de una central de generación el parámetro a considerar para el dimensionamiento del mismo es la potencia máxima instalada en cada unidad de generación de la central.

[8] Definición tomada de la Norma IEC 60076-1 *Power Transformers* - General

Cabe recalcar que la Norma IEC 60076-1 Power Transformers – General, clasifica a los transformadores en función de su potencia nominal, como se muestra a continuación:

- Categoría I: 25 kVA a 2.500 kVA, (pequeña potencia);
- Categoría II: 2.501 KVA a 100.000 kVA, (media potencia);
- Categoría III: Mayores a 100.000 kVA (gran potencia).

A continuación se detalla el dimensionamiento de los transformadores elevadores para cada unidad de generación de las subestaciones antes mencionadas.

- *Para la Subestación Minas San Francisco*

En la casa de máquinas de la central se instalarán tres unidades de generación con una potencia instalada de 92 MW cada una, el voltaje de generación de las unidades será de 13,8 kV, el mismo que se requiere elevar la tensión a un nivel de 230 kV. En la siguiente tabla se muestra los principales parámetros eléctricos que tendrá el transformador de potencia.

Potencia Por Unidad [MW]	Potencia por Unidad [MVA][9]	Lado de Baja Tensión		Lado de Alta Tensión		Relación de Transformación	Número de Unidades
		Voltaje [kV]	Corriente [A]	Voltaje [kV]	Corriente [A]		
92	102,2	13,8	4.277	230	256,6	17:1	3

Tabla 1.5: Características Eléctricas del Transformador para Subestación de la Central Minas - San Francisco
Fuente: Elaboración propia

La potencia calculada para cada transformador es de 102,2 MVA, pero por cuestiones de normalización a valores comerciales, la potencia real del transformador será de 100 MVA, que corresponde a un transformador de Categoría II (de media potencia).

[9] La potencia aparente del transformador se calcula con un factor de potencia de 0,9, que es el factor de potencia que se asume para el generador.

- *Para la Subestación La Unión*

Se realiza el mismo cálculo que se hizo para la subestación de la central Minas San Francisco, en este caso en la casa de máquinas de la central se instalarán dos unidades de generación con una potencia instalada de 43,8 MW cada una, el voltaje de generación de las unidades será de 13,8 kV, el mismo que se requiere elevar la tensión a un nivel de 230 kV. Los principales parámetros que tendrá el transformador de potencia se detallan en la siguiente tabla.

Potencia Por Unidad [MW]	Potencia Por Unidad [MVA]	Lado de Baja Tensión		Lado de Alta Tensión		Relación de Transformación	Número de Unidades
		Voltaje [kV]	Corriente [A]	Voltaje [kV]	Corriente [A]		
43,8	48,67	13,8	2.036	230	122,2	17:1	2

Tabla 1.6: Características Eléctricas del Transformador para Subestación de la Central La Unión
Fuente: Elaboración propia

De la misma manera la potencia calculada para cada transformador es de 48,67 MVA, pero por cuestiones de normalizaciones de valores comerciales, la potencia real del transformador será de 50 MVA, que corresponde a un transformador de Categoría II (de media potencia).

Por lo cual en la Subestación Minas San Francisco se instalarán tres transformadores Trifásicos de 100 MVA, 13,8kV / 230kV, mientras que para la Subestación La Unión se instalarán dos transformadores Trifásicos de 50 MVA, 13,8kV / 230kV, uno por cada unidad de generación

1.5.1.3. Temperatura Ambientales de Operación[1][12]

Los valores de temperatura ambiente en los que el transformador se instalará y deberá operar están dados en la Norma IEC 60076-2 Temperature rise, y se describe a continuación:

Para transformadores de potencia y distribución sumergidos en aceite el valor máximo de los aumentos de temperatura del aceite en la parte superior del tanque y de los arrollamientos con respecto al ambiente, funcionando en forma permanente a potencia nominal, serán los siguientes.

Elemento	Temperatura [°C]
Temperatura del aceite en la parte superior del tanque, medida por termómetro	60
Temperatura del devanado (valor medido por el método de la resistencia)	65

Tabla 1.7: Temperaturas Máximas del Aceite y Arrollamientos de Transformador.
Fuente: Norma IEC 60076-2 Power Transformers - Temperature rise.

Para lo cual la norma antes mencionada, define las siguientes temperaturas ambiente:

Temperatura máxima	40 °C
Temperatura media diaria máxima	30 °C
Temperatura media anual	20 °C
Temperatura mínima interior	-5 °C
Temperatura mínima intemperie	-20 °C

Tabla 1.8: Temperatura Ambiente Promedio Según Norma IEC 60076-2.
Fuente: Norma IEC 60076-2 Power Transformers - Temperature rise.

Las centrales de generación con su respectiva casa de máquinas y subestación eléctrica, estarán ubicados en el cantón Pasaje, provincia de El Oro, la cual pertenece a la zona costera del país, en donde la atmosfera tiene una salinidad particularmente agresiva pudiendo existir condiciones ambientales que provoquen condensaciones en superficies, a continuación se muestran las temperaturas ambiente donde se construirán las subestaciones.

Subestación	Temperatura Ambiente [°C]
Minas San Francisco	23,9
La Unión	24,59

Tabla 1.9: Temperatura Ambiente de las Subestaciones de Enerjubones S.A.
Fuente: Trabajo de campo

De la información de la tabla anterior se concluye que las temperaturas ambiente a las cuales operarán los transformadores de potencia, están dentro de los rangos de temperaturas ambiente que describe la norma IEC 60076-2, por lo tanto no estarán sujetos a factores de corrección por condiciones ambientales extremas.

1.5.1.4. Altitud Sobre el Nivel del Mar[1][12][14]

Los diferentes rangos de temperatura ambiente y otros parámetros que describe la *Norma IEC 60076 Power Transformers* son válidos únicamente para transformadores que se instalen en lugares por debajo de los 1.000 m.s.n.m., para transformadores cuyo lugares de instalación están por encima de los 1.000 m.s.n.m. la norma IEC 60076-2 describe modificaciones para la realización de pruebas de los mismos en función de la altura sobre nivel del mar.

Cuando los transformadores vayan a ser utilizados en alturas superiores a los 1.000 m.s.n.m. los fabricantes toman consideraciones especiales para la fabricación de los mismos.

Por ejemplo la Guía de Ingeniería de Siemens (Siemens Power Engineering Guide), indica que sus transformadores de potencia son construidos para operar en altitudes de hasta 1.000 m.s.n.m., para altitudes superiores a los 1.000 m.s.n.m. se requiere de diseños especiales lo que conlleva a un aumento y/o reducción de las capacidades técnicas del transformador de potencia, obteniendo los siguientes valores aproximados:

- 2% de incremento en costos de producción por cada 500 m. de altitud adicional o
- 2% de reducción de la potencia nominal por cada 500 m. de aumento de altura

Las altitudes a las cuales se construirán las subestaciones de las centrales hidroeléctricas Minas san Francisco y La Unión, están por debajo de los 1.000 m.s.n.m. por lo que no se requiere de especificaciones especiales para su pedido de construcción, las alturas a las que se construirán las subestaciones se indican en la siguiente tabla.

Subestación	Altura m.s.n.m.
Minas San Francisco	263,5
La Unión	81,5

Tabla 1.10: Altitudes m.s.n.m. de las Subestaciones de Enerjubones S.A.
Fuente: Trabajo de campo.

1.5.1.5. Tipo de Refrigeración[12][i][ii]

El transformador durante su operación genera pérdidas en forma de calor, pérdidas por efecto Joule; por esto es necesaria la elección de un sistema de refrigeración que mantenga al transformador dentro de niveles de temperatura aceptables, ya que en el caso de que se den sobre temperaturas en los aislamientos estos verán reducido su tiempo de vida útil de manera considerable.

Los transformadores de potencia están por lo general enfriados por aire y/o aceite, el aceite se considera uno de los mejores medios de refrigeración, además posee buenas propiedades dieléctricas y cumple con las siguientes funciones:

- Actúa como aislante eléctrico
- Actúa como refrigerante
- Protege a los aisladores sólidos contra la humedad y el aire.

La Norma IEC 60076-2 Power Transformers – Temperature rise, establece que los transformadores de potencia se identifican de acuerdo al método de enfriamiento que emplean, para los transformadores sumergidos en aceite[10] esta identificación se describe con un código de cuatro letras como se indica a continuación.

Primera Letra: designa el medio refrigerante interno en contacto con los devanados.

O: Aceite mineral o sintético, punto de inflamabilidad <= 300°C.
K: líquido aislante con punto de inflamabilidad > 300°C.
L: líquido aislante con punto de inflamabilidad no medible.

Segunda Letra: designa el mecanismo de circulación del medio refrigerante interno.

N: Convección natural del fluido a través del equipo de enfriamiento y devanados

[10] Los transformadores tipo seco se emplean únicamente para transformadores de baja potencia.

F: Circulación forzada a través del equipo de refrigeración (bombas de enfriamiento), convección natural del flujo en los devanados (flujo no es direccional a los devanados).

D: circulación forzada a través del equipo de refrigeración, dirigido desde el equipo de refrigeración hasta al menos los devanados principales.

Tercera Letra: define el medio refrigerante externo

A: aire

W: agua

Cuarta Letra: define el mecanismo de circulación para el refrigerante externo.

N: por convección natural

F: circulación forzada (ventiladores, bombas)

A continuación se describen las principales aplicaciones de los tipos de enfriamiento que se usan comúnmente en transformadores de potencia.

ONAN: Este tipo de enfriamiento es ampliamente utilizado únicamente para transformadores de hasta aproximadamente 30 MVA.

ONAF: Este tipo de enfriamiento es utilizado en transformadores de altas capacidades donde la disipación de calor es extremadamente difícil.

OFAF: Los transformadores que están por encima de los 60 MVA emplean este tipo de refrigeración, debido a que la refrigeración de tipo ONAF no es adecuada para eliminar el calor generado por las pérdidas las cuales son aproximadamente igual al 1% de la capacidad del transformador (0,6MW)

OFWF: Puesto que la temperatura ambiente del agua es siempre menor que la del aire atmosférico, es posible utilizar el agua como mejor medio de transferencia de calor, un requisito previo para este método de refrigeración es la disponibilidad de una fuente de suficiente cantidad de agua.

Este tipo de enfriamiento es proporcionado para transformadores con capacidades de cientos de MVA o en donde las capacidades de potencias de los transformadores son altas e iguales a las unidades de generación.

En general son ampliamente usados en transformadores de grandes subestaciones y de centrales de generación hidráulica.

Por lo discutido en los párrafos anteriores el tipo de refrigeración seleccionado para los transformadores de las subestaciones de Enerjubones S.A. será del tipo OFWF.

1.5.1.6. Grupo de Conexión[5][12][14]

Al decidir las conexiones de un transformador para una aplicación específica existen muchas consideraciones que se deben tener en cuenta, por lo tanto antes de elegir un tipo de conexión específico, se cree necesario describir las características de las principales conexiones en un transformador trifásico de potencia.

- Conexión Estrella – Estrella

En este tipo de conexión el voltaje primario de cada fase del transformador está dado por $V_{PF}=V_{LP}/\sqrt{3}$, mientras que el voltaje de fase en el secundario está relacionado por $V_{LS}=\sqrt{3}V_{FS}$.

Tiene dos problemas grandes, el primero es que las cargas del circuito del transformador están desbalanceadas, los voltajes de las fases del transformador pueden llegar a desbalancearse severamente y el segundo es que los voltajes de terceras armónicas pueden ser grandes.

Ambos problemas se pueden solucionar utilizando una de las dos técnicas siguientes: poniendo sólidamente a tierra los neutros de los transformadores, en especial el neutro de los devanados primarios, esto permite que las componentes aditivas de tercer armónico provoquen un flujo de corriente a través del neutro en lugar de ocasionar sobre voltajes, además el neutro provee un camino de retorno para los desbalances de corriente en la carga; o adicionando un tercer devanado

(terciario o llamado también de compensación), lo que provoca que las componentes de tercer armónico del voltaje se sumarán en la delta causando una corriente circulante dentro de este devanado, esto suprime las componentes de tercer armónico del voltaje, de la misma forma que poniendo a tierra los neutros de los transformadores.

Una de estas dos técnicas debe realizarse una cuando se utilice esta conexión, en la práctica se utilizan muy poco la conexión Y - Y puesto que alguno de los otros tipos de conexión de transformadores trifásicos puede realizar las mismas labores a menor costo.

Aplicaciones:

De uso cuando se debe disponer neutro en el lado de baja tensión. Transformadores de distribución, lado de baja tensión 380 V o bien 220/127 V. también en alta tensión, para puestas de neutro a tierra, evitando una bobina trifásica de puesta a tierra (transformadores de tres bobinados).

Útil para transformadores con potencias pequeñas, o moderadas, conectados a tensiones elevadas.

Configuración Estrella – Estrella - Terciario

Estos tipos de transformadores son mucho más caros, por el terciario. Permite puestas atierra en cualquier lado. Admite desequilibrios. No crea terceras armónicas de tensión. El devanado terciario, triángulo, puede tener aplicación por ejemplo para alimentar un grupo síncrono para regular la tensión de una línea.

- Conexión Estrella – Triángulo

En esta conexión el voltaje primario de línea está relacionado con el voltaje primario de fase por $V_{PL}=\sqrt{3}V_{PF}$, mientras que el voltaje secundario de la línea es igual al voltaje secundario de fase $V_{LS}=V_{FS}$.

No tiene problemas por componentes de tercera armónica en sus voltajes ya que ellas son consumidas en una corriente circulante en el devanado delta, es también más estable cuando hay cargas desbalanceadas puesto que la delta redistribuye parcialmente cualquier desbalance que ocurra, sin embargo tiene el siguiente problema, debido a la conexión, el voltaje secundario está desfasado 30°con relación al voltaje primario del transformador, lo que puede causar problemas en la puesta en paralelo de los secundarios de dos bancos de transformadores.

Aplicaciones

Adecuado como transformador reductor (final de línea), cuando no se requiere puesta a tierra en el secundario. No genera terceras armónicas de tensión.

Se usa generalmente para bajar de un voltaje alto a uno medio o bajo, por la razón de que se tiene un neutro para aterrizar el lado de alto voltaje lo cual es conveniente y tiene grandes ventajas.

- Conexión Triángulo – Estrella

En esta conexión el voltaje primario de línea es igual al voltaje primario de fase $V_{PL}=V_{PF}$, mientras que los voltajes secundarios están relacionados por $V_{SL}=V\sqrt{3}_{SF}$. Tiene las mismas ventajas y el mismo desfasaje que en el caso de la conexión Estrella-Delta.

Aplicaciones

Es útil como transformador elevador, se usa en sistemas de potencia para elevar los niveles de tensión, es la más empleada en subestaciones de centrales de generación, los devanados conectados en estrella se conectan al circuito de más alto voltaje por razones de aislamiento.

No motiva flujos por el aire en caso de cargas desequilibradas (cortocircuitos), ni traslados de neutros (sobretensiones), tampoco es generador de terceras

armónicas de tensión. Tiene la posibilidad de sacar neutro, por lo que admite cargas desequilibradas

- Conexión Triángulo – Triángulo

En esta conexión el VPL=VPF y VSL=VSF, no tiene desplazamiento de fase, y tiene la ventaja que no tiene problemas con cargas desequilibrada o armónicos, además se puede quitar un transformador para mantenimiento o reparaciones y queda funcionando con dos transformadores pero como banco trifásico; este tipo de configuración se llama triangulo abierto o configuración en V, en esta configuración entrega voltajes y corrientes de fase con las relaciones correctas, pero la capacidad del banco representa el 57,74% (1/) de la capacidad nominal total disponible con tres transformadores en servicio.

Este tipo de conexión se realiza cuando se desea mínimas interferencias en el sistema, además si se tiene cargas desequilibradas, se compensa dicho equilibrio ya que las corrientes de carga se distribuyen uniformemente en cada uno de los devanados.

La nomenclatura que se emplea para designar los grupos de conexión, es la publicada por la Norma IEC 60076-1 Power Transformers, generalmente está compuesta por dos letras y un número.

- la primera letra representa la conexión del arrollamiento de alta tensión y se escribe en mayúscula.
- la segunda letra representa la conexión del arrollamiento de baja tensión y se escribe en minúscula.
- El número representa el índice horario, desplazamiento angular.

Índice horario

El índice horario es la diferencia de ángulo o de fase entre la tensión primaria y su correspondiente tensión secundaria que se puede dar dependiendo del tipo de

conexión. Se expresa según la posición de las agujas del reloj, en el cual la diferencia entre horas son 30º, y donde por convención la tensión primaria tomada como referencia se pone en la hora 12 y la secundaria en el múltiplo de 30 que corresponda, la hora que resulta indica el índice horario, es decir el desfase entre las tensiones primarias y secundarias, el conocimiento del desfase (índice horario) es muy importante cuando se vaya a conectar transformadores en paralelo.

En el Anexo 1.2 se muestra los esquemas de los diferentes tipos de conexión para los transformadores trifásicos de potencia.

Analizando las características de cada uno de los tipos de conexiones posibles se llega a la conclusión que para el caso de estudio, la conexión Delta-Estrella es la más idónea técnicamente, esta decisión se fortalece aún más revisando la Guía de Ingeniería de Siemens (Siemens Power Engineering Guide), el cual especifica que los transformadores de gran potencia para centrales de generación producidos por éste fabricante, son para ser conectados en la configuración Delta-Estrella.

Aplicando la nomenclatura de la norma IEC el tipo de conexión elegido para los transformadores de potencia de las subestaciones de las centrales de generación de Enerjubones S.A., es YNd5, quiere decir que el devanado de más alta tensión tendrá una conexión Estrella con neutro y el devanado de menor tensión tendrá una conexión Delta con un desfasaje entre la tensión primaria y su correspondiente tensión secundaria de 180°.

1.5.1.7. Clase de Aislamiento[5][12]

Los transformadores de potencia producen pérdidas, esto debido al aumento de la temperatura, la misma que reduce la vida útil de los aislamientos durante la operación del mismo, dichos aislamientos están ubicados en el interior del transformador, en el núcleo y en los devanados. Para prevenir la reducción de la vida útil de los aislamientos sólidos es necesario realizar una adecuada selección de manera que el aumento de temperatura del transformador no deteriore el referido aislamiento.

La Norma IEC 60076-7 Power Tranasformer - Loading guide for oil-immersed power transformers, establece los valores máximos de corriente y temperatura que pueden ser aplicables para cargas que sobrepasen el valor nominal de la placa.

Tipos de Carga	Transformadores de Media Potencia	Transformadores de Gran Potencia >100 MVA
Carga Cíclica Normal		
Corriente (p.u.)	1,5	1,3
Temperatura del punto más caliente del devanado y partes metálicas en contacto con el material celulosa de aislamiento (°C)	120	120
Temperatura en el punto más caliente de otras partes metálicas (en contacto con aceite, papel de aramida, materiales de fibra de vidrio) (°C)	140	140
Temperatura más alta del aceite (°C)	115	115
Cargas de Emergencia por Largo Tiempo de Duración		
Corriente (p.u.)	1,5	1,3
Temperatura del punto más caliente del devanado y partes metálicas en contacto con el material celulosa de aislamiento (°C)	140	140
Temperatura en el punto más caliente de otras partes metálicas (en contacto con aceite, papel de aramida, materiales de fibra de vidrio) (°C)	160	160
Temperatura más alta del aceite (°C)	115	115
Cargas de Emergencia por Corto Tiempo de Duración		
Corriente (p.u.)	1,8	1,5
Temperatura del punto más caliente del devanado y partes metálicas en contacto con el material celulosa de aislamiento (°C)	160	160
Temperatura en el punto más caliente de otras partes metálicas (en contacto con aceite, papel de aramida, materiales de fibra de vidrio) (°C)	180	180
Temperatura más alta del aceite (°C)	115	115
Nota: Los límites de temperatura y corriente no son válidos si se los aplica de forma simultánea, es decir si la corriente está en si valor límite la temperatura debe estar en un valor menor al límite y viceversa.		

Tabla 1.11: Límites de Corriente y Temperatura Para Sobrecargas
Fuente: Norma IEC 60076-7 Power Transformers – Loading guide for oil immersed power transformers

Como se comentó antes la elevación de temperatura puede producir daños en los aislamientos de los devanados y por ende disminuir la vida útil de los transformadores, por lo que su selección es muy importante, en la tabla 1.11 se observan los límites máximos de temperatura que se pueden presentar en los

devanados (donde su ubican los aislamientos) para condiciones normales y extremas de operación, es decir en condiciones de sobrecarga. Por lo tanto el tipo de aislamiento debe ser capaz de soportar las temperaturas máximas que se muestran en la tabla 1.11, a continuación se muestran las principales clases de aislamiento y sus temperaturas de trabajo, que normalmente se usan en los transformadores de potencia.

Clase	Temperatura [°C]
A	105
E	120
B	130
F	155
H	180
C	Mayor a 180

Tabla 1.12: Clases de Materiales Aislantes y Temperaturas de Trabajo.
Fuente: "Transformadores de Potencia", Enrique Ras Oliva, Séptima Edición.

De la tabla anterior se observa que la clase de aislamiento F opera a una temperatura de 155°C, temperatura que está dentro de los límites de temperaturas descritos en la tabla 1.11 para los devanados de transformadores cuando éstos operen con sobrecarga.

Siemens en su Guía de Ingeniería de Siemens (*Siemens Power Engineering Guide*), indica que los transformadores de potencia en especial para centrales de generación que fabrican tienen aislamiento de clase F.

Por lo tanto la clase de aislamiento de devanados que se sugiere para los transformadores de potencia de las subestaciones de las centrales de generación de Enerjubones S.A. es el de Clase F.

Aislamiento Clase F*:* Consiste en materiales o combinaciones de materiales tales como mica, fibra de vidrio, asbesto, etc., con sustancias aglutinables[11], así como otros materiales o combinaciones de materiales no necesariamente inorgánicos.

[11] Sustancias diferentes que están unidas.

1.5.1.8. Nivel Básico de Aislamiento (BIL)[12][13]

El nivel de aislamiento de un transformador se define por la medida de la capacidad que tiene el sistema para soportar sobretensiones de tipo atmosférico, sobretensiones de tipo maniobra (operaciones de conexión y desconexión) y sobretensiones de corta duración a frecuencia industrial, sin que se produzca daño alguno al equipo.

La Norma IEC 60076-3 Power Transformers - Insulation Levels, establece que los requerimientos de aislamiento para transformadores de potencia y sus correspondientes pruebas de aislamiento están dados con referencia a los devanados y sus terminales.

Para transformadores sumergidos en aceite, los requerimientos de la norma se aplican únicamente para el aislamiento interno, mientras que cualquier requerimiento adicional o pruebas relativas del aislamiento externo que se consideren necesarias serán especificados directamente al proveedor o fabricante. Además la norma establece que la nomenclatura para el aislamiento de los devanados de los transformadores son las abreviaturas que se muestran a continuación, con sus respectivos significados.

- SI: es la tensión nominal soportada al impulso tipo maniobra para los terminales de línea del devanado con la tensión más elevada U_m.
- LI: es la tensión nominal soportada al impulso tipo atmosférico para los terminales de línea y neutro de cada devanado individual.
- CA: es la tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial para los terminales de línea y neutro de cada devanado individual.

Tensión Máxima Para el Equipo U_m y Nivel de Aislamiento

La norma especifica que, para cada devanado del transformador, tanto para el lado de alta como de baja tensión, se asigna un valor de voltaje máximo para el equipo U_m[12].

[12] U_m es el voltaje r.m.s. fase-fase más elevado en un sistema trifásico para el cual el devanado de un transformador está diseñado respecto a su aislamiento.

Los valores normalizados de U_m, se enumeran en las tablas 1.13 y 1.14, el valor de U_m que se utiliza para un determinado nivel de voltaje de sistema se toma de las tablas, en el caso que no existiera el mismo nivel de voltaje del sistema se toma el siguiente valor más alto de la tabla. Ejemplo: para un nivel de voltaje de sistema de 13,8 kV, de la tabla 13 se tiene que el U_m es 15 kV.

Con base a resultados obtenidos de la experiencia en la operación de sistemas eléctricos y considerando el uso de dispositivos y métodos de limitación de sobretensiones, la Norma IEC 60076-3 presenta niveles de tensiones soportadas normalizadas identificadas para un determinado voltaje máximo para el equipo U_m, tablas 1.13 y 1.14. (Estos rangos están en función de los rangos publicados en la Norma IEC 60071-1 Insulation Co-ordination - Definitions, principles and rules).

Tensión Máxima del Equipo U_m kV r.m.s.	Tensión Soportada al Impulso Tipo Atmosférico kV pico		Tensión Soportada de Corta Duración a Frecuencia Industrial kV r.m.s.	
	Transformadores de Distribución (nota 1) y Clase 1 (nota 2)	Transformadores Clase 2 (nota 3)	Transformadores de Distribución y Clase 1	Transformadores Clase 2
15	95	110	34	34
	125	–	40	–
26,4	150	150	50	50
36,5	200	200	70	70
48,3	250	250	95	95
72,5	350	350	140	140
121		350		140
		450		185
145		550		230
		650		275
169		750		325

Nota 1: Los Transformadores de Distribución transfieren energía eléctrica a partir de un circuito de distribución primaria a un circuito de distribución secundaria.
Nota 2: Transformadores de potencia Clase I incluyen devanados de alto voltaje de Um≤ 72,5 kV
Nota 3: Transformadores de potencia Clase II incluyen devanados de alto voltaje de Um≥121 kV

Tabla 1.13: Niveles de Aislamiento Para Devanados con Um≤169 kV.
Fuente: Norma IEC 60076-3 Power Transformers - Insulation levels.

Tensión Máxima del Equipo Um kV r.m.s.	Tensión Nominal Soportada al Impulso Tipo Maniobra Fase - Tierra kV pico	Tensión Nominal Soportada al Impulso Tipo Atmosférico kV pico	Tensión Nominal Soportada a Frecuencia Industrial kV r.m.s.
245	550	650	325
	650	750	360
300	750	850	395
	850	950	460
362	950	1 050	510
		1 175	
420	850	1 050	460
	950	1 175	510
550	1 050	1 300	570
	1 175	1 425	630
800	1 300	1 550	680
	1 300	1 675	Note 3
	1 425	1 800	Note 3
	1 550	1 950	Note 3
		2 100	

Nota 1: La líneas entrepuntadas no son parte de la Norma IEC, pero son de uso en algunos países
Nota 2: Para transformadores aislados de manera uniforme con valores extremadamente bajos de niveles de aislamiento de frecuencia industrial, deben ser tomadas medidas especiales para realizar las pruebas a frecuencia industrial.
Nota 3: Para las tensiones de la última columna, mayores tensiones para las pruebas pueden ser necesarias para demostrar que las tensiones soportadas fase-fase requeridas se cumplen.

Tabla 1.14: Niveles de Aislamiento Para Devanados con Um >170 kV
Fuente: Norma 60076-3 Power Transformers - Insulation levels

- La norma establece que cuando se tiene un banco trifásico formado por transformadores monofásicos conectados en estrella, para la selección del U_m se toma en cuenta el voltaje fase-tierra.

- En ciertas aplicaciones, cuando se tiene devanados conectados en triángulo, estos se suelen conectar a tierra a través de uno de los terminales externos, en estas aplicaciones, puede ser necesaria una tensión a soportar mucho mayor con respecto a la U_m.

- La tensión más elevada para equipos U_m y sus asignadas tensiones a soportar, es decir, su nivel de aislamiento, determinan las características dieléctricas de un transformador y ellos son verificados por un conjunto de pruebas dieléctricas en función de U_m que determina la norma.

De las tablas se puede observar que para un valor dado de tensión soportada a impulsos de maniobra se tienen dos o más opciones de valores de tensión soportada a impulso atmosférico, esto es para considerar los diferentes métodos de control de este tipo de sobretensiones que se puede estar aplicando.

La Norma IEC 60071-1 Insulation Co-ordination - Definitions, principles and rules, establece que dos valores de tensiones soportadas normalizadas son suficientes para definir el nivel de aislamiento normalizado de un equipo dependiendo del rango al cual pertenezca, así:

- Para equipos de Rango I[13] el nivel de aislamiento queda definido:

  - Por la tensión soportada normalizada a impulsos atmosféricos, LI.
  - Por la tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial, CA.

  Con esto no se quiere decir que para este rango se deba omitir el análisis y efecto de las sobretensiones de maniobra. Lo que considera es que cualquiera de las dos tensiones soportadas especificadas cubre las tensiones soportadas requeridas a impulso de maniobra tanto entre fase y tierra como entre fases.

- Para equipos de Rango II[14] el nivel de aislamiento queda definido:

  - Por la tensión soportada normalizada a impulso de maniobra, SI.
  - Por la tensión soportada normalizada a impulsos atmosféricos, LI.

  Para este rango, si bien no se especifica un valor de tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial, no significa que se deba omitir el análisis y efecto de estas sobretensiones. Lo que se considera es que la tensión soportada a impulsos de maniobra normalizada cubre las tensiones soportadas requeridas de corta duración a frecuencia industrial

[13] Para U_m comprendido entre 1 kV a 245 kV – Fuente Norma IEC 60071-1 Insulation Co-ordination
[14] Para U_m mayores 245 kV – Fuente Norma IEC 60071-1 Insulation Co-ordination.

Para sistemas del Rango I se asume que las tensiones soportadas fase-fase son iguales que las de fase–tierra. Mientras que para sistemas de Rango II este criterio sólo se considera para las tensiones soportadas a impulsos atmosféricos. Para impulsos de maniobra, las tensiones soportadas fase-fase resultan de multiplicar las tensiones soportadas de fase-tierra por los factores especificados en la tabla 1.15.

Tensión Soportada Nominal a Impulsos de Maniobra	
Fase – Tierra kV pico	**Fase – Fase (Relación con el valor Fase – Tierra) kV pico**
750	1,5
850	1,5
850	1,5
950	1,5
850	1,6
950	1,5
1.050	1,5
950	1,7
1.050	1,6
1.175	1,5
1.300	1,7
1.425	1,7
1.550	1,6

Tabla 1.15: Relación de Tensión Fase - Fase vs. Tensión Fase-Tierra para SI.
Fuente: Norma IEC 60071-1 Insulation Co-ordination.

Es necesario notar que las tablas de valores normalizados publicados por las normas de la IEC, sirven únicamente para altitudes de hasta 1.000 m.s.n.m., para altitudes mayores los niveles de aislamientos deberían ser sometidos a una corrección debido al cambio de la densidad del aire por la altura sobre el nivel del mar (dicha corrección se la realiza durante la proceso de la coordinación de aislamiento publicado por la Norma IEC 60071 Insulation Coordination).

La corrección se hace únicamente al aislamiento externo[15] de los equipos para así lograr una debida coordinación de aislamiento, mientras que al aislamiento interno[16]

[15] El aislamiento externo se refiere a las distancias en el aire atmosférico y a las superficies en contacto con el aire atmosférico del aislamiento sólido del equipo que están sujetos a esfuerzos dieléctricos y a los efectos atmosféricos y a otras condiciones externas, tales como la contaminación humedad, etc.

[16] El aislamiento interno se refiere a la parte interna del equipo de aislamiento sólido, líquido o gaseoso, que están protegidos de los efectos atmosféricos y otras condiciones externas.

no se le debe corregir la altura por el hecho que está protegido de las condiciones atmosféricas externas.

No obstante lo anterior, a continuación se muestra una tabla en la que se describen los factores de corrección por altitud de forma general que se pueden aplicar a los aislamientos externos, o sea en contacto en el aire, de los equipos de alta tensión. Para aisladores eléctricos situados en altitudes superiores a la normalizada de 1000 m.s.n.m. el nivel de aislamiento de los aislamientos externos se reduce progresivamente.

Altitud m	**Factor de Corrección del Nivel de Aislamiento**
1.000	1
1.200	0,98
1.500	0,95
1.800	0,92
2.100	0,89
2.400	0,86
2.700	0,83
3.000	0,80
3.600	0,75
4.200	0,70
4.500	0,67

Tabla 1.16: Corrección Para el Nivel de Aislamiento Externo
Fuente: "Diseño de Subestaciones Eléctricas", José Raúll Martin

Elección de los Voltajes Soportados Normalizados

La Norma IEC 60076-3 Power Transformers – Insulation Levels, en su apartado 7: Insulation Requirements and Dielectric Tests - Basic Rules, establece que la elección de los diferentes niveles de tensiones soportadas normalizadas para un determinado U_m descritas en las tablas 1.13 y 1.14, dependen de las severas condiciones de sobrevoltajes que se pueden presentar en el sistema y de la importancia de la instalación en particular.

Para lo cual la norma sugiere que se debe aplicar el procedimiento de coordinación de aislamiento publicado en las Normas:

- IEC 60071-1 Insulation Co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules.
- IEC 60071-2 Insulation Co-ordination – Part 2: Application guide.

El procedimiento de coordinación de aislamiento de las normas IEC requiere de análisis determinísticos y probabilísticos de la ocurrencia de sobretensiones debido a descargas atmosféricas y por maniobra, que se puedan presentar en el sistema, análisis que están estandarizados en la Norma mediante factores de corrección que permiten determinar los valores de las sobretensiones que se puedan presentar.

Puesto que el objetivo del presente proyecto de tesis no se enfoca en determinar la coordinación de aislamiento de las subestaciones Minas San Francisco y La Unión, para la elección de los voltajes soportados normalizados para cada devanado de transformador, se tomará en cuenta los valores de tensiones soportadas normalizadas más altos dado para cada valor de U_m en las tablas 1.13 y 1.14 y también se ha tomado como referencia proyectos de tesis que tratan específicamente sobre la Coordinación de Aislamiento de Subestaciones a 230 kV[17].

Es así que los niveles de Um y de Tensiones Soportadas Normalizadas seleccionadas para los transformadores de las subestaciones de generación Minas San Francisco y La Unión de la empresa Enerjubones S.A., son los siguientes:

- *Para el lado de baja tensión, 13,8 kV*

Um = 15 kV
LI = 110 kV
AC = 34 kV

- *Para el lado alta tensión, 230 kV*

Um = 245 kV

[17] Los valores seleccionados de los niveles de tensiones soportadas normalizadas, son similares a las obtenidas en la Tesis: "Coordinación de Aislamiento para una Subestación Eléctrica de Maniobra de 230 kV", Martínez Mendoza Jorge, Instituto Politécnico Nacional, México.

LI = 1050 kV

AC = 460 kV

1.5.1.9. Cambiador de Tomas (Taps)

Todos los transformadores de potencia están provistos de un dispositivo que permite variar la relación de transformación de acuerdo a los requerimientos del sistema.

La norma IEC 60214-1 Tap Changers Parte 1, establece que los cambiadores de tomas son dispositivos que pueden variar la relación de espiras de un transformador y por lo tanto regular la tensión de dicho transformador, ya sea que esté en el arrollamiento de alta o baja tensión.

La Norma antes mencionada especifica las siguientes temperaturas ambiente a las cuales se considera que el cambiador de tomas debe operar adecuadamente, para temperaturas superiores a las especificadas el comprador deberá especificarlas en la orden de pedido.

Medio Ambiente del Cambiador de Tomas	Temperatura	
	Mínima	Máxima
Aire	-25°C	40°C
Líquido	-25°C	100°C

Tabla 1.17: Temperaturas Ambiente Máxima y Mínima para la óptima Operación del Cambiador de Tomas.
Fuente: Norma IEC 60214-1 Tap Changers Part 1.

Las temperaturas ambiente donde se construirán las subestaciones de las centrales Minas-San Francisco y La Unión, donde se instalarán los transformadores de potencia, son de 23,9°C y 24,59°C respectivamente, por lo que no se requiere de especificaciones especiales.

La norma indica dos tipos de cambiadores de tomas, dentro de los cuales pueden existir variantes y elementos adicionales según especificaciones especificas del comprador, éstas son las siguientes.

- On – Load Tap - Changers. (LTC)

  Dispositivo que permite cambiar el tap o toma de un devanado, para su adecuada operación, mientras el transformador está energizado o en la carga.

- Off – Load Tap Changers. (OLTC)

  Dispositivo que permite cambiar el tap o toma de un devanado, para su adecuada operación, sólo cuando el transformador esta desenergizado (sin tensión) o sin carga.

La norma establece que los transformadores de potencia con tensión primaria máxima de 72,5 kV tendrán regulación bajo carga, mientras que el resto de los transformadores de potencia deberán tener una regulación sin tensión.

En el apartado 1.5.1.2 se muestra los niveles de tensión de los transformadores, para el lado de baja tensión se especifica el nivel de 13,8 kV, mientras que para el lado de alta se especifica el nivel de 230 kV,

Los transformadores de potencia en estudio operarán en las subestaciones de las centrales de generación, en donde el voltaje de entrada del transformador que corresponde al voltaje de generación 13,8 kV se mantendrá siempre constante, por lo que no se requiere de la implementación de un cambiador de tomas al lado de baja tensión. Pero como es de conocimiento la carga de los transformadores de potencia varía constantemente, ocurriendo la mayor variación en los periodos de mayor actividad industrial y comercial, esto provoca que el voltaje de entrega de los transformadores varíe de acuerdo con la carga y el factor de potencia.

Por lo discutido en los párrafos anteriores y tomando como referencia la Norma IEC 60214-1 Tap Changers, se sugiere la implementación de un cambiador de tomas de tipo OLTC, al lado de alta tensión, de 5 pasos, con un porcentaje de regulación de ±2,5 % y ±5%

Lado de Alta Tensión	
Tensión [V]	**Posición Conmutador**
241.500	1
235.750	2
230.000	3
224.250	4
218.500	5

Tabla 1.18: Características del Cambiador de Tomas Seleccionado Para los Transformadores.
Fuente: Elaboración propia

1.5.1.10. Impedancia de Cortocircuito[12]

Si bien la Norma IEC 60076-1 no especifica que el valor de la impedancia de cortocircuito de los transformadores deba ser un parámetro requerido para la orden de pedido de un transformador, es una magnitud que de cierta forma define a un transformador.

La impedancia de cortocircuito es un parámetro a tomar muy en cuenta puesto que se la obtiene a partir de las prueba de cortocircuito que se realiza al transformador una vez haya finalizado su construcción, la prueba de cortocircuito sirve para determinar la capacidad que tiene el transformador para soportar sobrecorrientes, y junto con la prueba en vacío determinan el porcentaje de pérdidas que presenta el transformador.

Sin embargo la Norma IEC 60076-5 Power Transformers - Ability to withstand short circuit, en su apartado 3.2 Overcurrent conditions, estandariza valores mínimos reconocidos de impedancia de corto circuito para transformadores de dos devanados a la corriente nominal (tap principal).

Impedancia de Cortocircuito a Corriente Nominal	
Potencia Nominal kVA	**Mínima Impedancia de Cortocircuito %**
25 a 630	4,0
631 a 1.250	5,0
1.251 a 2.500	6,0
2.501 a 6.300	7,0
6.301 a 25.000	8,0
25.001 a 40.000	10,0
40.001 a 63.000	11,0
63.001 a 100.000	12,5
Mayores a 100.000	> 12,5
Nota 1: Valores para rangos de potencia mayores a 100 kVA generalmente deben ser sujetos a un acuerdo entre el fabricante y el comprador. Nota 2: En el caso de unidades monofásicas conectadas en un banco trifásico, el valor del rango de potencia a aplicar, es el valor de la potencia total del banco trifásico.	

Tabla 1.19: Valores Mínimos Reconocidos de Impedancia de Cortocircuito
Fuente: Norma IEC 60076-5 Power Transformers-Ability to Withstand Short Circuit

De la tabla anterior es posible obtener los mínimos valores de impedancias de corto circuito a corriente nominal para un determinado transformador en función de su potencia nominal, al relacionar estos valores para el caso de los transformadores para las subestaciones de las centrales de generación de le Empresa Enerjubones S.A., seleccionados en los análisis anteriores se tienen los siguientes:

- Para la Subestación Minas San Francisco

  Potencia: 100 MVA
  Impedancia de Cortocircuito Mínima: 12,5%

- Para la Subestación La Unión

  Potencia: 50 MVA
  Impedancia de Cortocircuito Mínima: 11%

Es evidente que no se puede obtener el valor real de la impedancia de cortocircuito y de las pérdidas de un transformador determinado sin antes someterlo a las pruebas respectivas, y es innegable que el valor real de la impedancia de cortocircuito del

transformador es un parámetro necesario al momento de realizar un análisis de flujos de potencia como el que se lo realiza en el Capítulo 2.

Por lo cual, para obtener el valor real de la impedancia y pérdidas de los transformadores seleccionados para las subestaciones Minas San Francisco y La Unión, se opta por hacer referencia a datos de placa de transformadores instalados en el S.N.I. de características técnicas similares a las seleccionadas en las secciones anteriores, dichas placas se muestran en sección 1.5.2.

1.5.2. Resumen de los Parámetros Seleccionados

A continuación se muestran las características técnicas seleccionadas que definen a los transformadores de potencia para las subestaciones Minas San Francisco y La Unión, características estandarizadas en la Norma IEC 60076 Power Transformers – General – Anexo A - Information required with enquiry and order.

- Resumen de las Características Técnicas Seleccionadas Para Transformadores de la Subestación Minas san Francisco.

Norma	IEC 60076 Power Transformers	
Tipo	Transformador Elevador Externo	
Número de Fases	Tres	
Potencia Nominal	100 kVA	
Frecuencia	60 Hz	
Factor de Potencia	0,85	
Voltaje	**Baja Tensión**	**Alta Tensión**
	13,8 kV	230 kV
Corriente	**Baja Tensión**	**Alta Tensión**
	4277 A	256,6 A
Temperatura Ambiente - Norma IEC	**Máxima**	**Mínima**
	40 °C	-20 °C
Temperatura Ambiente Media - Norma IEC	**Media Anual**	**Media Diaria Max**
	20 °C	30 °C
Temperatura Ambiente Subestación	23,9 °C	
Temperatura Máx en Devanados Norma IEC	65 °C	

Temperatura Máx del Aceite Norma IEC	60 °C	
Altitud m.s.n.m.	**Instalación**	**Norma IEC**
	263,5	1.000
Tipo de Enfriamiento	OFWF	
Conexión	YNd5	
Clase de Aislamiento	F	
Tensión Más Elevada Para el Equipo U_m	**Baja Tensión**	**Alta Tensión**
	15 kV	245 kV
Nivel básico de Aislamiento (BIL)	**Baja Tensión LI / AC**	**Alta Tensión LI/AC**
	110 kV / 1050 kV	34 kV / 460 kV
Líquido Aislante	Aceite	
Cambiador de Tomas Tipo OLTC Lado de Alta Tensión	**Tensión**	**Posición Conmutador**
	241.500	1
	235.750	2
	230.000	3
	224.250	4
	218.500	5

Tabla 1.120: Resumen de Características Seleccionadas Para el Transformador de la Subestación de la Central Minas – San Francisco.
Fuente: Elaboración propia.

- Resumen de las Características Técnicas Seleccionadas Para Transformadores de la Subestación La Unión.

Norma	IEC 60076 Power Transformers	
Tipo	Transformador Elevador Externo	
Número de Fases	Tres	
Potencia Nominal	50 kVA	
Frecuencia	60 Hz	
Factor de Potencia	0,85	
Voltaje	**Baja Tensión**	**Alta Tensión**
	13,8 kV	230 kV
Corriente	**Baja Tensión**	**Alta Tensión**
	2036 A	122,2 A
Temperatura Ambiente - Norma IEC	**Máxima**	**Mínima**
	40 °C	-20 °C
Temperatura Ambiente Media - Norma IEC	**Media Anual**	**Media Diaria Max**
	20 °C	30 °C

Temperatura Ambiente Subestación	24,59 °C	
Temperatura Máx en Devanados Norma IEC	65 °C	
Temperatura Máx del Aceite Norma IEC	60 °C	
Altitud m.s.n.m.	**Instalación**	**Norma IEC**
	81,5	1.000
Tipo de Enfriamiento	OFWF	
Conexión	YNd5	
Clase de Aislamiento	F	
Tensión Más Elevada Para el Equipo U_m	**Baja Tensión**	**Alta Tensión**
	15 kV	245 kV
Nivel básico de Aislamiento (BIL)	**Baja Tensión LI / AC**	**Alta Tensión LI/AC**
	110 kV / 1050 kV	34 kV / 460 kV
Líquido Aislante	Aceite	
Cambiador de Tomas Tipo OLTC Lado de Alta Tensión	**Tensión**	**Posición Conmutador**
	241.500	1
	235.750	2
	230.000	3
	224.250	4
	218.500	5

Tabla 1.21: Resumen de Características Seleccionadas Para el Transformador de la Subestación de la Central La Unión.
Fuente: Elaboración propia.

Como se describió en la sección 1.5.1.10, para establecer el valor de impedancia de cortocircuito, de pérdidas en el cobre y en el hierro de los transformadores de potencia, es necesario referirse a datos de placa de transformadores de potencia existentes en el S.N.I. que presenten características similares a las seleccionadas.

El transformador trifásico de potencia instalado en la subestación elevadora de generación de la central térmica de la empresa Termoguayas S.A., presenta características técnicas similares a las seleccionadas para los transformadores de potencia de la central Minas-San Francisco, y el transformador trifásico de potencia instalado en la subestación elevadora de generación de la central hidroeléctrica de CELEC EP – Unidad de Negocio Mazar, presenta características técnicas similares a las seleccionadas para los transformadores de potencia de la central La Unión.

Por lo cual se hace referencia a la información de los datos de placa de dichos transformadores para obtener los parámetros que no se pudieron seleccionar en los apartados anteriores debido a lo explicado en la sección 1.5.1.10.[18]

Transformador 100 MVA, 2 Devanados			
Pot. Nominal	**100 MVA**	**Grp.Vec.Hv**	**YN**
Tipo	Trifásico	Grp.Vec.Lv	D
Frecuencia	60 Hz	Desfase	5
Vnom. HV.	230	Uk0	12
Vnom. LV.	13,8	% Volt/tap	2,5
Volt. cc.	12	Tap. Nom.	2
Pér.Cu.	278,78	Tap. Min	1
Re(Volt. cc.)	0,278	Tap. Max.	3
Relación X/R	43,03	Pér. Fe.	0
Marca	Siemens		

Tabla 1.22: Datos de Placa del Transformador de Potencia de la Central Mazar.
Fuente: CELEC EP – Unidad de Negocios Transelectric.

Transformador 50 MVA, 2 Devanados			
Pot. Nominal	**50 MVA**	**Grp.Vec.Hv**	**YN**
Tipo	Trifásico	Grp.Vec.Lv	D
Frecuencia	60 Hz	Desfase	5
Vnom. HV.	230	Uk0	12
Vnom. LV.	13,8	% Volt/tap	2,5
Volt. cc.	12	Tap. Nom.	2
Pér.Cu.	30	Tap. Min	1
Re(Volt. cc.)	0,047	Tap. Max.	5
Relación X/R	253,99	Pér. Fe.	30
Marca	Meiden		

Tabla 1.23: Datos de Placa del Transformador de Potencia de la Central Termoguayas.
Fuente: CELEC EP – Unidad de Negocios Transelectric.

1.6. El Sistema de Transmisión San Idelfonso-La Unión-Minas[1]

Con la finalidad de evacuar la potencia que producirán las centrales hidroeléctricas de generación de la empresa Enerjubones S.A., Minas San Francisco y La Unión, funcionarios del CONELEC y Enerjubones S.A. conjuntamente realizaron diferentes análisis en donde concluyeron que la alternativa de mayor factibilidad para evacuar esta generación hacia el S.N.I. es a través de una conexión a la subestación de seccionamiento San Idelfonso de propiedad de CELEC EP – Unidad de Negocios Transelectric ubicada cerca del cantón El Guabo, provincia de

[18] Parámetros que son indispensables ingresar en el software con el cual se realizará la corrida de flujos de carga para obtener las pérdidas de energía en los elementos seleccionados, pérdidas indicadas en el capítulo 2.

El Oro, mediante la construcción de un sistema de transmisión a un nivel de tensión de 230 kV a doble circuito, y de las subestaciones eléctricas de elevación Minas San Francisco y La Unión.

El sistema de transmisión San Idelfonso-La Unión-Minas, mantiene un trazado que cruza los cantones El Guabo y Pasaje de la provincia de El Oro, entre altitudes que van desde los 20 a 263,5 m.s.n.m.

El sistema de transmisión tendrá una longitud total aproximada 42 km, partirá desde la subestación Minas San Francisco ubicada en la parroquia rural de Uzhcurrumi perteneciente al cantón Pasaje hasta la subestación La Unión que está ubicada en la parroquia rural de Casacay del mismo cantón Pasaje y finalmente partirá hasta la subestación de seccionamiento San Idelfonso de propiedad de CELEC - EP Unidad de Negocios Transelectric, ubicada cerca del cantón El Guabo.

En la siguiente figura se muestra la trayectoria que tendrá la línea de transmisión una vez haya finalizado su construcción, la ubicación de las centrales y de las subestaciones eléctricas La Unión y Minas San Francisco.

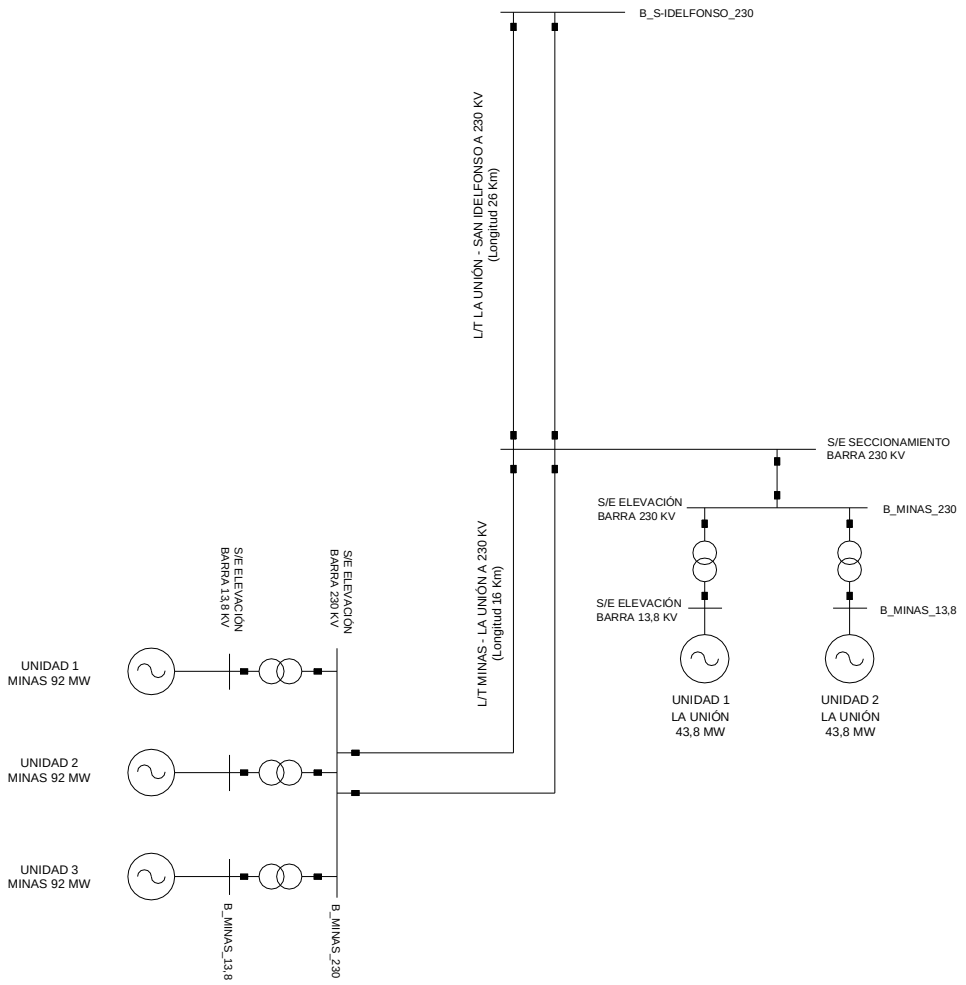


Figura 1.8: Esquema Unifilar del Sistema de Transmisión San Idelfonso - La Unión – Minas. Fuente: Elaboración propia.

Para un mejor análisis del sistema de transmisión, se propone tratarlo por separado en dos partes de la siguiente manera:

- *Línea Interna o Línea de Transmisión La Unión – Minas*

  Inicia su recorrido desde la subestación de la central Minas - San Francisco hasta llegar a la subestación de la central La Unión, con una longitud aproximada de 16 km, la potencia máxima que transmitirá será la potencia máxima producida, es decir se considera la potencia instalada en la central de generación Minas - San Francisco que es de 275,8 MW.

- *Línea Externa o Línea de Transmisión San Ildefonso - La Unión*

  Inicia su recorrido desde la Subestación de la central La Unión bordeando la zona interandina hasta la subestación de seccionamiento San Ildefonso, con una longitud aproximada de 26 km, la potencia total a transmitir será la suma de las potencias máximas instaladas en las centrales de generación Minas San Francisco 275,8 MW y de La Unión 87,3 MW, sumando una potencia total instalada de 363,1 MW.

1.6.1. Estructuras de Soporte del Sistema de Transmisión[1]

La línea de transmisión San Ildefonso-La Unión-Minas será montada en estructuras reticuladas auto soportantes de acero galvanizado de alta resistencia, de 47,4 m de altura promedio, se ubicarán sobre fundaciones de hormigón armado, tipo zapata o tipo cilíndrico o pila, dependiendo de las características de los suelos, en cuanto a resistencia a la compresión, peso específico y grado de compactación.

Para el montaje del sistema de transmisión Enerjubones S.A. en coordinación con la empresa constructora y en base a estudios realizados ha previsto utilizar los siguientes tipos de estructuras, entre las cuales están:

- Torre de suspensión liviana.
- Torre de suspensión pesada.
- Torre de anclaje angular para ángulos de hasta 25º.
- Torre de anclaje y remate para ángulos mayores de hasta 70º.

De información obtenida de Enerjubones S.A. la torre de tipo suspensión liviana es la más predominante a lo largo de toda la línea, por tal razón ésta es tomada como referencia para realizar los cálculos de los parámetros físicos característicos de la línea que se indican más adelante.

El esquema de la torre de suspensión liviana con sus respectivas medidas se presenta en el Anexo 1.3.

1.7. Selección del Conductor

Las líneas aéreas de transmisión consisten de un grupo de conductores dispuestos paralelamente, apoyados sobre postes o torres y sujetos por medio de aisladores; el aislamiento entre conductores de fases es proporcionado por el aire y entre conductores y tierra por medio de las cadenas de aisladores.

La conducción de energía eléctrica inevitablemente presenta pérdidas técnicas a lo largo de su trayecto (efecto Joule I^2R), que directamente afectan técnicamente al sistema y económicamente a la empresa de generación, la proporción de dicha afección está directamente relacionada con la adecuada selección del conductor de fase de la línea, ya que de éste depende la cantidad de pérdidas de energía, las cuales deben tratar de minimizar en la medida de lo posible sin perder las características óptimas de transmisión.

El conductor de fase es variable con los parámetros de la línea, en particular la tensión, la energía a transportar, etc., debiendo tenerse presente que de su correcta selección depende el costo incremental de la energía que la línea transmita.

Los principales elementos que se toman en consideración para la selección de un determinado tipo de conductor de manera que cubra adecuadamente la demanda de energía eléctrica, son los siguientes:

- Capacidad de conducción de corriente del conductor, a la temperatura de operación considerada, incluyendo el efecto de la temperatura del medio ambiente.

- Pérdidas de energía eléctrica.

- Características mecánicas como:

  - Resistencia a la ruptura.
  - Módulos de elasticidad inicial y final.
  - Coeficientes de dilatación líneas, inicial y final.
  - Peso aproximado.

En el siguiente análisis se hace énfasis únicamente en las características eléctricas y no así en las características mecánicas ya que el objetivo de la presente tesis es el análisis técnico-económico de las pérdidas de energía del sistema de evacuación de potencia de Enerjubones S.A. al S.N.I.

1.7.1. Selección del Tipo de Conductor[iii]

Para realizar la selección de los conductores de fases y de hilos de guarda, es necesario tomar en cuenta la Norma de Diseño de Líneas de Transmisión de 138 kV publicada por el Ex-INECEL[19], de las características electromecánicas de los conductores disponibles en el mercado y de los criterios técnicos que ayuden a una adecuada selección.

1.7.1.1. Conductores de Hilo de Guarda[iv][21]

Su función es proteger de descargas atmosféricas a una línea de transmisión, en la actualidad ya no solo sirve como protección del sistema sino que también es un medio muy importante para la comunicación y el control del sistema eléctrico, ya que existen cables de guarda con fibra óptica integrada (OPGW), que sirven como enlaces para comunicación y control del sistema.

El hilo de guarda irá colocado en la parte posterior de las torres metálicas, de manera que el ángulo vertical que se forme entre este y los conductores (ángulo de protección) no sea mayor a 30°.

Cuando se tiene un sistema de transmisión de doble circuito normalmente se usa un solo cable de fibra óptica, pudiendo usarse como segundo hilo de guarda el de acero convencional.

[19] Norma base para el diseño de líneas de transmisión a 230 kV.

- Cable de Guarda de Acero Galvanizado

En nuestro país los cables de acero que se utilizan para hilo de guarda de cierta manera esta estandarizada, deben ser de 7 hilos de acero galvanizado, de un calibre de 3/8".

- Cable Guarda de Fibra Óptica (OPGW)

Deberá emular mecánica y eléctricamente a los cables de acero de 3/8" y soportar la corriente de cortocircuito del sistema sin dañar a los materiales ni a la función de transmisión de la información.

En base a lo dispuesto por CELEC - EP Unidad de Negocios Transelectric los cables de fibra óptica OPWG deberán cumplir con la norma ITU-T G.652 (última revisión, posterior al año 2000): características de la fibra óptica monomodo para PMD<= 0.2 ps/√km. Además deberán ser construidos bajo un proceso de control de calidad ISO 9001 como mínimo.[20]

1.7.1.2. Conductores de Fase de Aluminio[11][6][17]

Según lo establecido por la Norma de Diseño de Líneas de Transmisión publicada por el EX INECEL, apartado 3.4: Limitaciones de diseño, las líneas de transmisión que conforman el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano S.N.I., deben ser construidas con conductores de Aluminio y Aleación de aluminio, debido a las favorables ventajas que presentan en cuanto a sus características mecánicas y eléctricas, puesto que se adaptan favorablemente a las condiciones geográficas y meteorológicas que presenta el país.

Los conductores de aluminio, aleación de aluminio y la combinación de acero-aluminio son los más usados para conductores de fase, operan a temperaturas de 75°C en condiciones normales y a 90°C en condiciones de emergencia.

[20] Fuente: Especificaciones Técnicas Para Suministro de Cable de Fibra Óptica OPWG-CELEC EP Transelectric.

Los metales utilizados para la fabricación de los conductores de aluminio y sus combinaciones deben presentar una baja resistencia eléctrica, una elevada resistencia mecánica y costos razonables ya que del conductor depende la infraestructura de la línea, estos metales son:

- Alambres de aluminio tipo 1350 H-19: alambres de aluminio, moderada carga de rotura, conductividad arriba del 60%.

- Alambres de aluminio tipo 6201 T-81: alambres de una aleación de: aluminio-magnesio-silicio, presentan aproximadamente el doble de resistencia mecánica que los de tipo 1350 H-19, conductividad de 50%.

- Alambre de acero: alambre de acero con una buena resistencia a la corrosión y alta resistencia mecánica (utilizados como alma en los conductores ACSR).

    - Recubrimiento de zinc, con una conductividad del 90%
    - Recubrimiento de aluminio, con una conductividad del 20%

A continuación se presentan los cuatro tipos de conductores de aluminio que normalmente se utilizan en las líneas aéreas de transmisión y distribución.

1.7.1.2.1. AAC (All Aluminum Conductor)

"AAC Todos los Conductores de Aluminio", son conductores construidos con hilos de aluminio 1350 H-19 y se divide en clases según la flexibilidad; cumplen con las normas: *ASTM B-230 y B-231*[21].

Se utilizan en líneas de transmisión y en líneas de distribución primaria y secundaria donde los vanos requeridos sean relativamente cortos y se desee un conductor liviano.

[21] ASTM "American Society for Testing and Materials", Sociedad Americana Para Pruebas y Materiales

1.7.1.2.2. AAAC (All Aluminum Alloy Conductor)

"AAAC Todos los Conductores de Aleación de Aluminio", fabricados con aleación de aluminio 6201-T81, ofrecen mayor resistencia a la rotura y dureza que los conductores AAC; cumple con las normas *ASTM B-398, 399*.

Utilizados por sus características flecha-tensión en sistemas de distribución de energía tiene un peso bajo, una buena conductividad, alta resistencia a la tracción y buena resistencia a la corrosión, pero pueden presentar problemas al ser susceptibles a la vibración en comparación con los ACSR; usados en zonas costeras (alta salinidad) y en zonas industriales (Contaminación química).

1.7.1.2.3. ACAR (Aluminum Conductor Alloy Reinforced)

"ACAR Conductor de Aluminio con Refuerzo de Aleación", construidos con un núcleo de alambres de aleación 6201-T81, rodeado con alambres de aleación 1350-H-19, presentan un refuerzo mayor que los conductores AAC y una conductividad mayor que los AAAC; cumplen las normas: *ASTM B-230, 398 y 524*.

Son utilizados en líneas de transmisión y distribución por su buena relación carga-rotura-peso lo que hace que sea aplicado en sistemas de vanos largos, su excelente resistencia a la corrosión lo hace adecuado para usarlo en ambiente marítimo e industrial, por ser totalmente de aluminio tiene una baja posibilidad de corrosión galvánica.

1.7.1.2.4. ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced)

"ACSR Conductor de Aluminio con Alma de Acero", conductores conformados por un alambre o trenza concéntrica de acero, con núcleo rodeado por alambres 1350 H-19. Las proporciones de aluminio y de acero pueden variarse para obtener la mejor relación entre la capacidad de transporte de corriente y la resistencia mecánica; cumplen con las normas: *ASTM B-230, 232 y 498*.

Empleados en sistemas de transmisión y distribución, en zonas montañosas debido a que presenta una buena carga de rotura, característica especial que presenta el conductor para usarlos en zonas con terreno a desnivel. Debido a su constitución bimetálica es propenso a la corrosión galvánica, la misma que se hace presente cuando los conductores están instalados en zonas cercanas a la costa o en zonas con contaminación industriales, para evitar la corrosión es conveniente elegir una galvanización adecuada del alma del conductor (recubierto de zinc o aluminio).

1.5.3. Criterios Técnicos Para la Selección[16]

Las características de los cuatro tipos de conductores descritos anteriormente permiten extraer conclusiones que nos ayudan a preseleccionar el tipo de conductores que se utilizará en los análisis posteriores, a continuación se analizan algunos puntos.

- Los conductores tipo AAC y AAAC son usados en líneas aéreas de transmisión y distribución de energía eléctrica con vanos cortos, y son usados como neutro portante para cables de distribución aérea tipo múltiplex.

  Por sus bajas características mecánicas tienen el campo de aplicación fuertemente limitado, ya que el uso de éstos en vanos relativamente grandes llevarían a flechas importantes que obligarán a aumentar la altura de los soportes y a fijar distancias notables entre las fases originando cabezales de grandes dimensiones.

  Su uso es restringido a lugares donde no se necesita una carga de rotura tan alta, se utiliza en vanos cortos. En nuestro medio es prácticamente nulo el uso de estos tipos de conductores en líneas de transmisión, subtransmisión y distribución.

- Los conductores tipo ACAR y ACSR son usados en líneas aéreas de transmisión y distribución de energía eléctrica, su buena relación carga de rotura peso, hace que sean aplicables en sistemas de transmisión con vanos largos. Tienen características mecánicas elevadas, cuando los vanos son rectilíneas los conductores trabajan con los máximos esfuerzos que le son

permitidos. Esto da como resultado grandes vanos con el consiguiente ahorro de torres, aisladores y fundaciones.

Los conductores de tipo ACAR presentan algunas ventajas respecto de los de aluminio acero como: mayor dureza superficial, lo que proporciona menos perdidas corona, y menor perturbación radioeléctrica, menor peso, la relación de carga de rotura a peso los hace excelentes para los sitios en donde se requieren buenas características de conducción de corriente. Una desventaja para la aleación de aluminio es que por sus características mecánicas consecuencia de tratamientos térmicos, el cable es sensible a las altas temperaturas, por lo que debe prestarse especial atención al verificar la sección para las sobrecorrientes y tener particularmente en cuenta la influencia del cortocircuito.

Los conductores de tipo ACSR han sido ampliamente utilizados en sistemas de transmisión y distribución, principalmente debido a que combina las buenas propiedades eléctricas que tiene el aluminio con las propiedades de alta resistencia mecánica que presenta el acero, a más que su costo es relativamente razonable.

Gracias a su buena carga de rotura se lo utiliza generalmente en zonas con terreno a desnivel, con diferentes cableados de núcleo de acero se pueden obtener diferentes cargas de rotura sin sacrificar la capacidad de conducción de corriente, para evitar la corrosión galvánica existen recubrimientos de galvanización (Aluminio ó zinc) para el alma de acero, por su refuerzo de acero se obtienen claros interpostales mayores que para cables de cobre o aluminio, presentan gran resistencia a la tensión mecánica.

- Como ayuda para la selección del tipo de conductor a continuación se presenta un cuadro comparativo entre los cuatro tipos de conductores con calibres aproximadamente similares, y sus principales características electromecánicas

Características Electromecánicas		Tipo de Conductor			
		AAC	AAAC	ACAR	ACSR
Código		Cockscomb	Greeley	900	Ruddy
Calibre MCM		900	927,2	900	900
Cableado (# hilos)		37	37	18/19	45/7
Diámetro Total [mm]		27,73	28,15	27,73	28,74
RMG [mm]		10,65	10,81	12,62	11,41
Peso Total [Kg/km]		1.258,3	1.289,1	1.255	1.514
Carga de Rotura [kg]		7.002	13.827	10.285	11.085
Resistencia Eléctrica [Ohm/km]	DC a 20°C	0,0630	0,0713	0,0680	0,063
	AC a 75°C	0,0770	0,0849	0,0820	0,078
Capacidad de Corriente [A]		957	915	927	958

Tabla 1.24: Cuadro Comparativo Entre Tipos de Conductores de Similar Calibre.
Fuente: CABEL – Interamericana de Cables Venezuela S.A.

De la tabla anterior se puede observar que los cuatro tipos de conductores tienen secciones similares y su capacidad de conducción de corriente aproximadamente son las mismas, sus mayores diferencias están en sus propiedades mecánicas como el peso y la carga de ruptura[22].

- El tipo AAC tiene una carga de ruptura pequeña en comparación a los tres restantes, por lo cual su uso se limita ampliamente a vanos pequeños.

- El tipo AAAC tiene una resistencia eléctrica mayor por lo que en vanos grandes generaría una mayor cantidad de pérdidas por efecto Joule, su carga de ruptura es elevada pero en comparación con los ACSR y los ACAR con la misma carga de ruptura se puede tener mayores capacidades de conducción, su peso es elevado para la capacidad de conducción que tiene por lo que haría necesario el uso de torres más altas, de cadenas de aisladores más largos y se tendría que disminuir la distancia del vano.

- El tipo ACAR tiene una resistencia eléctrica aproximada a la del tipo AAC, con una carga de ruptura razonable tiene: la capacidad de conducir la misma cantidad de corriente que los de tipo AAC Y AAAC y se lo puede usar en vanos largos sin la necesidad de

[22] Propiedades importantes al momento de diseñar las estructuras de soporte y del vano económico, de estas propiedades depende el número, la altura de las estructuras, la separación entre conductores, etc.

aumentar la altura y las dimensiones de las estructuras de apoyo ni de las cadenas de aisladores.

- El tipo ACSR tiene características aproximadas a los del tipo ACAR, su buena relación carga de ruptura - capacidad de conducción de corriente hace que sea usado en vanos mucho más largos que los de tipo AAC y AAAC.

1.7.1.4. Tipos de Conductores Seleccionados

Por lo discutido se llega a la conclusión que los tipos de conductores más convenientes para su análisis son el ACSR Y ACAR por sus características electromecánicas citadas anteriormente.

- ACSR (Conductor de Aluminio con Alma de Acero) - 75°C.
- ACAR (Conductor de Aluminio con Refuerzo de Aleación) - 75°C.

1.7.2. Selección del Calibre del Conductor[11][15][16][20]

Para seleccionar el calibre del conductor de fase se necesita conocer la corriente de fase máxima por conductor[23]. A continuación se realiza un análisis de las corrientes de fase para la línea interna y para la línea externa.

- Corriente de Fase Máxima Para la Línea Interna

En la sección 1.6 se especifica que la línea interna transmitirá la potencia máxima que produzca la central Minas San Francisco, por lo tanto la corriente de fase máxima por conductor estaría en función de dicha potencia.

En la siguiente tabla se muestra la potencia y corriente de fase máxima que producirá la central Minas San Francisco.

[23] La corriente de fase máxima se calcula con la potencia máxima instalada en las centrales de generación La Unión y Minas San Francisco, tablas: 1.3 y 1.4.

Subestación	Potencia Máxima [MW]	Potencia Máxima [MVA][24]	Potencia Máxima por Circuito [MVA]	Corriente de Fase Máxima [A]	Corriente de Fase Máxima por Conductor [A]	Corriente de Fase Máxima por Conductor y por Circuito [A]
Minas San Francisco	275,8	324,5	162,3	814,5	814,5	407,2

Tabla 1.25: Corriente de Fase Máxima Producida por la Producción de la Central Minas-San Francisco.
Fuente: Elaboración propia.

El calibre del conductor seleccionado, debe tener la capacidad de conducir la corriente de fase máxima expuesta en la tabla anterior, como se sabe la construcción de una línea de transmisión es una obra que tiene un muy alto costo por tano debe ser dimensionada para operar en límites adecuados a lo largo de toda su vida útil.

Por lo tanto se debe considerar que en las cercanías de la central Minas San Francisco existen potenciales proyectos de mini centrales de generación considerados para su futura construcción por el CONELEC, por lo tanto para el dimensionamiento del calibre del conductor de fase del presente proyecto se considera que dichas mini centrales de generación harán uso de la *Línea Interna Minas-La Unión* en estudio para su conexión al S.N.I.

En el Anexo 1.4 se muestra con detalle la ubicación de los futuros proyectos de de generación.

A continuación en la siguiente tabla se exponen las potencias máximas de producción y las corrientes máximas de fase que tendrían los futuros proyectos de generación.

[24] El Factor de Potencia que sugiere la Norma de Diseño de Líneas de Transmisión publicada por el EX-INECEL en su apartado 1.5 es de 0,85.

Tipo de Central	Nombre	Potencia Máxima [MW]	Potencia Máxima [MVA]	Corriente de Fase Máxima [A]
Hidráulica	Vivar	5,9	6,94	17,4
	San Francisco II	9,4	11,1	27.9
	Casacay	6,10	7,18	18
	Chillayacu	3,92	4,61	11.6
	Ganancay	2,29	2,69	6,75
	Uchucay	8,4	9,88	24,8
Eólica	Huascachaca	50	58,8	148
Total		**86,00**	**101,00**	**254,00**

Tabla 1.26: Corrientes de Fase Máxima Producida por los Futuros Proyectos de Generación.
Fuente: CONELEC - Consejo Nacional de Electricidad.

Las potencias que se indican en la tabla anterior hacen referencia a la potencia máxima de generación que tiene cada proyecto en base a estudios realizados por el EX-INECEL y el CONELEC, por tal motivo se debe tomar en cuenta que la capacidad de producción real una vez construido cada proyecto será un poco inferior en función de la capacidad de las unidades que se instale.

Entonces la corriente de fase máxima que debería conducir adecuadamente el conductor sería la descrita en la tabla 1.24 más la corriente de fase máxima de los futuros proyectos de mini centrales de generación, a continuación se muestra la corriente de fase máxima total que debería soportar el conductor que se seleccione.

Centrales	Potencia Máxima [MVA]	Corriente Máxima de Fase [A]
Minas San Francisco	324,5	814,5
Proyectos Futuros de Generación	101	254
Total	**425,5**	**1.069,0**

Tabla 1.27: Corriente de Fase Máxima a Circular por la Línea Interna
Fuente: Elaboración propia

- *Corriente de Fase Máxima Para la Línea Externa*

La línea externa transmitirá la potencia máxima que produzca la central Minas San Francisco más la potencia máxima que produzca la central La Unión, por lo

tanto la corriente de fase máxima que deberá transmitir el conductor que se seleccione estará en función de dichas potencias.

Subestación	Potencia Máxima [MW]	Potencia Máxima [MVA][25]	Potencia Máxima por Circuito [MVA]	Corriente de Fase Máxima [A]	Corriente de Fase Máxima por Conductor [A]	Corriente de Fase Máxima por Conductor y por Circuito [A]
Minas San Francisco	275,8	324,5	162,3	851,5	851,5	425,8
La Unión	87,3	103,1	51,5	258,7	258,7	129,4
Total	363,4	427,5	213,8	1073	1073	536,6

Tabla 1.28: Corriente de Fase Máxima a Circular por la Línea Externa
Fuente: Elaboración propia

Con el inicio de funcionamiento de las futuras mini centrales de generación la Línea de Transmisión Externa no sufrirá sobrecarga alguna puesto que la potencia que generarán estos proyectos futuros no se conectará al anillo de 230 kV como sí lo harán las centrales de Enerjubones S.A., sino que está programado que se interconecten al S.N.I. por medio del futuro anillo de transmisión a 500kV, el mismo que usará la subestación de la central de generación La Unión para seccionar la futura interconexión con el vecino país del Perú[26].

En el Anexo 1.5 se muestra el futuro anillo de transmisión a 500 kV

1.7.2.1. Criterios Técnicos Para la Selección

La selección del calibre del conductor de fase se la realiza considerando que debe conducir la máxima corriente fase calculada anteriormente, bajo condiciones operativas normales.

En las tablas anteriores se observa que las corrientes máximas de fase por conductor y por circuito que deberán conducir los conductores serán de 536 [A] para la línea

[25] El Factor de Potencia que sugiere la Norma de Diseño de Líneas de Transmisión publicada por el EX - INECEL en su apartado 1.5 es de 0,85.
[26] CELEC EP - Unidad de Negocios Transelectric

externa y 407,2 [A] para la línea interna, lo ideal sería seleccionar un calibre de conductor que soporte esas máximas corrientes de fase, que podrían ser los conductores: ACSR FLICKER 477[27] que tiene una capacidad de conducción de 657 [A] a 75°C; ó el conductor ACAR 500[26] que tiene una capacidad de conducción de 640 [A] a 75°C, que técnicamente transmitirían esa máxima corriente de fase bajo condiciones aceptables.

En la actualidad lo comentado en el párrafo anterior no es muy viable, puesto que para la selección del calibre del conductor se debe basar en criterios técnicos adicionales, mismos que se analizan a continuación.

- El primer criterio es la confiabilidad, se debe garantizar la transmisión de energía de manera continua ante la presencia de una falla o de un mantenimiento programado, en la actualidad para lograr dicha garantía es común emplear líneas de transmisión con configuración de doble circuito.

  [Para garantizar la continuación de transmisión el principal criterio que se establece es que por cada circuito de una línea de transmisión de doble circuito debe fluir un 50% de la energía nominal capaz de transportar dicho circuito, de tal modo que ante una falla en un circuito el otro que queda en servicio pueda absorber la totalidad de la potencia del circuito fallado, de modo que en éste evento la potencia total con la que queda el circuito en servicio es de un 100% de su capacidad nominal, es decir el circuito queda en condiciones nominales de operación].[28]

- El segundo criterio es que los conductores trabajan a un nivel de tensión determinado en función de su calibre, debido a sus características electromecánicas de fabricación.

  La siguiente tabla proporciona una lista de los tamaños mínimos permitidos para los conductores ACSR Y AAAC, en función del nivel de tensión de transmisión, estos valores mínimos están basados en una combinación de

[27] Fuente: CABEL – Interamericana de Cables Venezuela S.A.
[28] Fuente: "La Electricidad", La revista Energética de Chile.

consideraciones eléctricas y mecánicas. Para los tipos de conductores diferentes a los de la siguiente tabla, se considera una sección que no sea inferior a los del tipo ACSR.[29]

kV_{LL}	ACSR	AAAC
34,5	1/0 AWG	123,3 kcmil
46	2/0 AWG	155,4 kcmil
69	3/0 AWG	195.7 kcmil
115	266,8 kcmil	312,8 kcmil
138	336,4 kcmil	394,5 kcmil
161	397,5 kcmil	465,4 kcmil
230	795 kcmil	927,2 kcmil

Tabla 1.29: Calibres Mínimos Recomendados en Función del Voltaje de Transmisión. Fuente: Manual de Diseño de las Líneas de Alta Tensión, USA División de Servicios Eléctricos

- El tercer criterio es que los conductores están fabricados para transportar un máximo de potencia, la misma que está en función de la capacidad máxima de conducción de corriente que tiene cada calibre de conductor.

  Los reportes de Potencias Máximas de Transferencia de las Instalaciones del S.N.T., emitidos por la División de Mantenimiento - Departamento de Gestión de Estudios Eléctricos y Análisis del S.N.T., indican que los niveles de corriente y MVA a los cuales transmite las líneas de transmisión con (conductores ACSR 1113 Bluejay y ACAR 1200) a 230 kV tienen los siguientes valores[30]:

Conductor		Capacidad Promedio de las Líneas de Transmisión a 230 kV del S.N.I.			
Calibre	Tipo	Continua		Emergencia	
		I [A]	S [MVA]	I [A]	S [MVA]
1113	**ACSR**	870	347,5	1110	442
1200	**ACAR**	833	332	1074	428

Tabla 1.30: Corriente y Potencia Promedio de las Líneas de Transmisión a 230 kV del S.N.I. Fuente: CELEC EP – Unidad de Negocios Transelectric.

[29] Fuente: "Manual de Diseño de Líneas de Alta Tensión de Transmisión", USA División de Servicios Eléctricos.
[30] Fuente: CELEC-EP, Unidad de Negocios Transelectric.

1.7.2.2. Calibres de Conductores Seleccionados

Haciendo uso de lo discutido en los apartados anteriores seleccionamos los calibres de los conductores de manera que éstos tengan la capacidad de conducción de potencia máxima aún cuando se presenten situaciones extremas, es decir cuando un solo circuito esté disponible y la producción de energía de las centrales de Enerjubones S.A. sea al 100%, de tal manera que se garantice que la evacuación de potencia al S.N.I. sea siempre continua y confiable. Por lo que se debe satisfacer lo siguiente:

- La corriente de fase máxima que deberán soportar los conductores será de 1.069[A] para línea interna y de 1.073[A] para la línea externa.

- El mínimo calibre del conductor permitido para un voltaje de transmisión de 230 kV es de 795 MCM[31].

- La potencia máxima que deberá transmitir será la potencia instalada en las dos centrales de generación, de 427,5 MVA, potencia que está dentro de los rangos indicados en la tabla 1.30.

A continuación se indican los calibres de los tipos de conductores seleccionados en la sección 1.7.1 que cumplen los criterios de selección de calibre.

- ACAR 1200 18/19

Diámetro Hilos de Aleación y de Aluminio [mm]		4,57
Diámetro Total [mm]		32,02
RMG [mm]		14,57
Peso Aluminio [Kg/km]		816,2
Peso Aleación [Kg/km]		856,7
Peso Total [Kg/km]		1673
Carga de Rotura [kg]		13714
Resistencia Eléctrica [Ohm/km]	**DC a 20°C**	0,0510
	AC a 75°C	0,0548
Capacidad de Corriente [A][31]		1112

Tabla 1.31: Característica Electromecánicas del Conductor ACAR 1200 – 18/19
Fuente: CABEL - Interamericana de Cables Venezuela S.A.

[31] Calibre mínimo para conductores ACSR Y ACAR, Tabla 1.28.

- ACSR 1113 Bluejay 45/7

Diámetro Hilo de Acero [mm]		2,66
Diámetro Hilo de Aluminio [mm]		3,99
Diámetro Núcleo [mm]		7,99
Diámetro Total [mm]		31,96
RMG [mm]		12,69
Peso Aluminio [Kg/km]		1.567,5
Peso Acero [Kg/km]		304,6
Peso Total [Kg/km]		1.872,0
Carga de Rotura [kg]		13,528,0
Resistencia Eléctrica [Ohm/km]	**DC a 20°C**	0,0521
	AC a 75°C	0,0591
Capacidad de Corriente [A][32]		1.090,0

Tabla 1.32: Característica Electromecánicas del Conductor ACSR Bluejay 1113 - 45/7
Fuente: CABEL - Interamericana de Cables Venezuela S.A.

1.8. Análisis Efecto Corona de los Conductores Seleccionados[7]

En las líneas de transmisión, el efecto corona origina pérdidas de energía, en función de dos elementos: el gradiente potencial en la superficie del conductor y la rigidez dieléctrica del aire en la superficie, valor que a su vez depende de la presión atmosférica y la temperatura y más condiciones meteorológicas de la zona por donde atraviesa la línea.

Para el cálculo de las pérdidas por efecto corona se hace referencia al método de Peek que es el usualmente utilizado.

Mediante observaciones empíricas Peek desarrollo fórmulas para el estudio del fenómeno del efecto corona, describe que la tensión para la que el gradiente antes

[32] CABEL-Interamericana de Cables Venezuela S.A. indica la capacidad de corriente del conductor calculada bajo las siguientes condiciones: a temperatura ambiente de 25°C, temperatura de conductor de 75°C, emisión solar de 1 kW/m^2, coeficiente de absorción y emisividad de 0,5, velocidad del viento 0,61 m/seg, a nivel del mar y a 60 Hz.
La Norma de Diseño para Líneas de Transmisión publicada por el Ex Inecel en su apartado *3.1 Límite Térmico de los Conductores* establece que: la temperatura del conductor máxima no podrá ser mayor a los 80°C en régimen permanente, para lo cual la corriente máxima admisible se calculará para la cota máxima de la línea con un viento de 0,61 m/seg (2 pies/seg), efecto del sol, factor de emisividad de 0,5 y temperaturas ambiente de 25°C para la zona 1 (altitudes menores a los 1000 msnm) y 12°C para la zona 2 (altitudes mayores a los 1000 msnm).
La información de capacidad de corriente de los conductores que ofrece el fabricante CABEL cumple con las especificaciones del apartado 3.1 de la norma de diseño publicada por la Ex Inecel, por tanto las capacidades de corrientes pueden ser tomadas en cuenta para la selección del calibre del conductor.

mencionado es igual a la rigidez dieléctrica del aire se llama *tensión crítica disruptiva* y se la calcula por la siguiente ecuación desarrollada:

$$V_c = \sqrt{3} \cdot m_c \cdot m_t \cdot \delta \cdot \epsilon_{ra} \cdot \frac{r}{\beta} \cdot ln\left(\frac{DMG}{r}\right) \qquad \text{Ecu. 1.1}$$

donde:

V_c: tensión crítica disruptiva, en [kV]

m_c: coeficiente de rugosidad del conductor

$m_c = 0{,}85$[33]

m_t: coeficiente meteorológico

$m_t = 1 \rightarrow$ para tiempo seco
$m_t = 0{,}8 \rightarrow$ para tiempo húmedo

δ: factor de corrección de la densidad del aire

$$\delta = \frac{3{,}921 \cdot h}{273 + \theta} \qquad \text{Ecu. 1.2}$$

$$h = 76 * 10^{-(y/18{,}336)} \qquad \text{Ecu. 1.3}$$

y: altura promedio sobre el nivel del mar, en [km]
h: presión barométrica, en [cmHg]
θ: temperatura media a la altitud que se considere, en [°C]

ϵ_{ra}: rigidez dieléctrica del aire, 21,1 [kV/cm]

$\boldsymbol{\beta}$: factor para la configuración en haces, $\boldsymbol{\beta}$=1 para un conductor por fase

r: radio del conductor, en [cm]

DMG: distancia media geométrica entre fases, en [cm].[34]

Las pérdidas por corona empiezan a producirse desde el momento en que la tensión crítica disruptiva sea menor que la de la línea. Se la puede calcular a partir de la siguiente ecuación

[33] El manual de diseño de líneas de transmisión publicado por la EX - INECEL, establece que el valor de m_c es 0,85 para la zona 1; apartado 3.3.
[34] El cálculo de la DMG se muestra en el Anexo 1.7.

$$p = \frac{241}{\delta}(f + 25)\sqrt{\frac{r}{D}}\left[\frac{V_{max}}{\sqrt{3}} - \frac{V_c}{\sqrt{3}}\right]^2 10^{-5} \quad [kW/km] \qquad \text{Ecu. 1.4}$$

donde:

V_{max}: tensión máxima de transmisión en condiciones permanentes[35]

f: frecuencia en períodos por segundo

1.8.1. Cálculo con los Conductores Seleccionados

Anteriormente se dividió al sistema de transmisión en estudio, en dos partes: la línea de transmisión Interna y la Externa, a continuación se hace uso de este criterio para calcular la tensión crítica disruptiva, debido a que la línea atraviesa por zonas de diferentes altitudes.

Línea	Entre kilómetros	Longitud en km	Altitud media "y" en m.s.n.m.	Temperatura media "θ" en °C
Interna	0-16	16	172,5	24,2
Externa	16-46	26	50,75	24,75

Tabla 1.33: Altitudes y Temperaturas Medias de la Línea de Transmisión San Idelfonso – La Unión – Minas.
Fuente: Trabajo de campo.

Haciendo uso de las ecuaciones 1.3 y 1.2 es posible calcular la presión barométrica en centímetros de columna de mercurio *h* y el factor de corrección de la densidad del aire *δ*, respectivamente, obteniendo los siguientes resultados:

Línea	h	δ
Interna	74,3	0,9812
Externa	75,53	0,9946

Tabla 1.34: Factores de Corrección de Densidad del Aire
Fuente: "Líneas de Transporte de Energía", Luis María Checa, Tercera Edición

Al calcular la tensión crítica disruptiva V_c por medio de la fórmula desarrollada por Peek, ecuación 1.1, se estima si en los conductores seleccionados se presentarán o no pérdidas por efecto corona y en qué condiciones.

[35] El manual de diseño de líneas de transmisión publicado por el EX - INECELl, establece que el valor máximo será del 105% del voltaje nominal de la línea; apartado 1.2.

A continuación se muestran los resultados del V_c para cada conductor seleccionado anteriormente y para cada situación meteorológica:

ACSR Bluejay 1113	**ACAR 1200**
r: 1,598 cm	r: 1,601 cm
DMG: 587,2 cm	DMG: 587,2 cm

	Tiempo	**ACSR Bluejay 1113**		**ACAR 1200**	
		L. Interna	**L. Externa**	**L. Interna**	**L. Externa**
V_c [kV]	Seco $m_t = 1$	287,6	291,6	288,1	292,1
	Húmedo $m_t = 0,8$	230,2	233,3	230,5	233,7

Tabla 1.35: Tensiones Críticas Disruptivas Utilizando los Conductores Seleccionados.
Fuente: Elaboración propia.

De los resultados se observa que la tensión crítica disruptiva V_c es mayor a la tensión nominal $V_n=230kV$ para tiempo seco y húmedo y para los dos tipos de conductores, por lo tanto se concluye que según el criterio de Peek no existirán pérdidas significativas por efecto corona en los conductores ($V_n < V_c$).

Pero no basta hacer la comparación solo con la tensión nominal de la línea, sino que es necesario tener en cuenta el voltaje máximo V_{max} de transmisión en condiciones permanentes y normales, ese voltaje máximo corresponde al 105%[36] del voltaje nominal, V_{max}=241,5kV.

Realizando las comparaciones con dicho voltaje máximo, se observa que en tiempo seco no se presentaría el efecto corona para ningún caso, puesto que $V_{max} < V_c$ en todos los ítems.

Pero con la presencia de tiempo húmedo (lluvia, nieve, niebla, escarcha) si existe la posibilidad que se presente éste efecto ya que cumple la condición $V_{max} > V_c$ para los dos tipos de conductores, por lo tanto se producirán pérdidas de potencia dada esta condición.

[36] L a Norma de Diseño para Líneas de 138kV, en su sección 1.2, establece que el voltaje máximo de transmisión en condiciones permanentes será el 105% del voltaje nominal de la línea.

Con la ayuda de la ecuación 1.4, a continuación se presentan los resultados de las pérdidas de potencia que se podrían presentar para los dos tipos de conductores, bajo la condiciones de tiempo húmedo y transmitiendo con V_{max} = 241,5 kV.

Pérdidas de Potencia por Efecto Corona		ACSR Bluejay 1113		ACAR 1200	
		L. Interna 16 km	L. Externa 26 km	L. Interna 16 km	L. Externa 26 km
Tiempo Húmedo	Por Conductor [kW/km]	0,4636	0,2408	0,4397	0,2181
	En los Seis Conductores del Circuito Doble [kW/km]	2,781	1,445	2,638	1,309
	En [kW]	44,5	37,57	42,21	34,02
Total [kW]		82,07		76,23	
Pérdidas por Kilométrico [kW]		1,954		1,815	

Tabla 1.36: Pérdidas por Efecto Corona en los Conductores Seleccionados.[37]
Fuente: Elaboración propia.

Conociendo las potencias máximas que transmitirán la línea interna y la línea externa del sistema de transmisión, podemos estimar el cuanto por ciento representarán las pérdidas con relación a la potencia máxima de transmisión de cada una de dichas líneas, de la siguiente manera:

Línea	Potencia Máxima a Transmitir [MW]	Pérdidas por Efecto Corona [kW]	Representación en %	
Conductor ACSR Bluejay 1113				
Interna	277,8	44,5	0,016	0,0262
Externa	366,8	37,57	0,0102	
Conductor ACAR 1200				
Interna	277,8	42,21	0,0152	0,0245
Externa	366,8	34,02	0,0093	

Tabla 1.37: Representación en Porcentaje de las Pérdidas de Potencia por el Efecto Corona.
Fuente: Elaboración propia.

[37] Las Pérdidas por Efecto Corona se podrían presentar solo cuando los conductores transmitan al voltaje máximo de 241,5 kV en condiciones normales y en tiempo húmedo.

Es posible observar que la pérdida de potencia por efecto corona supondría solo un 0,0262% para el caso del conductor ACSR Bluejay 1113 y de solo un 0,0245% para el caso del conductor ACAR 1200; pero hay que tener en cuenta que será muy poco probable que puedan llegar a producirse dichas pérdidas de potencia por las causas estudiadas, puesto que para que sucediera tendría que darse la circunstancia de que el efecto corona (que se presentaría únicamente en tiempo húmedo), se presente simultáneamente a lo largo de los 42 km de la línea, y que a su vez las líneas estén transmitiendo al voltaje máximo permanente en condiciones normales de 241,5 kV.

Todas las condiciones anteriores pueden presentarse de modo simultáneo pero la probabilidad es muy pequeña, sin embargo las pérdidas de potencia por efecto corona que se presentarían serían insignificantes.

1.9. Constantes Características Fundamentales por Km de la Línea

En toda línea de transporte de energía existen parámetros o magnitudes típicas, las cuales representan sus constantes kilométricas que permiten modelar y simular una línea de transmisión, siendo éstos los que afectan su habilidad de transportar potencia; dichos parámetros se encuentran distribuidos a lo largo de la línea y entre el conductor y tierra, como se indica en la figura a continuación.

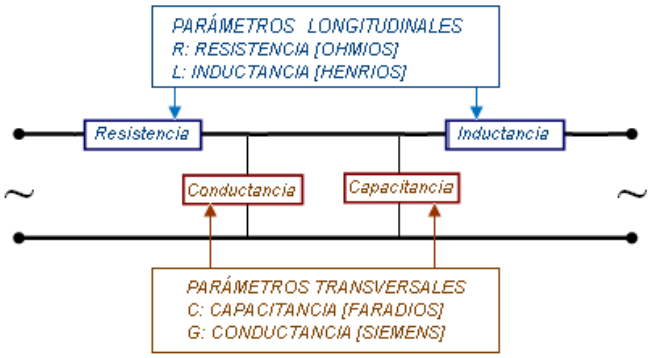


Figura 1.9: Parámetros Distribuidos de una Línea de Transmisión.
Fuente: "Estudio Para La Repotenciación de la Línea Pucará-Molino", Chasipanta Joaquín, EPN.

[Cuando en una línea de transmisión se tiene una configuración de doble circuito; es usual simplificar las líneas doble circuito cuyos circuitos están en la misma estructura suponiendo una línea equivalente en la que sus parámetros inductivos son

la mitad de los de cada circuito individual y los capacitivos el doble. Este modelo es correcto si se puede despreciar el acoplamiento mutuo entre ambos circuitos].[38]

1.9.1. Resistencia Serie[3]

La resistencia eléctrica es el efecto más importante en las pérdidas de la línea de transmisión, es una propiedad de los cuerpos que depende de los materiales y de su geometría; en los conductores desencadena una disipación térmica sobre los mismos como consecuencia del efecto Joule (I^2R), además de una caída de tensión.

La resistencia efectiva CA está dada por:

$$R_{CA} = \frac{pérdidas\ promedio\ de\ potencia\ en\ watts}{I^2}\ [\Omega] \qquad Ecu.\ 1.5$$

donde, *I* es la corriente *rms* en el conductor, en amperios.

La resistencia óhmica o CD está dada por la fórmula:

$$R_{CD} = \frac{\rho \cdot L}{A}\ [\Omega] \qquad Ecu.\ 1.6$$

donde, R_{DC}: Resistencia en corriente continúa a 20°C, en [Ω]

ρ: resistividad del conductor , en [Ω-m]

L: longitud del conductor, en [m]

A: área de la sección transversal, en [m^2]

Existen varios factores que influyen en la resistencia eléctrica de los conductores, los mismos que se indican a continuación:

- La disposición en espiral de los hilos de los conductores, provoca que la longitud real de los hilos y por su efecto la resistencia eléctrica aumenten en un 2%.[3]

[38] Fuente: "Influencia de la disposición de las fases en el comportamiento eléctrico de la línea de doble circuito CTE Habana-Cotorro", Héctor Silvio Llamo – Julio Marcelo Arias, La Habana, Cuba.

- La variación de la temperatura, una variación en la temperatura del conductor desencadena una variación en su resistencia.[3]

- El efecto Pelicular o Kelvin, se presenta cuando circula una CA provoca que la resistencia en CA sea mayor que la de CD.[6]

Sin embargo los valores de la Resistencia Efectiva y de DC son proporcionados por los fabricantes de los conductores mediante tablas de características electromecánicas para cada sección. Para los conductores seleccionados éstos valores se muestran en las tablas 1.31 y 1.32.

Cuando se tiene una configuración de doble circuito, se asume que se tienen dos conductores en paralelo, entonces el valor de la resistencia sería de ½ de la resistencia real del conductor, quedando la siguiente ecuación:

$$R_{CA_k} = \frac{1}{2}\ \mathrm{R}_{\mathrm{AC-Tablas\ Fabricantes}}\ \ [\Omega/km] \qquad Ecu.\ 1.7$$

1.9.2. Inductancia Serie[4][10]

La inductancia serie o llamada también coeficiente de autoinducción es la relación entre el flujo ϕ creado por la corriente en el circuito y la intensidad i de la misma.

$$L = \frac{\Phi}{i}; \qquad \Phi = L \cdot i$$

Los conductores poseen inductancia debido a los flujos internos, la corriente sinusoidal produce flujos que varían sinusoidalmente en fase con la corriente, además la inductancia se da debido al flujo externo de un conductor.

Para determinar la inductancia de una línea simple de dos conductores cilíndricos sólidos se suman la inductancia debido a los enlaces del flujo interno más la inductancia debido a los enlaces de flujo externo.

El coeficiente de autoinducción depende de la disposición geométrica de los conductores y también del tamaño de los mismos, en forma general la inductancia promedio de una línea de transmisión por fase de un sistema trifásico se pude calcular mediante la siguiente ecuación.

$$L_k = \left[2x10^{-7} ln\left(\frac{DMG}{RMG}\right)\right] * 10^3 \ [H/km] \qquad Ecu.1.8$$

donde:

DMG: distancia media geométrica entre ejes de fases, generalmente en cm.
RMG: radio equivalente del conductor en cm

El DMG es una magnitud que depende si es una configuración de simple o doble circuito, para el caso de estudio es de doble circuito, su cálculo se muestra en el Anexo 1.7.

El RMG está en función de la configuración en haces es decir de la cantidad de subconductores por fase, en este caso se utiliza un solo conductor por fase por lo tanto el RMG a utilizar es el que está dado en las tablas 1.31 y 1.32 (tablas de fabricante), de otra manera si hubiese configuración en haces se tendría que obtener un RMG equivalente en función del número de subconductores.

Al ser una configuración de doble circuito se emplea la misma consideración que para la resistencia, entonces la inductancia es ½ de la total calculada:

$$L_{k-\,doble\ ciruito} = \frac{1}{2} * L_k \ \ [H/km] \qquad Ecu.1.9$$

Para obtener la reactancia inductiva empleamos la ecuación ya conocida:

$$X_{L_{k-doble\ circuito}} = 2\pi f\ L_{k-doble\ circuito}\ [\Omega/km] \qquad Ecu.\ 1.10$$

donde: f es la frecuencia del sistema, 60 Hz.

1.9.3. Capacitancia en Derivación[4][10]

La capacitancia se define como la carga sobre los conductores por unidad de diferencia de potencial entre los mismos, es una propiedad que surge cuando cargas eléctricas de signos opuestos se encuentran separadas por una distancia y poseen entre sí diferencia de potencial.

La capacitancia depende de los siguientes factores:

- Distancia entre conductores
- Dimensiones del conductor
- Dieléctrico entre los conductores

Además el cable de guarda y la tierra influyen en forma apreciable en la capacitancia de la línea de transmisión. La capacitancia de una línea de transmisión es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores y origina que ellos se carguen de la misma forma que las placas de un capacitor cuando existe una diferencia de potencial, la capacitancia entre conductores es una constante que depende del tamaño y el espaciamiento entre ellos.

El efecto de la capacitancia es despreciable en Líneas de Corta Longitud, la línea de transmisión en estudio San Idelfonso-La Unión-Minas San Francisco tiene una longitud total de 42 km, sin embargo a continuación se presenta su forma de cálculo.

En líneas trifásicas la capacitancia viene dada por kilómetro, y se la puede calcular por medio de la siguiente expresión:

$$C_k = \frac{2\pi\varepsilon_o}{ln\left(\frac{DMG}{r}\right)}10^{-9} \qquad [F/km] \qquad Ecu.\ 1.11$$

Donde: r: radio físico real del conductor, en cm

$\varepsilon_{o:}$ constante de permitividad, $10^{-12}/36\pi$ [F/m]

Al ser una configuración de doble circuito la consideración que se emplea es la contraria que para la resistencia y la inductancia puesto que la capacitancia de un doble circuito es el doble de la calculada:

$$C_{k-\ doble\ ciruito} = 2 * C_k \quad [F/km] \qquad Ecu.\ 1.12$$

Para obtener la reactancia capacitiva se emplea la siguiente ecuación:

$$X_{C_{k-doble\ circuito}} = \frac{1}{2\pi f C_{k-doble\ circuito}} \quad [\Omega/km] \qquad Ecu.\ 1.13$$

Una vez obtenida la reactancia capacitiva se puede obtener la susceptancia de la línea en siemens por kilómetro, de la siguiente manera:

$$B_{k-doble\ circuito} = \frac{1}{X_{C_{k-doble\ circuito}}} \quad [S/km] \qquad Ecu.\ 1.14$$

1.9.4. Conductancia en Derivación

Este fenómeno modela básicamente dos fenómenos que conducen a pérdidas de potencia real: corrientes de fuga en aisladores y efecto corona. Las corrientes de fuga en los aisladores de las líneas aéreas y a través del aislamiento de los cables generalmente no se consideran porque la fuga en los aisladores llega a ser despreciable, otra razón por la que se desprecia es que no existe una buena forma de tomarla en cuenta porque es bastante variable, debido a que cambia apreciablemente con las condiciones atmosféricas y con las propiedades conductoras de la contaminación que se deposita sobre los aisladores.

1.9.5. Características Eléctricas de la Línea de Transmisión

Con las definiciones de los parámetros que caracterizan a una línea aérea de transmisión, a continuación se presentan las constantes características Fundamentales por kilómetro de línea, para los dos conductores seleccionados.

- Conductor ACSR Bluejay 1113

Constantes Características Fundamentales Kilométricas del Conductor ACSR Bluejay 1113	
Resistencia	R_k = 0,0591 [Ω/km]
Resistencia por Circuito	R_k = 0,0295 [Ω/km]
Inductancia	L_k = 0,00123 [H/km]
Inductancia por Circuito	L_k = 0,00061 [H/km]
Reactancia inductiva por Circuito	X_{L_k} = 0,2314 [Ω/km]
Capacitancia	C_k = 0 [F/km]
Reactancia capacitiva	X_{C_k} = 0 [Ω/km]
Susceptancia	B_k = 0 [S/km]
Conductancia	G_k = 0 [S/km]
Impedancia por Circuito $Z_k=R_k+jX_k$	Z_k = 0,0295 + j0,2314 [Ω/km] Z_k = 0,2333 ∠ 82,73° [Ω/km]
Admitancia por Circuito $\bar{Y}_k = G_k+jB_k$	$\bar{Y}_k$ = 0 + j 0 [S/km]

Tabla 1.38: Constantes Características Fundamentales Kilométricas de Línea Utilizando el Conductor ACSR Bluejay 1113.
Fuente: Elaboración propia.

- Conductor ACAR 1200

Constantes Características Fundamentales Kilométricas del Conductor ACAR 1200	
Resistencia	R_k = 0,0548 [Ω/km]
Resistencia por Circuito	R_k = 0,0274 [Ω/km]
Inductancia	L_k = 0,00119 [H/km]
Inductancia por Circuito	L_k = 0,00059 [H/km]
Reactancia inductiva por Circuito	X_{L_k} = 0,2262 [Ω/km]
Capacitancia	C_k = 0 [F/km]
Reactancia capacitiva	X_{C_k} = 0 [Ω/km]
Susceptancia	B_k = 0 [S/km]
Conductancia	G_k = 0 [S/km]
Impedancia por Circuito $Z_k=R_k+jX_k$	Z_k = 0,0274 + j0,2262 [Ω/km] Z_k = 0,2279 ∠ 83,09° [Ω/km]
Admitancia por Circuito $\bar{Y}_k = G_k+jB_k$	$\bar{Y}_k$ = 0 + j 0 [S/km]

Tabla 1.39: Constantes Características Fundamentales Kilométricas de Línea Utilizando el Conductor ACAR 1200.
Fuente: Elaboración propia.

1.9.5.1. Características Eléctricas de la Línea Interna

La línea de transmisión interna parte desde la subestación de la central Minas-San Francisco hasta la subestación de la central La Unión, cuya longitud total es de 16 km. En el siguiente cuadro se muestran las características eléctricas en función de su longitud.

- Conductor ACSR Bluejay 1113

Características Eléctricas de la Línea Interna de 16 km	
Resistencia por circuito	R = 0,4727 [Ω]
Inductancia por Circuito	L = 0,0098 [H]
Reactancia Inductiva por Circuito	X_L= 3,702 [Ω]
Impedancia por Circuito	Z = 3,733 ∠ 82,73° [Ω]
Admitancia por Circuito	Y = 0 + j 0 [S]

Tabla 1.40: Características Eléctricas de la Línea Interna Utilizando el Conductor ACSR Bluejay 1113.
Fuente: Elaboración propia.

- Conductor ACAR 1200

Características Eléctricas de la Línea Interna de 16 km	
Resistencia por circuito	R = 0,4383 [Ω]
Inductancia por Circuito	L = 0,0096 [H]
Reactancia Inductiva por Circuito	X_L= 3,619 [Ω]
Impedancia por Circuito	Z = 3,646 ∠ 82,73° [Ω]
Admitancia por Circuito	Y = 0 + j 0 [S]

Tabla 1.41: Características Eléctricas de la Línea Interna Utilizando el Conductor ACAR 1200.
Fuente: Elaboración propia.

1.9.5.2. Características Eléctricas de la Línea Externa

La línea de transmisión externa parte desde la subestación de la central La Unión hasta llegar la subestación de seccionamiento San Idelfonso, manteniendo una longitud total es de 26 km. En el siguiente cuadro se muestran las características eléctricas en función de su longitud.

- Con el Conductor ACSR Bluejay 1113

Características Eléctricas de la Línea Interna de 16 km	
Resistencia por circuito	R = 0,7681 [Ω]
Inductancia por Circuito	L = 0,016 [H]
Reactancia Inductiva por Circuito	X_L= 6,015 [Ω]
Impedancia por Circuito	Z = 6,066∠ 82,73° [Ω]
Admitancia por Circuito	Y = 0 + j 0 [S]

Tabla 1.42: Características Eléctricas de la Línea Externa Utilizando el Conductor ACSR Bluejay 1113.
Fuente: Elaboración propia.

- Con el Conductor ACAR 1200

Características Eléctricas de la Línea Interna de 16 km	
Resistencia por circuito	R = 0,7122 [Ω]
Inductancia por Circuito	L = 0,0156 [H]
Reactancia Inductiva por Circuito	X_L= 5,88 [Ω]
Impedancia por Circuito	Z = 5,925 ∠ 82,73° [Ω]
Admitancia por Circuito	Y = 0 + j 0 [S]

Tabla 1.43: Características Eléctricas de la Línea Externa Utilizando el Conductor ACAR 1200.
Fuente: Elaboración propia.

De los cuadros anteriores se puede concluir que el conductor ACSR Bluejay 1113 aproximadamente presenta un 8% más resistencia eléctrica en comparación con el conductor ACAR 1200, lo que da a suponer que el conductor con mayor resistencia (oposición al paso de la corriente) generará mayor pérdidas por efecto Joule I^2R. Este criterio se confirmará con más argumentos en el capítulo 2 luego de los resultados las corridas de flujos de carga.

CAPÍTULO 2.

EVALUACIÓN TÉCNICA DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA DE LOS PRINCIPALES ELEMENTOS DEL SISTEMA DE EVACUACIÓN DE POTENCIA DE LA CENTRAL DE ENERJUBONES S.A. AL S.N.I.

INTRODUCCIÓN

Como se discutió en el capítulo anterior las pérdidas de potencia y de energía en los elementos de un SEP, principalmente en los transformadores de potencia y en los conductores no son evitables, no obstante un adecuado dimensionamiento y limitación de las referidas pérdidas, es posible mantenerse dentro de márgenes técnicos económicos aceptables para la empresa generadora, así como para el sistema de transmisión.

En el presente capítulo se desarrolla un análisis de las pérdidas de energía que se pueden presentar en los elementos del sistema de evacuación de potencia, tomando como base la producción estimada de energía de cada unidad de generación de las centrales hidroeléctricas Minas-San Francisco y La Unión, así como también de la demanda proyectada para el sistema hacia el año 2015, haciendo especial consideración de la demanda esperada en la subestación Machala, debido a que a través de sus barras se interconecta con el sistema de distribución de la empresa CNEL - El Oro y se la toma como un equivalente Thevenin del sistema.

Primero se realiza una proyección de la demanda de energía eléctrica al año 2015, año en el que se estima que las centrales comiencen su operación comercial, la mencionada proyección se desarrolla en base al Plan Maestro de Electrificación Período 2009-2015, luego se realiza una estimación de meses típicos de producción, que puedan llegar a tener las centrales de generación, las cuales al ser hidroeléctricas dependerán de la precipitación de lluvia en el embalse, teniendo de esta manera la máxima producción para los mese de estación lluviosa, y como mínima producción los meses secos, adicionalmente se ha establecido un periodo medio el cual toma como referencia un promedio de producción entre las dos estaciones.

Por último se desarrollan corridas de flujos de carga involucrando los parámetros de los elementos seleccionados en el capítulo anterior, para así establecer cuadros y curvas comparativos de pérdidas de potencia y energía que ayuden a elegir el conductor que presente menos pérdidas.

2.1. Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica[22]

El Plan Maestro de Electrificación (PME) Período 2009-2020, publicado por el CONELEC, estima que la central hidroeléctrica La Unión iniciará su operación comercial en el mes de Junio del año 2014 y la central hidroeléctrica Minas San Francisco lo hará en el mismo mes pero del año 2015[39]. Por lo tanto antes de realizar las corridas de flujos de potencia con los elementos seleccionados en el capítulo anterior, se realiza una proyección al año 2015 de la energía eléctrica, tomando como referencia el Plan Maestro de Electrificación 2009 – 2020, publicado por el CONELEC y el Plan de Expansión de Transmisión Período 2010 – 2020, publicado por CELEC EP – Unidad de Negocios Transelectric.

Hay que tener en cuenta que el estudio de de la proyección de la demanda de potencia y energía eléctrica, son el fundamento que definen las necesidades de expansión en las diferentes etapas del sector eléctrico, generación y transmisión, de manera que se permita satisfacer adecuadamente los crecientes requerimientos energéticos.

2.1.1. Comportamiento de la Demanda en el Período 2000 – 2009[22]

La evolución de la demanda de energía y potencia del mercado eléctrico ecuatoriano ha mantenido un crecimiento sostenido durante la última década, registrándose una tasa de crecimiento anual de energía promedio en el período 2000 – 2009 de 5,6 %, así la mayor tasa de crecimiento fue de 8,1% en el año 2006 y la menor fue de 2, 4% en el año 2000.

El año 2009 se considera atípico debido a la crisis financiera mundial, principalmente en el período enero – abril, y al fuerte estiaje que sufrió el país en los dos últimos meses del 2009 y principios del 2010, lo que obligó a racionar el suministro e influyó en la tasa de crecimiento anual de la demanda estableciéndose en 5,4% y como la menor de los últimos seis años. Este escenario particular, también es tomado en cuanta por parte del CONELEC en la elaboración de la proyección de la demanda.

[39] Plan Maestro de Electrificación, Capítulo 6: Plan de Expansión de la Generación

2.1.2. Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica Período 2009 - 2020

El CONELEC como organismo encargado de la elaboración de la proyección de la demanda eléctrica, mantiene tratamientos metodológicos que permiten una proyección más práctica y real de la demanda eléctrica.

Principalmente toma en cuenta las proyecciones de demanda eléctrica por cada subestación del sistema y el total de cada empresa de distribución. Estas proyecciones son presentadas por cada empresa de distribución y tienen gran protagonismo en la proyección de la demanda que realiza el CONELEC, por la cercanía y el conocimiento del mercado del área de concesión que tiene cada empresa, y por el hecho que están mejor preparadas para determinar la previsión de sus necesidades futuras de energía y potencias eléctricas.

Además de lo descrito, el CONELEC también toma en consideración los siguientes aspectos:

- Análisis histórico del consumo de energía eléctrica en los últimos 10 años, de los diferentes sectores y tipos de usuarios, como son: residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros.

- Análisis de temporadas de estiaje en los últimos 10 años, como el caso que se dio en los finales del 2009 e inicios del 2010 en donde el consumo de energía eléctrico tuvo que reducirse drásticamente a través de racionamientos de energía eléctrica.

- Situación económica del país. Para la proyección del consumo eléctrico el CONELEC proyecta tres escenarios de crecimiento: menor, medio y mayor, en función del crecimiento del producto interno bruto (PIB) y las metas del nivel de precios y cobertura del servicio eléctrico que se desean alcanzar. Los resultados que se presentan en las tablas siguientes son referidas al crecimiento medio.

- Análisis tomando en cuenta la reducción anual de pérdidas no técnicas de energía en las empresas de distribución (según las regulaciones que el CONELEC ha dispuesto sobre este tema), para lo cual la regulación establece que dichas pérdidas deberán reducirse en forma progresiva hasta llegar a un porcentaje máximo admisible del 2% en el año 2020, y un nivel de pérdidas totales (técnicas y no técnicas) de energía en distribución, en el orden del 8%, en términos de promedio del país, para el año 2020.

De manera general la proyección de la energía eléctrica requerida para el abastecimiento a nivel nacional en el ámbito del SNI, es analizado sobre la base de los antecedentes de crecimiento de los diferentes sectores de consumo así como de las proyecciones globales de las empresas eléctricas de distribución, en el entorno económico actual y previsto, así como en el entorno de varias hipótesis de proyección.

Para el análisis de la proyección de la demanda de energía eléctrica el Plan Maestro de Electrificación 2009 – 2020, parte del principio de que la demanda puede ser una variable controlable, por la planificación energética y los incentivos a la demanda. Para incorporar esta política al análisis, el CONELEC define cuatro hipótesis para el desarrollo futuro de la demanda de servicio público de electricidad.

Primera Hipótesis: en este contexto, se considera una proyección del consumo sin intervención, que equivale a un tratamiento tendencial.

Segunda Hipótesis: considera la incorporación de cargas especiales de tipo industrial fundamentalmente, cuya infraestructura eléctrica está ejecutándose o ya existe. Además se toma en cuenta las solicitudes de agentes existentes y futuros que han hecho explícitos sus requerimientos de acceso a la capacidad de transmisión del SNT, además de otros desarrollos importantes en especial en la zona de Manta.

Tercera Hipótesis: toma en cuenta la incorporación progresiva de la cocción y calentamiento de agua mediante la sustitución del gas licuado de petróleo (GLP) como fuente energética, para utilizar dispositivos que utilicen electricidad: cocinas de inducción, duchas y calefones eléctricos, entre los principales. Esta constituye una de

las más importantes intervenciones que considera la Matriz Energética elaborada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER).

Cuarta Hipótesis: considera el análisis para determinar los requerimientos futuros de energía y potencia en el ámbito del SNI tiene que ver con el desarrollo de la gran industria. Concretamente, la política de Gobierno para promover la explotación responsable y ambiental de la minería, el desarrollo de industrias de siderúrgica y de explotación de hidrocarburos ha sido incorporada en la proyección.

De las cuatro hipótesis descritas, el CONELEC considera que la Hipótesis 3 constituye la alternativa de mayor prioridad para su implementación, por tal motivo las tablas siguientes muestran la proyección de la demanda eléctrica se refieren a tal hipótesis.

2.1.2.1. Proyección de la Demanda al Nivel de Barras de Subestación de Entrega, Hipótesis 3.

Para la proyección de los requerimientos de energía en el SNI, al nivel de barra de subestación de entrega, se la obtiene sumando el consumo, la recuperación del consumo (plan de reducción de pérdidas no técnicas) y las pérdidas de las distribuidoras. Como ya se mencionó antes, las pérdidas totales (técnicas y no técnicas) de energía en distribución, deben reducirse en forma progresiva hasta un valor en el orden del 8% en el año 2020.

Esta proyección de energía y de potencia, también toma en cuenta una mejora del factor de carga, que debería evolucionar desde un 66% que es el valor estimado de los últimos años, hasta un 71% en el 2020. El incremento del factor de carga es consistente con la esperada recuperación de la demanda industrial, frente a los demás sectores de consumo.

Se podría suponer que debido a la futura incorporación de artefactos eléctricos para la cocción y calefones eléctricos la demanda residencial aumentaría considerablemente, pero ésta se mantendrá debido al Plan de Ahorro de Energía impulsado por el MEER, que promueve el uso de artefactos con eficiencia energética

y el uso de focos ahorradores, con lo cual compensa en cierta medida los incrementos de consumo por la cocción, duchas y calefones.

La proyección de demanda anual de potencia y energía al nivel de cada una de las 20 empresas de distribución existentes, en las que se incluye Cargas Especiales, Reemplazo de Cocción y Calefón a Gas por Electricidad y Gran Industria, para los años 2015 y 2020, se indica en las tablas 2.1 y 2.2 respectivamente.[40]

Empresa Distribuidora	2012	2015	2020
Ambato	89,8	154,5	189,5
Azogues	17,8	21,7	27,4
Bolivar	13,8	16,2	19,9
Categ – D	784,6	1022,1	1420,8
Centro Sur	140,3	171,2	239,0
Cotopaxi	71,4	84,3	112,4
CNEL - El Oro	113,4	142,1	203,5
CNEL - Esmeraldas	76,8	94,5	133,0
CNEL - Guayas – Los Ríos	246,3	319,3	471,9
CNEL - Los Ríos	60,0	74,2	105,4
CNEL - Manabí	249,5	359,8	525,3
CNEL - Milagro	101,8	129,6	190,2
Norte	86,4	105,1	145,3
Quito	692,4	838,5	1149,9
Riobamba	56,0	64,1	83,0
CNEL - Santa Elena	80,2	97,2	134,8
CNEL - Santo Domingo	76,0	97,0	140,6
CNEL - Sucumbíos	95,2	117,3	143,1
Sur	50,5	60,5	81,7
Gran Industria	46,0	230,0	230,0
Potencia Máxima No Coincidente SNI	3.148,2	4.426,9	5.746,7
Potencia Máxima Coincidente SNI	3.053,8	4.294,1	5.574,3
Galápagos (Sistema Aislado)	5,9	6,8	7,8
Potencia Máxima Coincidente Nacional	3.059,6	4.300,9	5.582,1

Tabla 2.1: Proyección de Demanda de Potencia por Empresa de Distribución en MW.
Fuente: Plan de Expansión de Transmisión Período 2010-2020

[40] Algunos cuadros de proyección de demanda son tomados del Plan de Expansión de Transmisión 2010-2020, debido a que la información ahí presentada es la más actualizada por parte del CONELEC y Transelectric los toma en consideración para la elaboración del Plan de Expansión del SNT.

Empresa Distribuidora	2010	2015	2020
Ambato	461	907	1131
Azogues	91	110	146
CNEL - Bolivar	61	74	98
Categ – D	4.755	6.538	8.843
Centro Sur	772	991	1367
Cotopaxi	540	632	792
CNEL - El Oro	646	852	1197
CNEL - Esmeraldas	427	552	766
CNEL - Guayas – Los Ríos	1.365	1.889	2.727
CNEL - Los Ríos	314	415	585
CNEL - Manabí	1.370	1.987	2.888
CNEL - Milagro	566	766	1.100
Norte	459	590	811
Quito	3.945	4.974	6.716
Riobamba	266	325	430
CNEL - Santa Elena	409	529	735
CNEL - Santo Domingo	419	568	807
CNEL - Sucumbíos	338	659	794
Sur	248	318	433
Energía en Barras de S/E de Entrega del S.N.I.	17.453	23.677	32.363
Galápagos (Sistema Aislado)	31	38	50
Energía en Barras de Subestación de Entrega Total Nacional	17.484	23.715	32.413

Tabla 2.2: Proyección de Demanda de Energía por Empresa de Distribución en GWh.
Fuente: Plan Maestro de Electrificación Período 2009 - 2020

Sobre la base de la proyección de demanda por cada empresa de distribución, y con la información estadística de operación que suministra el CENACE e información de los planes de expansión y proyección entregados por algunas empresas de distribución, CELEC EP-Unidad de Negocios Transelectric determina la demanda en cada una de las barras del SNT para las tres bandas horarias de carga.

A continuación se describe la proyección al año 2015 de la demanda máxima, media y mínima de CNEL – El Oro, puesto que como se indica en el apartado 2.3 para la corrida de flujos de carga se toma como barra infinita del SEP ecuatoriano a la subestación Machala, y ésta subestación es el punto de alimentación a CNEL-El Oro.

Nombre de la Barra	2012	2015	2020
El Oro - Machala	44,1	55,9	81,4
El Oro - Machala Perú	69,3	86,2	122,1
Total	**113,4**	**142,1**	**203,5**

Tabla 2.3: Proyección de Demanda Máxima a Nivel de Barras de S/E Principal en MW.
Fuente: Plan de Expansión de Transmisión Período 2010 - 2020

Nombre de la Barra	2012	2015	2020
El Oro - Machala	40,7	48,8	65,7
El Oro - Machala Perú	61	73,2	98,5
Total	**101,7**	**122**	**164,2**

Tabla 2.4: Proyección de Demanda Media a Nivel de Barras de S/E Principal en MW.
Fuente: Plan de Expansión de Transmisión Período 2010 – 2020

Nombre de la Barra	2012	2015	2020
El Oro - Machala	30,3	36,3	48,9
El Oro - Machala Perú	45,4	54,5	73,3
Total	**75,7**	**90,8**	**122,2**

Tabla 2.5: Proyección de Demanda Mínima a Nivel de Barras de S/E Principal en MW.
Fuente: Plan de Expansión de Transmisión Período 2010 – 2020.

2.2. Meses Típicos de Producción de las Centrales de Generación

Para establecer meses típicos de producción que pueden llegar a tener las centrales de generación La Unión y Minas-San Francisco de Enerjubones S.A., se ha proyectado su producción energética en base a aspectos meteorológicos de la zona donde se construirán dichas centrales, por el hecho de que al ser centrales hidroeléctricas su producción máxima, media y mínima dependerán principalmente del nivel de agua en su embalse, es decir de las precipitaciones de lluvia en la zona (días lluviosos y días sin lluvia).

Nuestro país posee una gran riqueza en recursos hídricos, debido principalmente a la presencia de la Cordillera de Los Andes, misma que divide al país en dos vertientes o redes fluviales importantes:

- Las cuencas que nacen en la cordillera, y que luego del recorrido por sus estribaciones llegan a las llanuras de la costa y al Océano Pacífico.

- Las cuencas que nacen del otro costado hacia la Región Oriental, y que luego se constituyen en afluentes del Río Amazonas.

Cada una de estas vertientes se divide a su vez en cuencas hidrográficas que se identifican de acuerdo al río que forma el cauce principal de las mismas.

En la tabla a continuación se indica el inventario realizado por el INECEL[41] de las principales cuencas hidrográficas que tienen potencial hidroeléctrico aprovechable, se puede apreciar también que la cuenca del río Jubones[42] pertenece a la vertiente del pacífico, región costa.

Cuencas Hidrográficas	Área km^2	Potencial Teórico MW	Pot. Téc. Aprovechable MW	Pot. Econ. Aprovechable MW
Vertiente del Pacífico				
Mira	6.022	2.887,2	488,5	-
Esmeraldas	21.418	7.530,4	1.878,5	1.194
Guayas	32.675	4.204,7	310,7	-
Cañar	2.462	1.338,6	112,2	-
Jubones	4.326	1.122,7	687,7	590
Puyango	4.965	960,9	298,7	229
Catamayo	11.012	1.085,9	459,6	-
Subtotal 1	82.880	19.130,4	4.235,9	2.013
Vertiente del Amazonas				
Napo-Coca	5.641	7.643,5	6.355	4.640
Napo-Coca	26.987	1.3125	5.929,5	3.839
Pastaza	20.543	11.101,7	1.434	1.121
Santiago-Namangoza	14.321	11.259,7	5.810,6	4.006
Santiago-Zamora	11.806	9.395,5	5.857,6	5.401
Mayo	3.720	1.733,9	859	500
Subtotal 2	83.018	54.259,3	26.245,7	19.507
Total	165.898	73.389,7	30.481,6	21.520

Tabla 2.6: Potencial de las Cuencas Hidrográficas.
Fuente: Plan Maestro de Electrificación Período 1989 – 2000, (INECEL, 1989).

Los períodos lluviosos para cada región del País son:

- *[En la región de la costa, el período lluvioso se presenta entre los meses de febrero y julio, existiendo transición entre lluvias de la Costa con las de la Sierra, a través de lluvias y lloviznas entre junio y octubre.*

[41] El INECEL en el año de 1989 realizó un inventario de las cuencas hidrográficas con potencial para la producción de energía eléctrica, publicada en su Plan Maestro de Electrificación para el período de 1989 – 2000.
[42] Cuenca hidrográfica en donde se construirán los proyectos hidroeléctricos La Unión y Minas-San Francisco de la Empresa Enerjubones S.A.

- *En la Región Interandina, la época de lluvias es entre octubre y mayo, la misma que presenta lluvias débiles entre enero y marzo y lluvias de gran intensidad durante los meses de abril y mayo.*

- *La Región Amazónica, la temporada de lluvias es entre los meses de marzo y octubre, con la particularidad de presentar lluvias casi permanentes durante gran parte del año.*

- *Cabe mencionar que existe un período entre septiembre y noviembre en el cual la ocurrencia de lluvias de ambas vertientes (Pacífico y Amazonas) es escasa, lo que se revierte en los bajos caudales de sus ríos.]* [43]

En la siguiente tabla se indica el período lluvioso para la cuenca del río Jubones, cuenca donde se construirán las centrales hidroeléctricas de Enerjubones S.A.

Vertiente	Proyecto	Cuenca	Régimen	Período Lluvioso
Pacífico	Minas-San Francisco	Jubones	Costa	Febrero a Julio
	La Unión	Jubones	Costa	Febrero a Julio

Tabla 2.7: Período Lluvioso en la Cuenca del Río Jubones.
Fuente: Informe Sobre Compensación Hidrológica Entre Proyectos Hidroeléctricos de las Cuencas del Pacífico y Amazonas (INECEL, 1994).

De la información descrita en los párrafos anteriores y de la tabla 2.10, se puede deducir meses típicos de producción aproximados que tendrán las centrales La Unión y Minas-San Francisco, en función de las precipitaciones de agua (lluvia) sobre la cuenca del río de jubones, es decir según el nivel de agua en el embalse principal.

- La máxima producción de energía que pueden generar las centrales es durante la época lluviosa, la misma que según información del PME 2009-2020 y el INECEL, es entre los meses de febrero a julio.

- La mínima producción de energía que podrán generar es durante la época seca o con mínima precipitación de lluvia, que es entre los meses de septiembre a noviembre.

[43] Tomado del Plan Maestro de Electrificación Período 2009 – 2020, Capítulo 6, Sección 6.3.5.

- Durante los meses de diciembre a enero y el mes de agosto se mantienen precipitaciones medias, es decir una época entre lluviosa y seca, entonces se puede concluir que durante éstos meses se podría tener una producción media de generación.

Mes	Época	Producción
Enero	Intermedia	Media
Febrero	Lluviosa	Máxima
Marzo	Lluviosa	Máxima
Abril	Lluviosa	Máxima
Mayo	Lluviosa	Máxima
Junio	Lluviosa	Máxima
Julio	Lluviosa	Máxima
Agosto	Intermedia	Media
Septiembre	Seca	Mínima
Octubre	Seca	Mínima
Noviembre	Seca	Mínima
Diciembre	Intermedia	Media

Tabla 2.8: Meses Típicos de Producción de las Centrales de Generación.
Fuente: Elaboración propia.

2.3. Producción de las Centrales de Generación de Enerjubones S.A.

Dentro del área de la cuenca del río Jubones, específicamente en el lugar donde se construirá la presa y sus alrededores, Enerjubones S.A. dispone desde hace algunos años de 11 estaciones pluviométricas, 7 estaciones climáticas y 17 hidrológicas, cuya información ha permitido a Enerjubones S.A. obtener un análisis de producción hidroenergética de forma anual y mensual.

De información histórica obtenida de las estaciones pluviométricas, climáticas e hidrológicas desde el año 1963 al año 2006 a continuación se muestran los caudales medios anuales y mensuales al nivel de fuente es decir en el sitio de la represa.

Año	Caudal m^3/s	Año	Caudal m^3/s	Año	Caudal m^3/s	Año	Caudal m^3/s
1963	15,08	1974	22,10	1985	11,83	1996	20,62
1964	29,01	1975	18,63	1986	20,64	1997	13,66
1965	17,50	1976	29,08	1987	11,18	1998	19,79
1966	19,73	1977	13,22	1988	21,90	1999	16,29
1967	10,50	1978	23,02	1989	25,52	2000	24,44
1968	13,28	1979	12,03	1990	40,52	2001	12,93
1969	12,43	1980	21,76	1991	24,05	2002	24,61
1970	23,24	1981	14,71	1992	34,71	2003	11,44
1971	20,69	1982	20,94	1993	23,05	2004	18,69
1972	34,84	1983	23,30	1994	28,96	2005	13,14
1973	18,93	1984	41,07	1995	9,12	2006	28,06
Caudal Medio (m^3/seg)				15,59			
Caudal Máximo (m^3/seg)				42,48			
Caudal Mínimo (m^3/seg)				7,98			

Tabla 2.9: Caudal Medio Anual a Nivel de la Presa San Francisco.
Fuente: Enerjubones S.A.

Mes	Caudal m^3/s
Enero	1,12
Febrero	1,45
Marzo	1,85
Abril	1,89
Mayo	1,73
Junio	1,48
Julio	1,45
Agosto	1,12
Septiembre	0,89
Octubre	0,83
Noviembre	0,79
Diciembre	1,00
Total	15,60

Tabla 2.10: Caudal Medio Mensual a Nivel de la Presa San Francisco.
Fuente: Enerjubones S.A.

2.3.1. Producción Estimada de la Central Minas – San Francisco

En la tabla siguiente se presenta la producción hidroenergética anual de la central Minas-San Francisco, en base a los caudales medios anuales a nivel de fuente, desde el año 1963 al año 2006, mostrados en la tabla 2.9, considerando un factor de planta de 0,55[44] y que operarán las 24 horas al día.

[44] El Factor de Planta de una central eléctrica es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período, generalmente de forma anual, y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, conforme valores nominales de placa de identificación de los equipos. Es una indicación de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo.

Año	Energía (GW-h)	Año	Energía (GW-h)	Año	Energía (GW-h)	Año	Energía (GW-h)
1963	1.277,9	1974	1.125,2	1985	1.002,8	1996	1.049,8
1964	1.476,9	1975	1.579,1	1986	1.050,8	1997	1.157,2
1965	1.483,1	1976	1.480,2	1987	947,1	1998	1.007,3
1966	1.004,3	1977	1.119,9	1988	1.114,7	1999	1.380,6
1967	889,8	1978	1.172,1	1989	2.162,5	2000	1.244,4
1968	675,9	1979	1.019,1	1990	2.063,0	2001	1.095,5
1969	1.052,9	1980	1.107,7	1991	2.038,0	2002	1.252,6
1970	1.183,1	1981	1.246,4	1992	1.766,8	2003	969
1971	1.753,5	1982	1.066,0	1993	1.953,3	2004	951,5
1972	1.773,6	1983	1.974,4	1994	1.474,4	2005	1.113,2
1973	1.603,9	1984	2.090,6	1995	773	2006	1.428,7
Energía Media (GW-h)				1.452,5			
Energía Máxima (GW-h)				21,62,5			
Energía Mínima (GW-h)				675,9			

Tabla 2.11: Producción de Energía Media Anual de la Central Minas-San Francisco con Factor de Planta del 55%.
Fuente: Enerjubones S.A.

De la misma manera a continuación se presenta un estimado de la producción energética mensual de la central Minas-San Francisco, en base a los caudales medios mensuales a nivel de fuente, indicados en la tabla 2.10.

Mes	Energía Media (GW-h)
Enero	102,8
Febrero	158,2
Marzo	161,6
Abril	162,8
Mayo	161,2
Junio	150,1
Julio	153
Agosto	100,1
Septiembre	75,7
Octubre	69,9
Noviembre	67,1
Diciembre	89,9
Total	1.452,4

Tabla 2.12: Producción de Energía Media Mensual de la Central Minas-San Francisco con Factor de Planta del 55%.
Fuente: Enerjubones S.A.

Las tablas 2.11 y 2.12 describen la producción hidroenergética de la central de generación Minas San-Francisco con un factor de planta del 55%.

El Plan Maestro de Electrificación Período 2009-2020 indica que en la actualidad el factor de planta estimado de las centrales hidroeléctricas del S.N.I. se mantiene en un

66%[45], entonces es necesario describir la producción hidroenergética de la central de generación Minas San-Francisco con relación a dicho valor.

Se estima que con un factor de planta del 66% (0,66) la producción de energía de las centrales aumenta en aproximadamente un 20% con relación al factor de planta del 66% (0,55)[46]. A continuación se muestra la producción de energía y de potencia para las centrales de generación con un factor de planta del 66%.

Mes	Energía Media (GW-h)
Enero	123,36
Febrero	189,84
Marzo	193,92
Abril	195,36
Mayo	193,44
Junio	180,12
Julio	183,6
Agosto	120,12
Septiembre	90,84
Octubre	83,88
Noviembre	80,52
Diciembre	107,88
Total	1.742,88

Tabla 2.13: Producción de Energía Media Mensual de la Central Minas - San Francisco con Factor de Planta del 66%.
Fuente: Elaboración propia.

Conociendo la producción de energía media mensual de la central se puede estimar la producción de potencia media mensual y diaria, mismas que se indican en la tabla a continuación.

[45] Plan Maestro de Electrificación Período 2009-2020, Capitulo 5, Sección 5.3.
[46] La estimación del 20% en el aumento de la producción debido al aumento del factor de planta, se detalla en el Anexo 2.4.

Mes	Potencia Media Mensual (MW)	Potencia Media Diaria (MW)
Enero	5.140,00	171,33
Febrero	7.910,00	263,67
Marzo	8.080,00	269,33
Abril	8.140,00	271,33
Mayo	8.060,00	268,67
Junio	7.505,00	250,17
Julio	7.650,00	255,00
Agosto	5.005,00	166,83
Septiembre	3.785,00	126,17
Octubre	3.495,00	116,50
Noviembre	3.355,00	111,83
Diciembre	4.495,00	149,83
Total	5.140,00	2.420,67

Tabla 2.14: Producción de Potencia Media Mensual y Diaria de la Central Minas - San Francisco con Factor de Planta de 66%.
Fuente: Elaboración propia.

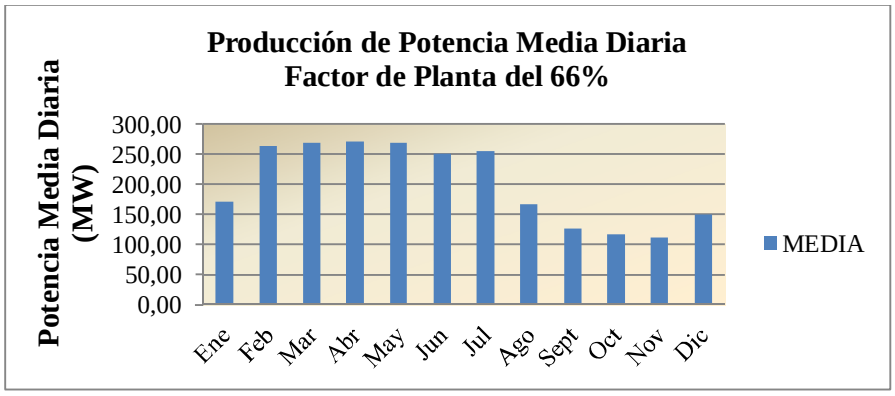


Figura 2.1: Producción de Potencia Media Diaria de la Central Minas - San Francisco con Factor de Planta del 66%.
Fuente: Elaboración propia.

2.3.2. Producción Estimada de la Central La Unión

De la misma manera como se consideró la producción para la central Minas – San Francisco, a continuación se indica la producción hidroenergética de la central de generación La Unión, en función de los caudales medios anuales a nivel de fuente descritos en la tabla 2.9, considerando un factor de planta del 66% y que operarán las 24 horas del día.

Año	Energía (GW-h)	Año	Energía (GW-h)	Año	Energía (GW-h)	Año	Energía (GW-h)
1963	377,9	1974	350	1985	314	1996	313
1964	470,4	1975	500	1986	325	1997	352
1965	465,2	1976	467,2	1987	283,4	1998	302,8
1966	297	1977	350,9	1988	348,4	1999	420
1967	253,3	1978	355,6	1989	697	2000	373,8
1968	170,1	1979	299,7	1990	668,4	2001	337,2
1969	315	1980	332,8	1991	656,6	2002	393,6
1970	363,3	1981	394,2	1992	571,9	2003	289,5
1971	563,5	1982	319,7	1993	629,6	2004	287,1
1972	567,3	1983	632,1	1994	469,3	2005	348,4
1973	510,2	1984	671,8	1995	222,4	2006	461
Energía Media (GW-h)				432,4			
Energía Máxima (GW-h)				697			
Energía Mínima (GW-h)				170,1			

Tabla 2.15: Producción de Energía Media Anual de la Central La Unión con Factor de Planta del 55%.
Fuente: Enerjubones S.A.

En la tabla siguiente se detalla un estimado de la producción energética mensual de la central de generación La Unión, tomando como referencia los caudales medios mensuales a nivel de fuente, mostrados en la tabla 2.10.

Mes	Energía Media (GW-h)
Enero	28,8
Febrero	46,6
Marzo	51,1
Abril	52,2
Mayo	50,6
Junio	43,4
Julio	45,7
Agosto	28,7
Septiembre	22,1
Octubre	18,6
Noviembre	19
Diciembre	25,6
Total	432,4

Tabla 2.16: Producción de Energía Media Mensual de la Central La Unión con actor de Planta del 55%.
Fuente: Enerjubones S.A.

Por lo indicado en la sección anterior es necesario describir la producción hidroenergética considerando un factor del 66%, por ello a continuación se indica la producción de la central La Unión en función de dicho factor de planta.

Mes	Energía Media (GW-h)
Enero	34,56
Febrero	55,92
Marzo	61,32
Abril	62,64
Mayo	60,72
Junio	52,08
Julio	54,84
Agosto	34,44
Septiembre	26,52
Octubre	22,32
Noviembre	22,8
Diciembre	30,72
Total	518,88

Tabla 2.17: Producción de Energía Media Mensual de la Central La Unión con Factor de Planta del 66%.
Fuente: Elaboración propia.

Conociendo la producción de energía media mensual de la central se puede estimar la producción de potencia media mensual y diaria, mismas que se indican en la tabla a continuación.

Mes	Potencia Media Mensual (MW)	Potencia Media Diaria (MW)
Enero	1.440	48,00
Febrero	2.330	77,67
Marzo	2.555	85,17
Abril	2.610	87,00
Mayo	2.530	84,33
Junio	2.170	72,33
Julio	2.285	76,17
Agosto	1.435	47,83
Septiembre	1.105	36,83
Octubre	930	31,00
Noviembre	950	31,67
Diciembre	1.280	42,67
Total	21.620	720,67

Tabla 2.18: Producción de Potencia Media Mensual y Diaria de la Central La Unión con Factor de Planta del 66%.
Fuente: Elaboración propia.

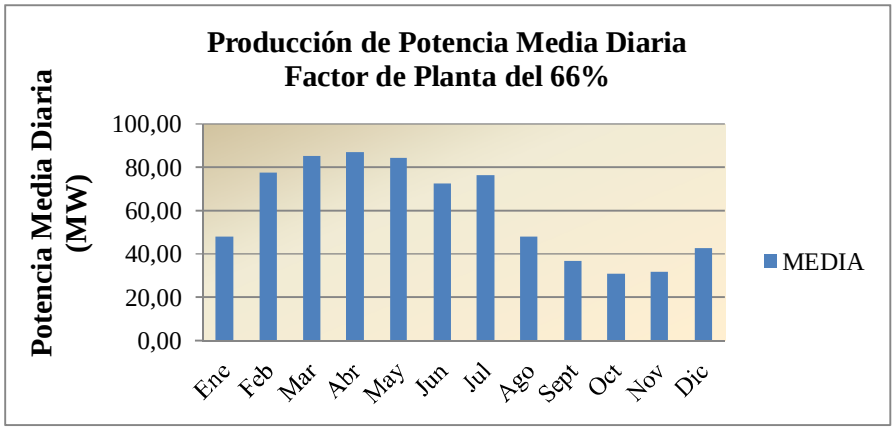


Figura 2.2: Producción de Potencia Media Diaria de la Central La Unión con factor de Planta del 66%.
Fuente: Elaboración propia.

2.3.3. Producción Total Estimada de Potencia de las Centrales de Generación

En las figuras 2.1 y 2.2 se puede apreciar que las centrales de generación Minas - San Francisco y La Unión tendrán su máxima producción durante los meses de febrero a julio, mientras que los meses de menor producción se da entre septiembre y noviembre, y que en los meses de diciembre, enero y agosto se tendrá una producción media, a los que en la tabla 2.8 se los ha llamado época lluviosa, época seca y época intermedia respectivamente.

Con la información detallada en las tablas 2.14 y 2.18 se puede estimar una producción media de potencia diaria total de las centrales La Unión y Minas-San Francisco para cada época, como se indica en la siguiente tabla.

Época	Producción	Meses	Producción Diaria Media (MW)	
			Central Minas-San Francisco	Central La Unión
Lluviosa	Máxima	Febrero Marzo Abril Mayo Junio Julio	263,03	80,44
Intermedia	Media	Enero Agosto Diciembre	162,67	46,17
Seca	Mínima	Septiembre Octubre Noviembre	118,17	33,17

Tabla 2.19: Producción de Potencia Media Diaria Para los Meses Típicos de Producción.
Fuente: Elaboración propia.

2.4. Corrida de Flujos de Potencia con la Ayuda del Software DIgSILENT Power Factory

El software DIgSILENT Power Factory es una herramienta especializada en el análisis de sistemas eléctricos de potencia, la cual permite realizar simulación digital y cálculo de redes eléctricas, los modelos matemáticos bajo los cuales se efectúan los cálculos están basados en normas mundialmente aceptadas como son ANSI, IEEE y IEC.

Es utilizado para investigación y análisis en entidades como CENACE y CELEC EP-Unidad de Negocios TRANSELECTRIC, al igual que por consultores y profesionales del área, lo que lo hace competitivo en el área de Ingeniería Eléctrica a nivel de Ecuador y mundial.

Para realizar la corrida de flujos de carga y así determinar las pérdidas de potencia, se toma como barra infinita de impedancia equivalente (Thevenin) del S.N.I. a la barra de la subestación Machala de propiedad de CELEC EP – Unidad de Negocios Transelectric.

En la siguiente tabla se indican los niveles de cortocircuitos (trifásicos) e impedancia equivalente de la barra a 230 kV de la subestación Machala, con máxima[47] y mínima[48] generación, información necesaria a ser ingresada en el software.

Máxima Generación – 230 kV									
Subestación / Barra	**Falla Trifásica**			**Impedancias de Cortocircuitos**					
	Ik''	**Sk''**	**ip**	**Rk0**	**Xk0**	**Rk1**	**Xk1**	**Rk2**	**Xk2**
	kA	**MVA**	**kA**	**Ohm**	**Ohm**	**Ohm**	**Ohm**	**Ohm**	**Ohm**
Machala 230kV	1,1	425,3	2,8	1,3	63,8	11,6	124,7	11,6	124,7

Tabla 2.20: Niveles de Cortocircuitos e Impedancias Equivalentes de la Barra de la Subestación Machala con Máxima Generación.
Fuente: Niveles de Cortocircuito en las Barras del S.N.I. a Noviembre de 20011, CENACE.

Mínima Generación – 230 kV									
Subestación / Barra	**Falla Trifásica**			**Impedancias de Cortocircuitos**					
	Ik''	**Sk''**	**ip**	**Rk0**	**Xk0**	**Rk1**	**Xk1**	**Rk2**	**Xk2**
	kA	**MVA**	**kA**	**Ohm**	**Ohm**	**Ohm**	**Ohm**	**Ohm**	**Ohm**
Machala 230kV	0,7	270,5	1,6	1,3	63,9	32,9	194,2	32,9	194,7

Tabla 2.21: Niveles de Cortocircuitos e Impedancias Equivalentes de la Barra de la Subestación Machala con Mínima Generación.
Fuente: Niveles de Cortocircuito en las Barras del S.N.I. a Noviembre de 20011, CENACE.

Es necesario acotar que para la barra de la subestación Machala, los parámetros de niveles de cortocircuitos e impedancias equivalentes a ingresar en el software son los de máxima y mínima generación, tabla 2.20 y 2.21, indistintamente de cuál sea el escenario que se analice.

Además también es necesario ingresar los parámetros característicos de los dos tipos de conductores seleccionados con la Norma de Líneas de Transmisión de 138kV descritos en las tablas 1.31 y 1.32 y los parámetros característicos seleccionados de

[47] Para esta condición de generación se considera la operación de todas las unidades de generación incluidas las que se encuentran dentro de las redes de distribución.
[48] Para esta condición de generación no se considera la operación de las unidades de generación que se encuentran ubicadas dentro de las redes de distribución con excepción de Elecaustro y Abanico y fuera de servicio una unidad de la central Agoyán y una unidad de la central San Francisco, y las centrales Pucará y Mazar.

los transformadores de potencia con la Norma IEC 60076 Power Tranformers indicados en las tablas 1.20 y 1.21 del capítulo anterior[49].

En la siguiente tabla se indican los elementos ingresados en el software con su respectiva nomenclatura. El esquema unifilar se muestra en la Lámina 1.

Central	**Nomenclatura**		
Minas-San Francisco	Unidad de Generación 1	Unidad de Generación 2	Unidad de Generación 3
	G1_MINAS	G2_MINAS	G3_MINAS
La Unión	Unidad de Generación 1	Unidad de Generación 2	----------
	G4_LA UNIÓN	G5_LA UNIÓN	

Tabla 2.22: Nomenclatura Utilizada Para las Unidades de Generación.
Fuente: Elaboración propia.

Central	**Nomenclatura**		
Minas-San Francisco	T1_MINAS U1	T2_MINAS U2	T3_MINAS U3
La Unión	T4_LA UNIÓN U4	T5_LA UNIÓN U5	----------

Tabla 2.23: Nomenclatura Utilizada Para los Transformadores de Potencia.
Fuente: Elaboración propia.

Barras	**Nomenclatura**
De Control de Tensión	B_MINAS U1
	B_MINAS U2
	B_MINAS U3
	B_LA UNIÓN U4
	B_LA UNIÓN U5
De Carga	B_MINAS-SAN FRANCISCO
	B_LA UNIÓN
	B_SAN IDELFONSO
	B_MACHALA

Tabla 2.24: Nomenclatura Utilizada Para las Barras.
Fuente: Elaboración propia.

[49] Es necesario recalcar que en el capítulo 1, sección 1.5, se estableció que para el corrido de flujos de carga se utilizaría únicamente una alternativa de transformador para cada subestación, debido a que ciertos parámetros del transformador necesarios para la corrida de flujos de carga, como pérdidas en el cobre, pérdidas en el hierro, impedancia, se las obtiene directamente de las pruebas realizadas al transformador una vez esté construido, por lo que dichos parámetros son tomados de transformadores existentes en el S.N.I. de similares características.

En el Anexo 2.5 se describe detalladamente la manera de como se ingresan en el software cada uno de los parámetros utilizados.

2.5. Pérdidas de Potencia en los Transformadores de Potencia y Conductores

Para presentar de mejor manera los resultados se considera establecer 9 escenarios en función de la producción de las centrales y de la demanda proyectada al año 2015 en las barras de la subestación Machala, de la siguiente manera.

- Escenario 1: Máxima Producción – Demanda Máxima.
- Escenario 2: Media Producción – Demanda Máxima.
- Escenario 3: Mínima Producción – Demanda Máxima.
- Escenario 4: Máxima Producción – Demanda Media.
- Escenario 5: Media Producción – Demanda Media.
- Escenario 6: Mínima Producción – Demanda Media.
- Escenario 7: Máxima Producción – Demanda Mínima.
- Escenario 8: Media Producción – Demanda Mínima.
- Escenario 9: Mínima Producción – Demanda Mínima.

Además se presenta el análisis de un escenario en condiciones similares al escenario 1, pero considerando la suspensión de un circuito del sistema de transmisión San Idelfonso – La Unión – Minas, con lo cual se corrobora que una línea de transmisión de un solo circuito genera mayor cantidad de pérdidas de potencia que una línea con una configuración de doble circuito.

- Escenario 10: Máxima Producción – Demanda Máxima – Suspensión de un Circuito.

A continuación se muestran los resultados de las corridas de flujo realizadas para cada escenario de producción (época lluviosa, intermedia y seca) y para las distintas demandas (máxima, media y mínima).

2.5.1. Escenario 1: Máxima Producción - Demanda Máxima

La máxima demanda que se considera para éstas condiciones, es la demanda en la subestación Machala proyectada para el año 2015, misma que se presenta en la tabla 2.3.

Para las condiciones de máxima producción de las centrales de generación se hace referencia a la información descrita en la tabla 2.19, donde se considera que, tanto para la central Minas-San Francisco como para la central La Unión, la máxima producción se reparte proporcionalmente entre todas sus unidades tal como se indica en la siguiente tabla.

Central Minas-San Francisco			
Potencia Máxima de Producción (MW)	**Aporte por Cada Unidad (MW)**		
	G1_MINAS	G2_MINAS	G3_MINAS
263,03	87,68	87,68	87,68

Tabla 2.25: Aporte por Cada Unidad de Generación de la Central Minas-San Francisco en Escenario de Máxima Producción.
Fuente: Elaboración propia.

Central La Unión		
Potencia Máxima de Producción (MW)	**Aporte por Cada Unidad (MW)**	
	G4_LA UNIÓN	G5_LA UNIÓN
80,44	40,22	40,22

Tabla 2.26: Aporte por Cada Unidad de Generación de la Central La Unión en Escenario de Producción Máxima.
Fuente: Elaboración propia.

El esquema unifilar para este escenario se muestra en la Lámina 1.1 y 1.2. A continuación se muestran los resultados de las corridas de flujos de carga, para el conductor ACAR 1200 y para el conductor ACSR Bluejay 1113.

Elemento	Potencia Actica (MW)		Cargabilidad (%)	Corriente (kA)		Pérdidas	
	Entrada	Salida		Entrada	Salida	(MW)	(MVAr)
T1_MINAS U1	87,68	-87,47	87,81	3,67	0,22	0,21	9,25
T2_MINAS U2	87,68	-87,47	87,81	3,67	0,22	0,21	9,25
T3_MINAS U3	87,68	-87,47	87,81	3,67	0,22	0,21	9,25
T4_LA UNIÓN U4	40,22	-40,10	80,13	1,68	0,10	0,12	5,11
T5_LA UNIÓN U5	40,22	-40,10	80,13	1,68	0,10	0,12	5,11
Línea Interna-1	131,20	-131,00	29,73	0,33	0,33	0,20	-4,58
Línea Interna-2	131,20	-131,00	30,02	0,33	0,33	0,20	-4,58
Línea Externa-1	171,10	-170,55	38,61	0,43	0,43	0,55	-6,02
Línea Externa-2	171,10	-170,55	38,61	0,43	0,43	0,55	-6,02
Pérdidas Totales						2,37	16,77

Tabla 2.27: Pérdidas de Potencia en Escenario de Máxima Producción - Demanda Máxima Utilizando el Conductor ACAR 1200.
Fuente: Elaboración propia.

Elemento	Potencia Actica (MW)		Cargabilidad (%)	Corriente (kA)		Pérdidas	
	Entrada	Salida		Entrada	Salida	(MW)	(MVAr)
T1_MINAS U1	87,68	-87,47	87,75	3,67	0,22	0,21	9,24
T2_MINAS U2	87,68	-87,47	87,75	3,67	0,22	0,21	9,24
T3_MINAS U3	87,68	-87,47	87,75	3,67	0,22	0,21	9,24
T4_LA UNIÓN U4	40,22	-40,10	80,09	1,68	0,12	0,12	5,11
T5_LA UNIÓN U5	40,22	-40,10	80,09	1,68	0,12	0,12	5,11
Línea Interna-1	131,20	-130,98	30,31	0,33	0,33	0,21	-4,56
Línea Interna-2	131,20	-130,98	30,31	0,33	0,33	0,21	-4,56
Línea Externa-1	171,08	-170,49	39,37	0,43	0,43	0,59	-5,96
Línea Externa-2	171,08	-170,49	39,37	0,43	0,43	0,59	-5,96
Pérdidas Totales						2,47	16,90

Tabla 2.28: Pérdidas de Potencia en Escenario de Máxima Producción - Demanda Máxima Utilizando el Conductor ACSR Bluejay 1113.
Fuente: Elaboración propia.

De las tablas 2.27 y 2.28 se observa que las pérdidas de potencia en cada transformador son iguales debido a que cada unidad de generación aporta con la misma cantidad de potencia, mientras que las pérdidas de potencia en las líneas interna y externa varían principalmente por dos razones, la primera debido a su

distancia ya que la línea interna de 16 km presenta menos pérdidas que la línea externa de 26 km utilizando un mismo tipo de conductor, y la se debe al tipo de conductor ya que el ACAR 1200 presenta una resistencia DC de 0,0510 (Ω) y el ACSR Bluejay una resistencia DC de 0,0521 (Ω), por lo que de las tablas anteriores se deduce que el conductor ACAR 1200 es el que presenta menos pérdidas de potencia.

2.5.2. Escenario 2: Media Producción - Demanda Máxima

Para este escenario, al igual que en el escenario anterior, se considera la máxima demanda que se presenta en las barras de la subestación Machala proyectada al año 2015, mostrada en la tabla 2.3.

Para establecer las condiciones de media producción de las centrales se considera la información de la tabla 2.19 en donde se especifica que la media producción de la central Minas-San Francisco es alrededor de 162,67 (MW) y de la central La Unión alrededor de 46,17 (MW), para la corrida de flujos de carga se ha considerado que la generación se reparta en cada unidad, de la siguiente manera.

Central Minas-San Francisco			
Potencia Máxima de Producción (MW)	**Aporte por Cada Unidad (MW)**		
	G1_MINAS	G2_MINAS	G3_MINAS
162,67	81,34	81,34	Apagada

Tabla 2.29: Aporte por Cada Unidad de Generación de la Central Minas-San Francisco en Escenario de Media Producción.
Fuente: Elaboración propia.

Central La Unión		
Potencia Máxima de Producción (MW)	**Aporte por Cada Unidad (MW)**	
	G4_LA UNIÓN	G5_LA UNIÓN
46,17	23,09	23,09

Tabla 2.30: Aporte por Cada Unidad de Generación de la Central La Unión en Escenario de Media Producción.
Fuente: Elaboración propia.

El esquema unifilar para este escenario se muestra en la Lámina 2.1 y 2.2. A continuación se muestran los resultados de las corridas de flujos de carga, para el conductor ACAR 1200 y para el conductor ACSR Bluejay 1113.

Elemento	Potencia Actica (MW)		Cargabilidad (%)	Corriente (kA)		Pérdidas	
	Entrada	Salida		Entrada	Salida	(MW)	(MVAr)
T1_MINAS U1	81,34	-81,16	80,92	3,39	0,20	0,18	7,84
T2_MINAS U2	81,34	-81,16	80,92	3,39	0,20	0,18	7,84
T3_MINAS U3	0	0	0	0	0	0	0
T4_LA UNIÓN U4	23,09	-23,05	46,01	0,96	0,06	0,04	2,53
T5_LA UNIÓN U5	23,09	-23,05	46,01	0,96	0,06	0,04	2,53
Línea Interna-1	-81,16	-81,08	18,25	0,20	0,20	0,08	-5,39
Línea Interna-2	-81,16	-81,08	18,25	0,20	0,20	0,08	-5,39
Línea Externa-1	104,13	-103,93	23,40	0,26	0,26	0,20	-8,24
Línea Externa-2	104,13	-103,93	23,40	0,26	0,26	0,20	-8,24
Pérdidas Totales						1,00	-6,52

Tabla 2.31: Pérdidas de Potencia en Escenario de Media Producción - Demanda Máxima Utilizando el Conductor ACAR 1200.
Fuente: Elaboración propia.

Elemento	Potencia Actica (MW)		Cargabilidad (%)	Corriente (kA)		Pérdidas	
	Entrada	Salida		Entrada	Salida	(MW)	(MVAr)
T1_MINAS U1	81,34	-81,16	80,87	3,38	0,20	0,18	7,84
T2_MINAS U2	81,34	-81,16	80,87	3,38	0,20	0,18	7,84
T3_MINAS U3	0	0	0	0	0	0	0
T4_LA UNIÓN U4	23,09	23,05	45,98	0,96	0,06	0,04	2,53
T5_LA UNIÓN U5	23,09	23,05	45,98	0,96	0,06	0,04	2,53
Línea Interna-1	81,16	-81,08	18,61	0,20	0,20	0,08	-5,39
Línea Interna-2	81,16	-81,08	18,61	0,20	0,20	0,08	-5,39
Línea Externa-1	104,13	-103,91	23,86	0,26	0,26	0,22	-8,22
Línea Externa-2	104,13	-103,91	23,86	0,26	0,26	0,22	-8,22
Pérdidas Totales						1,04	-6,48

Tabla 2.32: Pérdidas de Potencia en Escenario de Media Producción - Demanda Máxima Utilizando el Conductor ACSR Bluejay 1113.
Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar que el transformador de la unidad 3 de la central La Unión no presenta pérdidas, debido a que se considera que dicha unidad no opera, mientras que los elementos restantes presentan el mismo patrón de pérdidas de potencia descritos

en la sección anterior, con la única diferencia que las pérdidas son menores debido que se considera la producción media de las centrales.

2.5.3. Escenario 3: Mínima Producción - Demanda Máxima

La demanda máxima a ser considerada es la misma para los dos escenarios anteriores indicada en la tabla 2.3. Mientras que para la condición de mínima producción se considera la información descrita en la tabla 2.19, donde se indica que para estas condiciones la central Minas-San Francisco aporta con una potencia 118,17(MW) y la central La Unión con 33,17 (MW), potencia que se considera sea producida por las siguientes unidades de generación.

Central Minas-San Francisco			
Potencia Máxima de Producción (MW)	**Aporte por Cada Unidad (MW)**		
	G1_MINAS	G2_MINAS	G3_MINAS
118,17	59,09	59,09	Apagada

Tabla 2.33: Aporte por Cada Unidad de Generación de la Central Minas-San Francisco en Escenario de Mínima Producción.
Fuente: Elaboración propia.

Central La Unión		
Potencia Máxima de Producción (MW)	**Aporte por Cada Unidad (MW)**	
	G4_LA UNIÓN	G5_LA UNIÓN
33,17	33,17	Apagada

Tabla 2.34: Aporte por Cada Unidad de Generación de la Central La Unión en Escenario de Mínima Producción.
Fuente: Elaboración propia.

El esquema unifilar se presenta en la Lámina 3.1 y 3.2. A continuación se presentan los resultados de las corridas de flujo de carga utilizando el conductor ACAR 1200 y el conductor ACSR Bluejay 1113.

Elemento	Potencia Actica (MW)		Cargabilidad (%)	Corriente (kA)		Pérdidas	
	Entrada	Salida		Entrada	Salida	(MW)	(MVAr)
T1_MINAS U1	59,09	-58,99	59,04	2,47	0,15	0,10	4,17
T2_MINAS U2	59,09	-58,99	59,04	2,47	0,15	0,10	4,17
T3_MINAS U3	0	0	0	0	0	0	0
T4_LA UNIÓN U4	33,17	-33,09	66,25	1,39	0,08	0,08	3,88
T5_LA UNIÓN U5	0	0	0	0	0	0	0
Línea Interna-1	58,99	-58,95	13,31	0,15	0,15	0,04	-5,60
Línea Interna-2	58,99	-58,95	13,31	0,15	0,15	0,04	-5,60
Línea Externa-1	75,50	-75,39	17,02	0,19	0,19	0,11	-8,82
Línea Externa-2	75,50	-75,39	17,02	0,19	0,19	0,11	-8,82
Pérdidas Totales						0,58	-16,62

Tabla 2.35: Pérdidas de Potencia en Escenario de Mínima Producción - Demanda Máxima Utilizando el Conductor ACAR 1200.
Fuente: Elaboración propia.

Elemento	Potencia Actica (MW)		Cargabilidad (%)	Corriente (kA)		Pérdidas	
	Entrada	Salida		Entrada	Salida	(MW)	(MVAr)
T1_MINAS U1	59,09	-58,99	59,09	2,47	0,15	0,10	4,17
T2_MINAS U2	59,09	-58,99	59,09	2,47	0,15	0,10	4,17
T3_MINAS U3	0	0	0	0	0	0	0
T4_LA UNIÓN U4	33,17	-33,09	66,23	1,39	0,08	0,08	3,89
T5_LA UNIÓN U5	0	0	0	0	0	0	0
Línea Interna-1	58,99	-58,95	13,58	0,15	0,15	0,05	-5,60
Línea Interna-2	58,99	-58,95	13,58	0,15	0,15	0,05	-5,60
Línea Externa-1	75,49	-75,38	17,36	0,19	0,19	0,12	-8,81
Línea Externa-2	75,49	-75,38	17,36	0,19	0,19	0,12	-8,81
Pérdidas Totales						0,62	-16,59

Tabla 2.36: Pérdidas de Potencia en Escenario de Mínima Producción - Demanda Máxima Utilizando el Conductor ACSR Bluejay 1113.
Fuente: Elaboración propia.

El patrón de pérdidas de los elementos mantiene la misma tendencia que los escenarios 1 y 2, con la única diferencia que conforme la producción de potencia disminuye las pérdidas en los elementos también disminuye.

2.5.4. Escenario 4: Máxima Producción - Demanda Media

La demanda media considera para éstas condiciones, es la demanda en la subestación Machala proyectada para el año 2015 de 122 (MW), la cual se presenta en la tabla 2.4, considerando la misma demanda para los escenarios 5 y 6.

Para las condiciones de máxima producción de las unidades de generación de cada central se hace referencia a las tablas 2.25 y 2.26.

El esquema unifilar para el escenario 4 se muestra en la Lámina 4.1 y 4.2. A continuación se indican los resultados de las corridas de flujo de carga para cada tipo de conductor seleccionado.

Elemento	Potencia Actica (MW)		Cargabilidad (%)	Corriente (kA)		Pérdidas	
	Entrada	Salida		Entrada	Salida	(MW)	(MVAr)
T1_MINAS U1	87,68	-87,47	87,81	3,67	0,22	0,21	9,25
T2_MINAS U2	87,68	-87,47	87,81	3,67	0,22	0,21	9,25
T3_MINAS U3	87,68	-87,47	87,81	3,67	0,22	0,21	9,25
T4_LA UNIÓN U4	40,22	-40,10	80,13	1,68	0,10	0,12	5,11
T5_LA UNIÓN U5	40,22	-40,10	80,13	1,68	0,10	0,12	5,11
Línea Interna-1	131,20	-131.00	29,73	0,33	0,33	0,20	-4,58
Línea Interna-2	131,20	-131,00	29,73	0,33	0,33	0,20	-4,58
Línea Externa-1	171,10	-170,51	38,61	0,43	0,43	0,55	-6,02
Línea Externa-2	171,10	-170,51	38,61	0,43	0,43	0,55	-6,02
Pérdidas Totales						2,37	16,77

Tabla 2.37: Pérdidas de Potencia en Escenario de Máxima Producción - Demanda Media Utilizando el Conductor ACAR 1200.
Fuente: Elaboración propia.

Elemento	Potencia Actica (MW)		Cargabilidad (%)	Corriente (kA)		Pérdidas	
	Entrada	Salida		Entrada	Salida	(MW)	(MVAr)
T1_MINAS U1	87,68	-87,47	87,75	3,67	0,22	0,21	9,24
T2_MINAS U2	87,68	-87,47	87,75	3,67	0,22	0,21	9,24
T3_MINAS U3	87,68	-87,47	87,75	3,67	0,22	0,21	9,24
T4_LA UNIÓN U4	40,22	-40,10	80,09	1,68	0,12	0,12	5,11
T5_LA UNIÓN U5	40,22	-40,10	80,09	1,68	0,12	0,12	5,11
Línea Interna-1	131,20	-130,98	30,31	0,33	0,33	0,21	-4,56
Línea Interna-2	131,20	-130,98	30,31	0,33	0,33	0,21	-4,56
Línea Externa-1	171,08	-170,49	39,37	0,43	0,43	0,59	-5,96
Línea Externa-2	171,08	-170,49	39,37	0,43	0,43	0,59	-5,96
Pérdidas Totales						2,47	16,90

Tabla 2.38: Pérdidas de Potencia en Escenario de Máxima Producción - Demanda Media Utilizando el Conductor ACSR Bluejay 1113.
Fuente: Elaboración propia.

De la información de las tablas 2.37 y 2.38 se puede observar que las pérdidas de potencia de los elementos seleccionados son iguales a las pérdidas que se presentan para el escenario 1, esto se puede dar debido a que al mantener la máxima producción y al variar la demanda en la barra de la subestación Machala, el flujo de carga restante para satisfacer dicha demanda recircula hacia la red externa (utilizada para representar al SEP Ecuatoriano, en la realidad circularía hacia la subestación Milagro siguiendo el anillo a 230 kV, a través de la línea San Idelfonso-Milagro), es decir el sistema de evacuación de potencia de las centrales de generación de Enerjubones S.A. transmite toda la potencia producida por las centrales ya sea ésta máxima, media o mínima y por ende las pérdidas de potencia varían únicamente cuando varía la producción y no cuando varía la demanda en la barra de la subestación Machala.

2.5.5. Escenario 5: Media Producción - Demanda Media

Para las condiciones de media producción de las unidades de generación de cada central se hace referencia a las tablas 2.29 y 2.30.

El esquema unifilar para el escenario 5 se representa en la Lámina 5.1 y 5.2.

Por lo explicado en la sección anterior las pérdidas de potencia dependen en gran medida de la producción de las unidades de las centrales de generación La Unión y Minas-San Francisco, es así que las pérdidas de potencia son las mismas que se presentan en el escenario 2, pérdidas mostradas en las tablas 2.31 y 2.32.

2.5.6. Escenario 6: Mínima Producción - Demanda Media

Para las condiciones de mínima producción de las unidades de generación de cada central se hace referencia a las tablas 2.33 y 2.34.

El esquema unifilar para el escenario 6 se representa en la Lámina 6.1 y 6.2.

Las pérdidas de potencia en los elementos seleccionados son similares a los que se producen en el escenario 3, por lo explicado en la sección 2.3.4.

2.5.7. Escenario 7: Máxima Producción - Demanda Mínima

La demanda mínima que se considera para estas condiciones, es la demanda en la subestación Machala proyectada para el año 2015 de 90,8 (MW), misma que se presenta en la tabla 2.5, considerando la misma demanda para los escenarios 8 y 9. Mientras que para las condiciones de máxima producción de las unidades de generación de cada central se referencia a las tablas 2.25 y 2.26.

El esquema unifilar para el escenario 7 se representa en la Lámina 7.1 y 7.2.

Las pérdidas de potencia en cada elemento que se generan para éste escenario son iguales a los que se producen en el escenario 1 y 4, indicados en las tablas 2.27 y 2.28, debido a lo explicado en la sección anterior.

2.5.8. Escenario 8: Media Producción - Demanda Mínima

Para las condiciones de demanda mínima se hace referencia a la información presentada en la tabla 2.5 y para las condiciones de media producción se toma como referencia a lo detallado en la tabla 2.29 y 2.30 del escenario 2.

El esquema unifilar se muestra en la Lámina 8.1 y 8.2. Por lo explicado en la sección 2.3.4 las pérdidas de potencia en cada elemento seleccionado dependen de la producción de las centrales de Enerjubones S.A., por tal razón éstas pérdidas resultan similares a las de los escenarios 2 y 5, indicadas en las tablas 2.31 y 2.32.

2.5.9. Escenario 9: Mínima Producción y Demanda Mínima

Para las condiciones de demanda mínima se toma como referencia a la demanda proyectada al año 2015 que se presente en la barra de la subestación Machala, información presentada en la tabla 2.5, mientras que para las condiciones de mínima producción se hace referencia a lo detallado en la tabla 2.33 y 2.34 del escenario 3.

Las pérdidas de potencia de los elementos seleccionados son similares a las pérdidas resultantes en los escenarios 3 y 6, mostrados en las tablas 2.35 y 2.36, las misma que se muestran en la lámina 9.1 y 9.2.

2.5.10. Escenario 10: Máxima Producción – Demanda Máxima – Suspensión de Un Circuito

Para el análisis se consideran las condiciones de máxima producción y demanda máxima establecidas en el escenario 1, tablas 2.3, 2.25 y 2.26, y se simula una falla en uno de los circuitos del sistema de transmisión, es decir en la línea interna y externa, por lo cual el sistema de transmisión opera como una configuración de un solo circuito (circuito simple), el diagrama unifilar se presenta en la lámina 10.

Los resultados de pérdidas de potencia se presentan en la siguiente tabla[50].

[50] Los resultados de las corridas de flujos de carga del presente escenario se las realiza únicamente con el conductor ACAR 1200, puesto que éste análisis se realiza para demostrar que la configuración de circuito simple genera mayor cantidad de pérdidas que la configuración de circuito doble.

Elemento	Potencia Actica (MW)		Cargabilidad (%)	Corriente (kA)		Pérdidas	
	Entrada	Salida		Entrada	Salida	(MW)	(MVAr)
T1_MINAS U1	87,46	-87,46	88,05	3,68	0,22	0,22	9,30
T2_MINAS U2	87,46	-87,46	88,05	3,68	0,22	0,22	9,30
T3_MINAS U3	87,46	-87,46	88,05	3,68	0,22	0,22	9,30
T4_LA UNIÓN U4	40,22	-40,10	80,36	1,68	0,10	0,12	5,12
T5_LA UNIÓN U5	40,22	-40,10	80,36	1,68	0,10	0,12	5,12
Línea Interna-1	262,39	-261,59	59,63	0,66	0,66	0,80	-0,74
Línea Interna-2	0	0	0	0	0	0	0
Línea Externa-1	341,78	-339,58	77,55	0,86	0,86	2,20	4,51
Línea Externa-2	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas Totales						3,9	41,91

Tabla 2.39: Pérdidas de Potencia en Escenario de Máxima Producción - Demanda Máxima – Suspensión de Un Circuito. Utilizando el Conductor ACAR 1200.
Fuente: Elaboración propia.

De los resultados descritos en la tabla anterior se concluye que cuando el sistema de transmisión opera como una configuración de circuito simple, en los conductores se genera el doble de pérdidas de potencia que cuando opera como una configuración de circuito doble.

A continuación se presenta una tabla comparativa de pérdidas de potencia en el sistema de transmisión, entre la configuración de circuito simple y la configuración de circuito doble.

Línea	Pérdidas de Potencia Actica en (MW)	
	Configuración de Circuito Simple	Configuración de Circuito Doble
Línea Interna-1	0,80	0,20
Línea Interna-2	0	0,20
Línea Externa-1	2,20	0,55
Línea Externa-2	0	0,55
Total	3	1,50

Tabla 2.40: Tabla Comparativa de Pérdidas de Potencia. Configuración de Circuito Simple vs. Configuración de Circuito Doble. Conductor ACAR 1200.
Fuente: Elaboración propia.

2.5.11. Niveles de Voltaje Resultantes en las Barras

Las exigencias regulatorias del CONELEC sobre Calidad Seguridad y Confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado establecen que los niveles de voltaje en las barras de las subestaciones a 230 kV deberán mantenerse dentro de la banda de +7% y -5% del voltaje nominal[51].

En la tabla que se muestra a continuación se indican los niveles de tensión resultantes en las barras de control de tensión y en las barras de carga, para cada escenario analizado.

[51] Sección 1.2.3 del presente documento.
Exigencias Regulatorias: Calidad, Seguridad y Confiabilidad – CONELEC.

Resumen de los Niveles de Tensión – Conductor ACAR 1200																		
Barra	**Escenario 1**		**Escenario 2**		**Escenario 3**		**Escenario 4**		**Escenario 5**		**Escenario 6**		**Escenario 7**		**Escenario 8**		**Escenario 9**	
	kV	**p.u.**	**kV**	**p.u.**	**kV**	**p.u.**	**kV**	**p.u.**	**kV**	**p.u.**	**kV**	**p.u.**	**kV**	**p.u.**	**kV**	**p.u.**	**kV**	**p.u.**
MINAS U1	13,79	1,00	13,87	1,01	13,83	1,00	13,79	1,00	13,87	1,01	13,82	1,00	13,79	1,00	13,87	1,01	13,82	1,00
MINAS U2	13,79	1,00	13,87	1,01	13,82	1,00	13,79	1,00	13,87	1,01	13,82	1,00	13,79	1,00	13,87	1,01	13,82	1,00
MINAS U3	13,79	1,00	0	0	0	0	13,79	1,00	0	0	0	0	13,79	1,00	0	0	0	0
LA UNIÓN U4	13,87	1,01	13,90	1,01	13,82	1,00	13,87	1,01	13,90	1,01	13,82	1,00	13,87	1,01	13,90	1,01	13,82	1,00
LA UNIÓN U5	13,87	1,01	13,90	1,01	0	0	13,87	1,01	13,90	1,01	0	0	13,87	1,01	13,90	1,01	0	0
MINAS-SAN FRANCISCO	231,17	1,01	231,51	1,01	231,08	1,00	231,17	1,01	231,51	1,01	231,08	1,00	231,17	1,01	231,51	1,01	231,08	1,00
LA UNIÓN	231,08	1,00	231,28	1,01	230,93	1,00	231,08	1,00	231,28	1,01	230,93	1,00	231,08	1,00	231,28	1,01	230,93	1,00
SAN IDELFONSO	230,70	1,00	230,62	1,00	230,49	1,00	230,70	1,00	230,62	1,00	230,49	1,00	230,70	1,00	230,62	1,00	230,49	1,00
MACHALA	230,00	1,00	230,00	1,00	230,00	1,00	230,00	1,00	230,00	1,00	230,00	1,00	230,00	1,00	230,00	1,00	230,00	1,00

Tabla 2.41: Resumen de los Niveles de Tensión en las Barras – Conductor ACAR 1200.
Fuente: Elaboración propia.

En la tabla se puede apreciar que los niveles de tensión para todas las barras y para todos los escenarios analizados con el conductor ACAR 1200 están dentro de los límites establecidos por el CONELEC, por lo que se concluye que los resultados son válidos.

Resumen de los Niveles de Tensión – Conductor ACSR Bluejay 1113																		
Barra	**Escenario 1**		**Escenario 2**		**Escenario 3**		**Escenario 4**		**Escenario 5**		**Escenario 6**		**Escenario 7**		**Escenario 8**		**Escenario 9**	
	kV	**p.u.**	**kV**	**p.u.**	**kV**	**p.u.**	**kV**	**p.u.**	**kV**	**p.u.**	**kV**	**p.u.**	**kV**	**p.u.**	**kV**	**p.u.**	**kV**	**p.u.**
MINAS U1	13,79	1,00	13,88	1,01	13,83	1,00	13,79	1,00	13,88	1,01	13,83	1,00	13,79	1,00	13,88	1,01	13,83	1,00
MINAS U2	13,79	1,00	13,88	1,01	13,83	1,00	13,79	1,00	13,88	1,01	13,83	1,00	13,79	1,00	13,88	1,01	13,83	1,00
MINAS U3	13,79	1,00	0	0	0	0	13,79	1,00	0	0	0	0	13,79	1,00	0	0	0	0
LA UNIÓN U4	13,88	1,01	13,91	1,01	13,83	1,00	13,88	1,01	13,91	1,01	13,83	1,00	13,88	1,01	13,91	1,01	13,83	1,00
LA UNIÓN U5	13,88	1,01	13,91	1,01	0	0	13,88	1,01	13,91	1,01	0	0	13,88	1,01	13,91	1,01	0	0
MINAS-SAN FRANCISCO	231,32	1,01	231,65	1,01	231,18	1,01	231,32	1,01	231,65	1,01	231,18	1,01	231,32	1,01	231,65	1,01	231,18	1,01
LA UNIÓN	231,21	1,01	231,99	1,01	231,02	1,00	231,21	1,01	231,99	1,01	231,02	1,00	231,21	1,01	231,99	1,01	231,02	1,00
SAN IDELFONSO	230,78	1,00	230,67	1,00	230,53	1,00	230,78	1,00	230,67	1,00	230,53	1,00	230,78	1,00	230,67	1,00	230,53	1,00
MACHALA	230,00	1,00	230,00	1,00	230,00	1,00	230,00	1,00	230,00	1,00	230,00	1,00	230,00	1,00	230,00	1,00	230,00	1,00

Tabla 2.42: Resumen de los Niveles de Tensión en las Barras – Conductor ACSR Bluejay 1113.
Fuente: Elaboración propia.

Para todos los escenarios analizados con el conductor ACSR Bluejay 1113 se puede apreciar que los niveles de tensión en las barras también están dentro de los límites establecidos por el CONELEC, por lo que se concluye que éstos resultados también son válidos.

2.6. Cuadros Comparativos y Curvas de Pérdidas

Una vez realizada las corridas de flujos de carga en los distintos escenarios y para cada tipo de conductor en las siguientes tablas se presentan los resúmenes de las pérdidas de potencia y energía para cada escenario y para cada elemento del sistema de evacuación de potencia de las centrales de generación de Enerjubones S.A. al Sistema Nacional Interconectado, considerando un factor de planta del 66%.

Pérdida Diaria Media de Potencia en Líneas de Transmisión (MW)[52]						
Línea	**Escenario 1** Demanda Máxima Producción Máxima		**Escenario 2** Demanda Máxima Producción Media		**Escenario 3** Demanda Máxima Producción Mínima	
Conductor	**ACAR 1200**	**ACSR Bluejay 1113**	**ACAR 1200**	**ACSR Bluejay 1113**	**ACAR 1200**	**ACSR Bluejay 1113**
L. Interna C. 1	0,20	0,21	0,08	0,08	0,04	0,05
L. Interna C. 2	0,20	0,21	0,08	0,08	0,04	0,05
L. Externa C. 1	0,55	0,59	0,20	0,22	0,11	0,12
L. Externa C. 2	0,55	0,59	0,20	0,22	0,11	0,12
Total	**1,50**	**1,60**	**0,56**	**0,60**	**0,30**	**0,34**

Tabla 2.43: Cuadro Comparativo de Pérdidas de Potencia en Líneas de Transmisión en MW.
Fuente: Elaboración propia.

Pérdida Diaria Media de Potencia en Transformadores de Potencia (MW)			
Transformador	**Escenario 1** Demanda Máxima Producción Máxima	**Escenario 2** Demanda Máxima Producción Media	**Escenario 3** Demanda Máxima Producción Mínima
T1 Minas	0,21	0,18	0,10
T2 Minas	0,21	0,18	0,10
T3 Minas	0,21	0	0
Subtotal 1	**0,63**	**0,36**	**0,2**
T4 La Unión	0,12	0,04	0,08
T5 La Unión	0,12	0,04	0
Subtotal 2	**0,24**	**0,08**	**0,08**
Total	**0,87**	**0,44**	**0,28**

Tabla 2.44: Cuadro Comparativo de Pérdidas de Potencia en Transformadores en MW.
Fuente: Elaboración propia.

A continuación se muestra la tabla con las pérdidas diarias medias totales de potencia para los escenarios considerados en las tablas anteriores.

[52] Las pérdidas de potencia para los escenarios 4, 5, 6 (Demanda Media) y 7,8,9 (Demanda Mínima) no se describen puesto que resultan iguales a las pérdidas en los escenarios 1, 2 y 3 con Demanda Máxima, respectivamente.

Pérdida Diaria Media de Potencia Para Cada Escenario de Producción (MW)						
Elementos	**Escenario 1** Demanda Máxima Producción Máxima		**Escenario 2** Demanda Máxima Producción Media		**Escenario 3** Demanda Máxima Producción Mínima	
	ACAR 1200	**ACSR Bluejay 1113**	**ACAR 1200**	**ACSR Bluejay 1113**	**ACAR 1200**	**ACSR Bluejay 1113**
Pérdidas Totales de Potencia en Líneas	1,50	1,60	0,56	0,60	0,30	0,34
Pérdidas Totales de Potencia en Transformadores	0,87		0,44		0,28	
Total	**2,37**	**2,47**	**1,00**	**1,04**	**0,58**	**0,62**

Tabla 2.45: Cuadro Comparativo de Pérdidas de Potencia Para Cada Escenario de Producción en MW.
Fuente: Elaboración propia.

Una vez obtenidas las pérdidas medias de potencia para cada escenario de producción se pueden obtener las pérdidas medias de potencia en el año sumando las correspondientes pérdidas de cada escenario, como se indica a continuación.

Pérdida Diaria Media Total de Potencia al Año (MW)		
Pérdidas	**ACAR 1200**	**ACSR Bluejay 1113**
Totales Medias al Año	2,36	2,54

Tabla 2.46: Cuadro Comparativo de Pérdidas Medias Totales de Potencia en MW.
Fuente: Elaboración propia.

Con las pérdidas de potencia para cada elemento y para cada escenario, se puede obtener las pérdidas diarias medias en energía, considerando que las centrales operarán las 24 horas del día y manteniendo el factor de planta del 66%.

En la siguiente tabla se indican las pérdidas diarias medias de energía, para cada escenario establecido, para las líneas de transmisión interna y externa, en MW-h/año.

Pérdida Diaria Media de Energía en Líneas de Transmisión MW-h/año						
Líneas	**Escenario 1** Demanda Máxima Producción Máxima		**Escenario 2** Demanda Máxima Producción Media		**Escenario 3** Demanda Máxima Producción Mínima	
Conductor	**ACAR 1200**	**ACSR Bluejay 1113**	**ACAR 1200**	**ACSR Bluejay 1113**	**ACAR 1200**	**ACSR Bluejay 1113**
L. Interna C. 1	864,0	907,2	172,8	172,8	86,4	108,0
L. Interna C. 2	864,0	907,2	172,8	172,8	86,4	108,0
L. Externa C. 1	2.376,0	2.548,8	432,0	475,2	237,6	259,2
L. Externa C. 2	2.376,0	2.548,8	432,0	475,2	237,6	259,2
Total	**6.480,0**	**6.912,0**	**1.209,6**	**1.296,0**	**648,0**	**734,4**

Tabla 2.47: Cuadro Comparativo de Pérdida Medias Diaria de Energía en Líneas de Transmisión.
Fuente: Elaboración propia.

En función de la información de la tabla anterior a continuación se la curva de pérdidas diarias medias de energía en MW-h/año de las líneas interna y externa para cada escenario de producción.

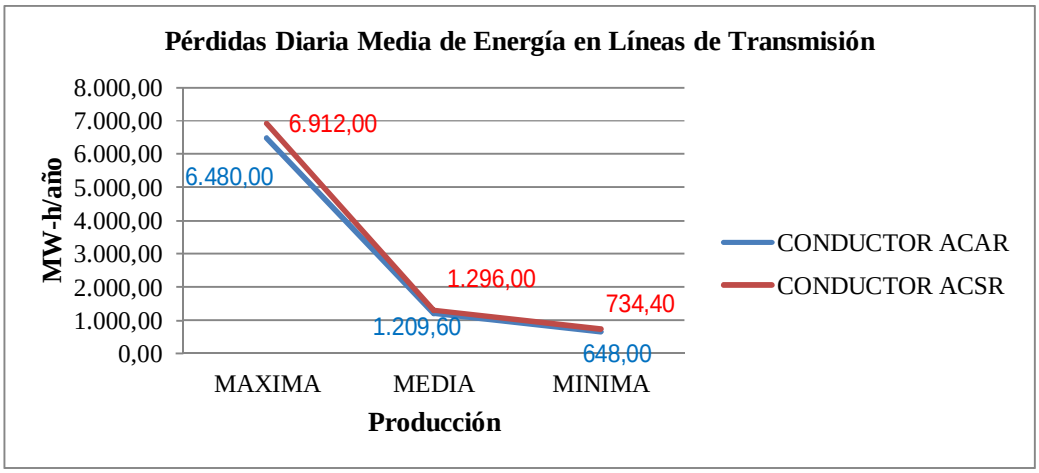


Figura 2.3: Curvas Comparativa de Pérdida media Diaria de Energía en las Líneas de Transmisión.
Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 2.48 se indican las pérdidas diarias medias de energía en los transformadores de potencia de las centrales de generación Minas-San Francisco y La Unión, para cada escenario.

Cuadro Comparativo de Pérdida Diaria Media de Energía en Transformadores			
Transformador	**Escenario 1** Demanda Máxima Producción Máxima	**Escenario 2** Demanda Máxima Producción Media	**Escenario 3** Demanda Máxima Producción Mínima
T1 Minas	907,2	777,6	432,0
T2 Minas	907,2	777,6	432,0
T3 Minas	907,2	0	0
Subtotal 1	**2.721,6**	**1.555,2**	**864,0**
T4 La Unión	518,4	172,8	345,6
T5 La Unión	518,4	172,8	0
Subtotal 2	**1.036,8**	**345,6**	**345,6**
Total	**3.758,4**	**1.900,8**	**1.209,9**

Tabla 2.48: Cuadro Comparativo de Pérdida media Diaria de Energía en Transformadores de Potencia.
Fuente: Elaboración propia.

A continuación se muestra la curva de pérdidas diarias medias de energía en MW-h/año de los transformadores de potencia de las centrales de generación en cada escenario de producción.

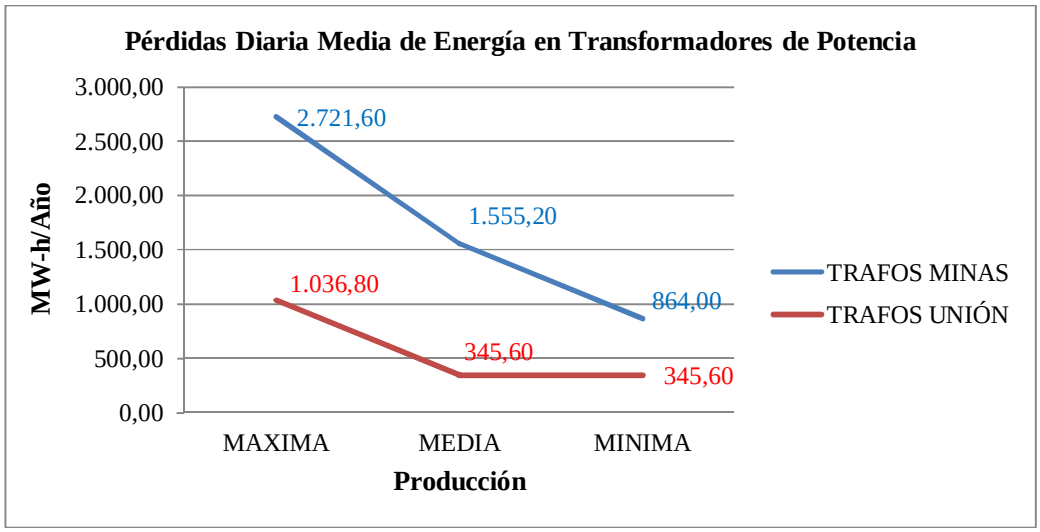


Figura 2.4: Curvas Comparativa de Pérdida Media Diaria de Energía en Transformadores de Potencia.
Fuente: Elaboración propia.

En la siguiente tabla se indican las pérdidas diarias medias totales de energía promedio al año en MW-h/año para cada escenario.

Pérdida Media Diaria de Energía Para Cada Escenario de Producción (MW-h/año)						
Elementos	**Escenario 1** Demanda Máxima Producción Máxima		**Escenario 2** Demanda Máxima Producción Media		**Escenario 3** Demanda Máxima Producción Mínima	
	ACAR 1200	**ACSR Bluejay 1113**	**ACAR 1200**	**ACSR Bluejay 1113**	**ACAR 1200**	**ACSR Bluejay 1113**
Pérdidas Totales de Energía en Líneas	6.480,0	6.912,0	1.209,6	1.296,0	648,0	734,4
Pérdidas Totales de Energía en Transformadores	3.758,4		1.900,8		1.209,9	
Total	**10.238,4**	**10.670,4**	**3.110,4**	**3.196,8**	**1.857,9**	**1.944,3**

Tabla 2.49: Cuadro Comparativo de Pérdida Media Diaria de Energía Para Cada Escenario de Producción.
Fuente: Elaboración propia.

A continuación se muestran las pérdidas medias diarias de energía totales promedio anual de las centrales en estudio, es decir una media de producción de las tres épocas consideradas. Además se indica la representación de dichas pérdidas en porcentaje con relación a la producción de energía media anual que puedan llegar a tener las centrales Minas-San Francisco (1’452.500 MW-h/año) y La Unión (432.400 MW-h/año), descritas en las tablas 2.14 y 2.15 para cada central, que da un total de producción de la empresa Enerjubones S.A. de 1’884.900 MW-h/año.

Pérdida Media Diaria Total de Energía (MW-h/año)			**Producción Total Media Anual de la Empresa Enerjubones S.A. (MW-h/año)**
Pérdidas	**ACAR 1200**	**ACSR Bluejay 1113**	
Totales Media Anual de Energía	8.337,6	8.942,4	1’884.900
% en relación a la producción total promedio anual	0,43	0,46	98,47

Tabla 2.50: Cuadro Comparativo Pérdida Media Diaria Total de Energía.
Fuente: Elaboración propia.

CAPÍTULO 3.

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO.

INTRODUCCIÓN

En base a la información de pérdidas técnicas de potencia y energía de los transformadores de potencia y de las dos alternativas de conductores para los distintos escenarios de producción analizados en el capitulo anterior, a continuación se realiza un análisis técnico económico comparativo entre las pérdidas resultantes en dichos elementos, y así determinar la mejor alternativa de conductor.

Una vez determinada la alternativa de conductor que presente menores pérdidas de energía, se realiza una estimación de las pérdidas totales del sistema de evacuación de potencia en costos, es decir se estima cuanto perdería la empresa Enerjubones S.A. en dólares debido a las pérdidas técnicas presentes en los transformadores de potencia y en las líneas de transmisión utilizando el conductor que genera menos pérdidas.

3.1. Análisis de Resultados

En el capítulo anterior se determinaron las pérdidas de potencia y energía medias diarias para cada escenario (época del año), de cada elemento seleccionado en el capítulo 1, en función de los parámetros de los dos tipos de conductores, ACAR 1200 y ACSR Bluejay 1113, considerando los parámetros de los transformadores de potencia seleccionados para la subestación de la central Minas-San Francisco y La Unión.

En función de los resultados obtenidos se demostró que el conductor ACAR 1200 genera menor cantidad de pérdidas de potencia y energía, debido principalmente a la diferencia del ACSR Bluejay 1113 que se compone de hilos de aluminio y acero, el ACAR 1200 se compone de hilos de aluminio y de aleación de aluminio por lo que presenta mayor conductividad y menor resistencia al paso de la corriente y por lo tanto genera menor cantidad de pérdidas, lo antes mencionado se puede apreciar de mejor manera en la siguiente figura[53].

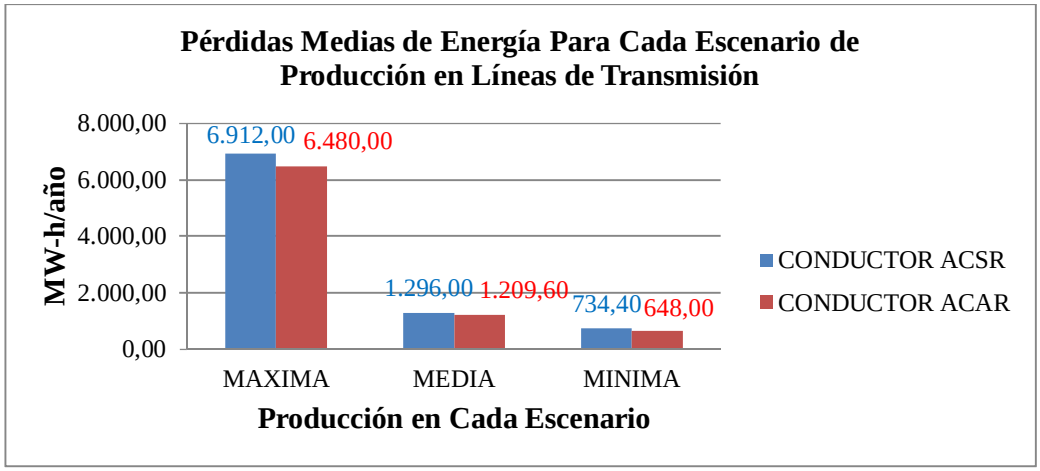


Figura 3.1: Pérdidas Medias de Energía Para Cada Escenario de Producción en MW-h/año en Líneas de Transmisión.
Fuente: Elaboración propia.

Como se comentó en el párrafo anterior, la figura muestra que el conductor ACSR Bluejay 1113 genera más pérdidas de energía que el conductor ACAR 1200, para los

[53] Pérdidas de energía totales en la línea de transmisión San Idelfonso-La Unión-Minas, es decir la suma de las pérdidas de energía resultantes en la línea interna (San Idelfonso-La Unión) más las pérdidas resultantes en la línea externa (La Unión-Minas). Tabla 2.47, Capítulo 2.

tres escenarios de producción establecidos. El porcentaje de las pérdidas de energía del conductor ACSR Bluejay 1113 con respecto al conductor ACAR 1200 varía según la producción, de forma general con el conductor ACSR Bluejay 1113 las pérdidas medias anuales totales para los tres escenarios de producción son mayores en un 10,5% con respecto a las pérdidas generadas con el conductor ACAR 1200.

En la tabla que se muestra a continuación se indica porcentualmente para cada escenario de producción la reducción de pérdidas al utilizar el conductor ACAR 1200 a diferencia del conductor ACSR Bluejay 1113.

Reducción de Pérdidas al Utilizar el Conductor ACAR 1200 vs ACSR Bluejay 1113	**Producción**			
	Máxima	**Media**	**Mínima**	**Promedio**
Porcentaje %	9,1	10	12,5	10,5

Tabla 3.1: Reducción de Pérdidas al Utilizar el conductor ACAR 1200.
Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, en la siguiente gráfica se indican las pérdidas de energía en los transformadores de potencia de las subestaciones de las centrales Minas-San Francisco y La Unión para cada escenario de producción establecido[54].

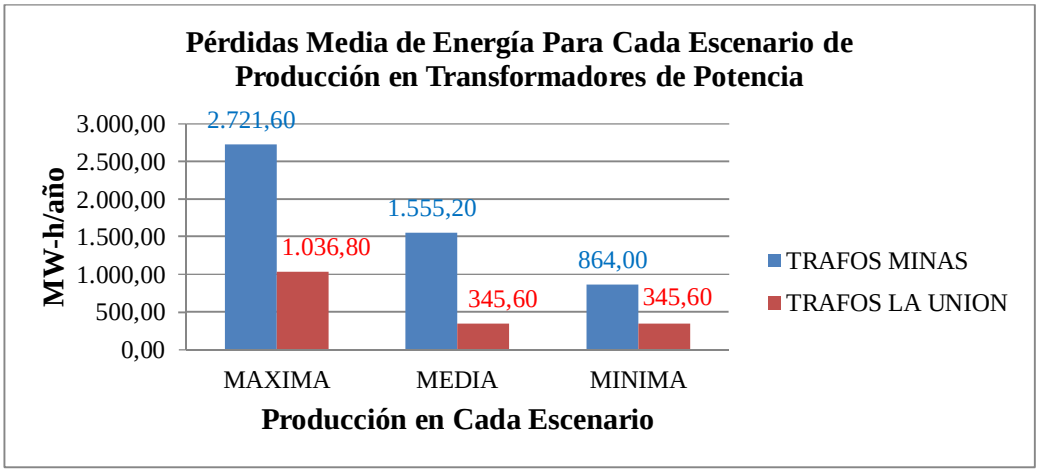


Figura 3.2: Pérdidas Medias de Energía Para Cada Escenario de Producción en MW-h/año en Transformadores de Potencia
Fuente: Elaboración propia.

[54] En el capítulo 1, sección 1.5, se estableció que se utilizaría una sola alternativa de transformador de potencia para cada subestación, debido a lo explicado en dicha sección.

Las pérdidas de energía en los transformadores de potencia varían en función de la producción de cada central, lo antes comentado es predecible puesto que las pérdidas aumentan proporcionalmente con la producción de energía y sobre todo con el nivel de carga del transformador.

Una vez determinadas las pérdidas medias de energía en las líneas de transmisión (con las dos alternativas de conductor) y en los transformadores de potencia, para cada escenario de producción establecido, a continuación se indican la suma de dichas pérdidas para cada escenario.

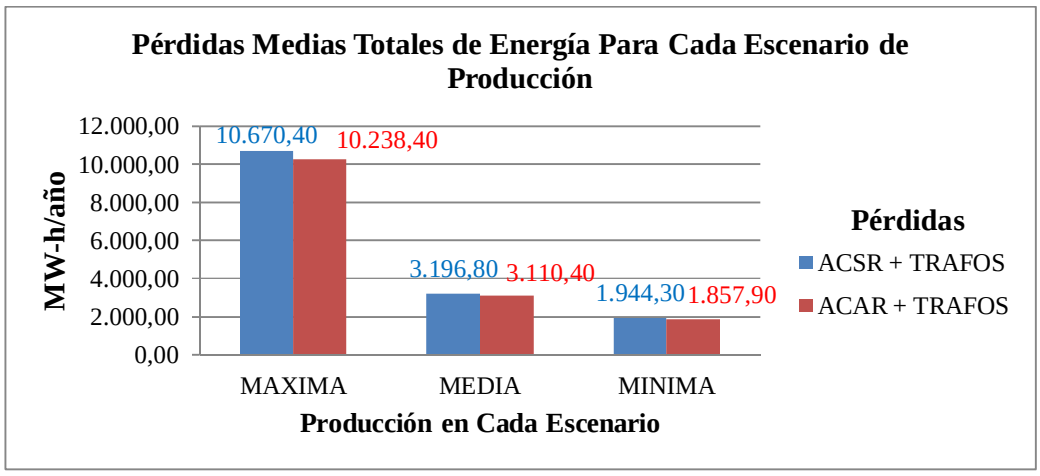


Figura 3.3: Pérdidas Medias Totales de Energía al año en MW-h/año Para Cada Escenario de Producción.
Fuente: Elaboración propia.

Al sumar las pérdidas medias totales de energía resultantes en cada escenario de producción se pueden obtener las pérdidas medias totales de energía al año que generará el sistema de evacuación de potencia de las centrales de generación de Enerjubones S.A., puesto que los tres escenarios de producción establecidos se dan en un año calendario, esto se puede observar en la siguiente figura.

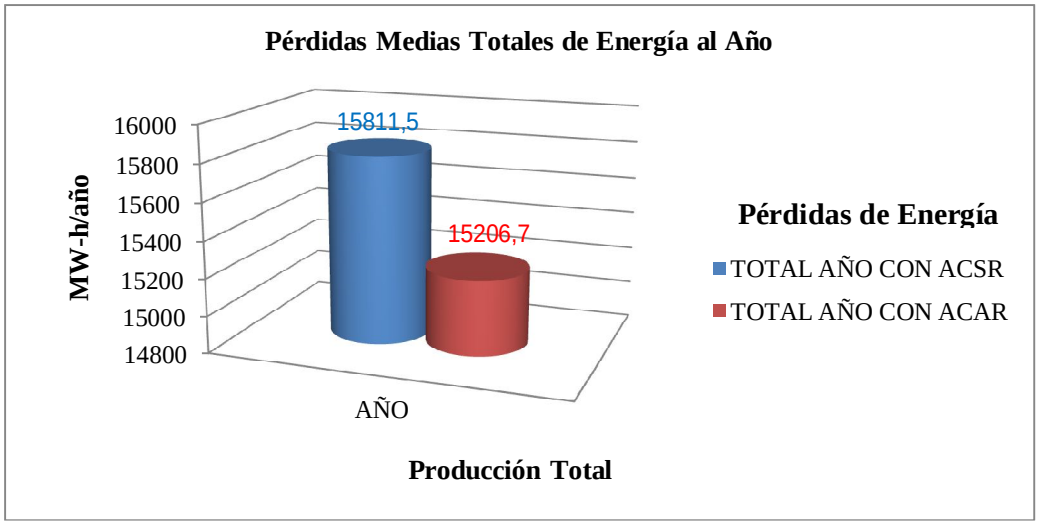


Figura 3.4: Pérdidas Medias Totales de Energía al año en MW-h/año - Conductor ACAR 1200 vs. ACSR Bluejay 1113.
Fuente: Elaboración propia.

En base a lo anterior se puede establecer que el conductor con las mejores características técnicas y económicas, para la línea de transmisión San Idelfonso – La Unión – Minas, es el conductor ACAR 1200.

Debido a este resultado, a continuación se hará referencia únicamente a las pérdidas de energía resultantes con el conductor ACAR 1200.

3.2. Costos Estimados de Pérdidas de Energía

El Centro Nacional de Control de Energía – CENACE, como organismo encargado de la operación del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), a través de la Dirección de Planeamiento, establece anualmente un estimado del costo en dólares de las pérdidas de energía en el S.N.I., el cual varía de acuerdo a los meses de producción de energía, y de variables propias del comportamiento del SEP ecuatoriano.

Probabilidad	Abr 2012	May 2012	Jun 2012	Jul 2012	Ago 2012	Sep 2012	Oct 2012	Nov 2012	Dic 2012	Ene 2013	Feb 2013	Mar 2013
del 10%	50,4	45,4	47,5	52,2	54,1	70,3	72,2	70,9	60,8	58,3	64,7	57,6
Promedio	46,5	38,9	41,7	41,1	44,4	53,6	53,5	56,7	52,3	52,7	59,1	49,5
del 90%	41,2	31,0	31,4	34,1	29,9	44,6	45,1	45,8	47,2	47,7	53,0	43,8

Tabla 3.2: Precios Promedio Estimados de Pérdidas de Energía en el S.N.I. en USD$/MW-h
Fuente: Plan de Operación del S.N.I. Abril 2012 – Marzo 2013. CENACE.

En el capítulo 2 se establecieron tres escenarios típicos de producción que podrían llegar a tener las centrales Minas-San Francisco y La Unión anualmente, los cuales fueron establecidos como de máxima producción (estación lluviosa), de media producción (estación intermedia) y de mínima producción (estación seca), con una duración de 6 (febrero-julio), 3 (enero, agosto y diciembre) y 3 (septiembre-noviembre) meses respectivamente.

Para obtener los costos de las pérdidas de energía para cada escenario de producción en función de los costos que establece el CENACE, se toma como referencia la información descrita en la tabla 3.2 (valor promedio), para lo cual se obtiene un costo promedio de los meses que corresponden a cada escenario de producción establecido, como se indica en la tabla a continuación.

Escenario de Producción	Meses	Costo Promedio USD$/MW-h
Máxima	Febrero Marzo Abril Mayo Junio Julio	46,15
Media	Enero Agosto Diciembre	49,81
Mínima	Septiembre Octubre Noviembre	54,60

Tabla 3.3: Costos Promedio Estimados de Pérdidas de Energía Para Cada Escenario de Producción en USD$/MW-h
Fuente: Elaboración propia.

Una vez obtenidos los costos promedios de las pérdidas de energía que determina el CENACE, para cada escenario de producción establecido, se procede a estimar el costo en dólares de las pérdidas de energía resultantes con el conductor que ofrece mayores beneficios tanto técnicos como económicos.

Para lo cual se hace referencia a la información de pérdidas de energía resultantes de las corridas de flujos de carga desarrolladas en el capítulo 2, donde se indican las pérdidas medias diarias de energía resultantes en las líneas de transmisión para cada escenario establecido.

Costos por Pérdida Diaria Media de Energía en Líneas de Transmisión						
Líneas	**Escenario 1** Demanda Máxima Producción Máxima		**Escenario 2** Demanda Máxima Producción Media		**Escenario 3** Demanda Máxima Producción Mínima	
Conductor	**ACAR 1200**	**ACSR Bluejay 1113**	**ACAR 1200**	**ACSR Bluejay 1113**	**ACAR 1200**	**ACSR Bluejay 1113**
Pérdidas en Cada Escenario MW-h/año	6.480,0	6.912,0	1.209,6	1.296,0	648,0	734,4
Costos Pérdidas en Cada Escenario USD$/MW-h	299.052,00	318.988,80	60.250,18	64.553,76	35.380,80	40.089,24
Pérdidas Totales al Año MW-h/año	Conductor ACAR 1200			8.337,60		
	Conductor ACSR 1113			8.942,40		
Costos Pérdidas Totales al Año UAD$/MW-h	Conductor ACAR 1200			394.682,98		
	Conductor ACSR 1113			423.640,80		

Tabla 3.4: Costos Promedio por Pérdidas Medias Diarias de Energía en Líneas de Transmisión en USD$/MW-h
Fuente: Elaboración propia.

Con la información de la tabla anterior se deduce que al utilizar el conductor ACAR 1200 se obtiene un ahorro de $ 28.957,82 al año con respecto al conductor ACSR BLUEJAY 1113, por lo cual, se lo selecciona y considera para los cálculos de costos de pérdidas totales siguientes.

A continuación se indican los costos por pérdidas medias diarias de energía en los transformadores de potencia.

Costos por Pérdida Diaria Media de Energía en Transformadores de Potencia			
Transformador	**Escenario 1** Demanda Máxima Producción Máxima	**Escenario 2** Demanda Máxima Producción Media	**Escenario 3** Demanda Máxima Producción Mínima
Pérdidas en Cada Escenario MW-h/año	3.758,4	1.900,8	1209,9
Costos Pérdidas en Cada Escenario USD$/MW-h	173.450,16	94.678,85	66060,54
Pérdidas Totales al Año MW-h/año		6.869,10	
Costos por Pérdidas Totales al Año UAD$/MW-h		334.189,55	

Tabla 3.5: Costos Promedio por Pérdidas Medias Diarias de Energía en Transformadores de Potencia en USD$/MW-h
Fuente: Elaboración propia.

A continuación se indican los costos en dólares por pérdidas diarias medias de energía totales al año que se generarán en el sistema de evacuación de potencia de la empresa Enerjubones S.A. al utilizar el conductor de mejores características técnicas económicas, el conductor ACAR 1200.

Costos Medios Diarias Totales por Pérdidas de Energía			
Pérdidas	**Escenario 1** Demanda Máxima Producción Máxima	**Escenario 2** Demanda Máxima Producción Media	**Escenario 3** Demanda Máxima Producción Mínima
Pérdidas Totales de Energía Cada Escenario MW-h/año	10.238,40	3.110,40	1.857,90
Costos Pérdidas Totales de Energía Cada Escenario USD$/MW-h	472.502,16	154.929,02	101.441,34
Pérdidas Totales de Energía MW-h/año	15.206,70		
Costos Pérdidas Totales de Energía USD$/MW-h	728.872,52		

Tabla 3.6: Costos de Pérdidas Medias Totales de Energía en USD$/MW-h
Fuente: Elaboración propia.

En la siguiente figura se representan los costos en dólares que generan las pérdidas diarias medias totales de energía al año con cada uno de los conductores seleccionados en el capítulo 1.

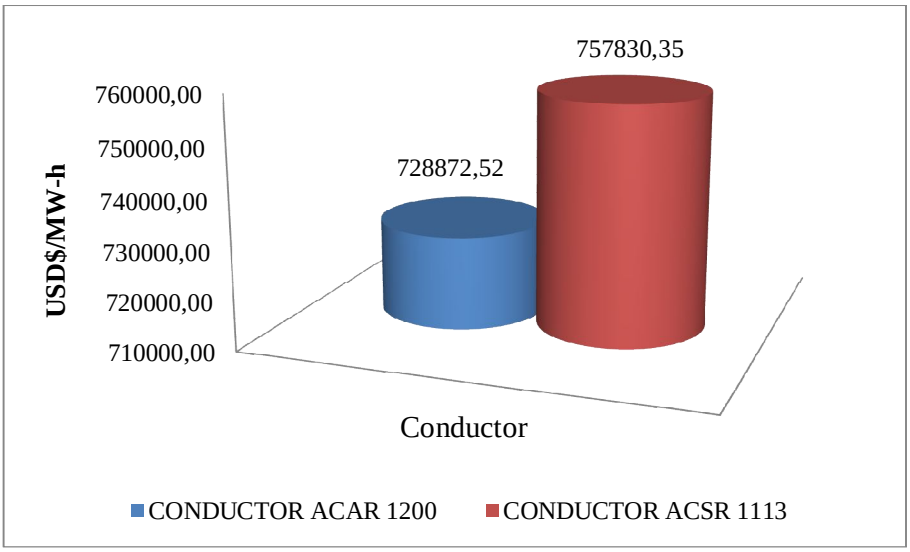


Figura 3.5: Costos de Pérdidas Medias Totales de Energía al año en USD$/MW-h Conductor ACAR 1200 vs. ACSR Bluejay 1113.
Fuente: Elaboración propia.

CONCLUSIONES

- Antes de realizar el análisis de los parámetros técnicos que ayudan a una adecuada selección de los elementos de transformación y de transmisión se tiene que analizar en primer lugar la capacidad máxima de producción de cada central de generación, misma que está en función de su potencia total instalada, ya que de éstos valores depende el dimensionamiento de los elementos de transformación y de los conductores de la línea de transmisión.

- Los elementos de transformación de las subestaciones eléctricas de generación al ser de media y gran potencia requieren de una orden de pedido especial para cada elemento, para lo es fue necesario referirse a la Norma IEC 60076 *Power Transformers*, en donde se describen los parámetros técnicos necesarios que deben incluir en una orden de pedido para un elemento de transformación de medianas y grandes potencias.

- La elección del número de elementos de transformación de potencia por cada subestación, se realizó con el criterio de confiabilidad, con lo cual se estableció un elemento de transformación por cada unidad de generación de las centrales, quedando tres en la subestación de la central Minas – San Francisco y dos en la subestación de la central La Unión, con lo cual ante la presencia de una falla en un transformador únicamente quede fuera de servicio la unidad conectada a dicho transformador, con esto se garantiza que la energía producida por las unidades restantes sea transmitida con normalidad a través de su respectivo trasformador.

- Los parámetros técnicos a ser considerados en la orden de pedido descritos en la Norma IEC 60076 Power Transformers son válidos únicamente para subestaciones eléctricas cuya altura sobre el nivel del mar no exceda los 1.000 m., para alturas superiores la norma describe factores de corrección para los parámetros, las subestaciones de las centrales Minas – San Francisco y La Unión se encuentran a 263,5 y 81,5 m.s.n.m. respectivamente, por lo cual no es necesario calcular factores de corrección debido a la altitud.

- Para establecer los parámetros de impedancia de corto circuito, pérdidas en el cobre y en el hierro de los elementos de transformación seleccionados, fue necesario tomar como referencia los datos de placa de transformadores existentes en el S.N.I. que presentan características de potencia y relación de transformación similares, esto debido a que dichos parámetros se los obtienen a partir de los ensayos a vacío y a cortocircuito una vez haya finalizado la construcción del elemento de transformación.

- La selección del tipo de conductor de la línea de transmisión San Idelfonso – La Unión – Minas se realiza tomando como referencia la Norma de Diseño Para Líneas de 138 kV publicada por el Ex Inecel, en donde se establece que los conductores a ser empleados en las líneas de transmisión del S.N.T. deben ser exclusivamente de aluminio, aleación de aluminio, combinación de las dos anteriores o de aluminio y acero, por lo cual luego de un análisis entre los conductores existentes en el mercado que cumplen con la exigencias de la norma, se seleccionó a dos tipos de conductores el ACAR y ACSR.

- Para la selección del calibre de los dos tipos de conductores seleccionados, se emplearon tres criterios, el primero es la confiabilidad de mantener la transmisión de energía ante la ocurrencia de una falla o por mantenimiento en uno de los circuitos, el segundo es la máxima potencia que pueden transmitir los conductores, la cual depende de la máxima corriente de fase a circular por el conductor, y como tercer criterio se aplicó un análisis de la presencia de pérdidas debidas al efecto corona, en el cual se determinó que existirán pérdidas mínimas debidas a dicho efecto y solamente bajo condiciones extremas climatológicas y de operación (sobrevoltajes del 105%),condiciones que difícilmente se presenten simultáneamente. En base a los referidos criterios los calibres seleccionados fueron el ACAR 1200 y el ACSR Bluejay 1113.

- Se determinaron tres épocas típicas de producción de las centrales de generación, en función del nivel de agua en el embalse, para lo cual se analizó la precipitación de aguas lluvia en la región, es así que se estableció la

época de máxima producción que corresponde a la época lluviosa (febrero a julio), la de mínima producción que corresponde a la época de estiaje (septiembre a noviembre) y la de media producción que corresponde a una época intermedia entre lluviosa y de estiaje (diciembre, enero y agosto), manteniendo así una producción variable a lo largo del año que depende exclusivamente de la precipitación de aguas lluvia en el lugar del embalse.

- Para realizar las corridas de flujos de carga se establecieron 9 escenarios, entre las épocas de producción y las demandas máxima, media y mínima proyectadas al año 2015 en la barra de la subestación Machala. Los resultados de los escenarios descritos mostraron que las pérdidas de potencia en los elementos seleccionados, varían conforme varía la producción de cada época establecida, no siendo así con la demanda, esto se debe a que la producción de las centrales están referidas a los niveles de agua en el embalse, manteniéndose siempre mayor a la demanda proyectada en la barra Machala, por lo que el flujo de energía restante circula por el sistema de transmisión hacia el S.N.I.

- Adicionalmente se estableció un décimo escenario, en el cual se suspende un circuito de la línea de transmisión, para que así la línea opere como una configuración de circuito simple, los resultados mostraron que bajo similares condiciones de producción y demanda, las pérdidas de energía con configuración de circuito simple se duplican con respecto a las pérdidas observadas cuando la línea opera como circuito doble, esto demuestra que una configuración de doble circuito es la mejor alternativa cuando se requiere de confiabilidad y una mayor reducción de pérdidas en el sistema.

- Los resultados de las corridas de flujos de carga demostraron que las pérdidas en los transformadores de potencia están en función de la producción de las unidades de generación, es así que las pérdidas son mayores durante la época de máxima producción y son menores durante la época de mínima producción.

- Las pérdidas en los conductores, a más de estar en función de la producción de las centrales, también están en función de la distancia de la línea, existiendo más pérdidas en la línea externa que en la línea interna, puesto que la primera tiene una distancia de 26 km, mientras que la segunda mantiene una distancia de 16 km.

- Las corridas de flujos de carga se realizaron para cada uno de los dos conductores seleccionados, en consecuencia las pérdidas de energía totales que se presentarían en todo el sistema de evacuación de potencia, es decir sumando las pérdidas en los transformadores de potencia más las pérdidas en la línea de transmisión, son de 15.206,70 MWh-año, lo que provocaría que la empresa pierda $ 728.872,52 al año, esto utilizado el conductor ACAR 1200, mientras que al utilizar el conductor ACSR Bluejay 1113 las pérdidas totales resultan ser de 15.811,50 MWh-año, causando que las pérdidas económicas de la empresa aumenten a $757.830,35

- El conductor ACAR 1200 genera menos pérdidas que el conductor ACSR Bluejay 1113. Por lo tanto se determina que la mejor alternativa técnica – económica la constituye el conductor ACAR 1200, en razón de que al utilizarlo las pérdidas de energía disminuyen en un 10,5% dando como resultado que la empresa ahorre $ 28.957,82 al año, por concepto de pérdidas de energía en el sistema de evacuación de potencia.

RECOMENDACIONES

- La selección de los transformadores de potencia y del conductor, se realizó tomando como guía a la Norma IEC 60076 Power Transformers y la Norma de Diseño de Líneas a 138 kV publicada por el EX - INECEL, respectivamente, por cual se recomienda que se mantengan dichas normas como referencia para las pruebas, transporte y montaje de los elementos seleccionados.

- Se recomienda la utilización de un transformador de potencia por cada unidad de generación, para así garantizar que la potencia producida por cada unidad de generación sea transmitida por un transformador independiente de las unidades restantes, con esto ante la ocurrencia de una falla o por mantenimiento de un transformador, solamente quedará fuera de servicio la unidad conectada a dicho transformador.

- Los resultados de las corridas de flujos de carga en el escenario 10 dieron como resultado que al tener una línea de transmisión con una configuración de circuito doble se produce la mitad de pérdidas que una configuración de circuito simple, por lo cual se recomienda que se mantenga dicha configuración.

- Se recomienda que la línea de transmisión sea construida con el conductor tipo ACAR, calibre 1200, debido a que presenta características eléctricas idóneas para conducir la máxima capacidad de corriente que generen las centrales de generación, esta recomendación se realiza en razón de que los cálculos de las máximas corrientes consideraron un factor de potencia de 0,85, así como también porque genera menos cantidad de pérdidas de energía que el conductor ACSR Bluejay 1113.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

Libros y Artículos

[1] MARTÍN, José Raúl, *Diseño de Subestaciones Eléctricas,* Tercera Edición, Editorial McGraw-Hill, México 1987.

[2] GRAINGER, John y STEVENSON, William Jr, *Análisis de Sistemas de Potencia,* Primera Edición, Editorial McGraw-Hill, México 1996.

[3] RAS, Enrique, *Transformadores de Potencia de Medida y de Protección,* Séptima Edición, Barcelona España 1994.

[4] RAS, Enrique, *Teoría de Líneas Eléctricas,* Segunda Edición, Barcelona España 1975.

[5] CHECA, Luis María, *Líneas de Transporte de Energía,* Tercera Edición, Barcelona 1988.

[6] WESTINGHOUSE, *Electrical Transmission and Distribution Reference Book,* Fourth Edition, Westinghouse Electric Corporation, Pennsylvania, 1964.

[7] KERSTING William, *Distribution System Modeling and Analysis,* First Edition, CRC Press, New York, 2002.

[8] KOTHARI, D y NAGRATH, I., *Sistemas Eléctricos de Potencia*, Tercera Edición, McGraw Hill, México, 2008.

[9] CARDONA, Leonardo, *Modelación de Redes de Transmisión de Energía Eléctrica,* Universidad Nacional de Colombia, Medellín 2004.

[10] GONZÁLES-LONGATT, Francisco, *Sistemas de Transmisión,* Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Nacional, Venezuela 2005.

[11] BAYLISS, Colin y HARDY, Brian, *Transmission and Distribution Electrical Engineering*, Third Edition, Newnes Elsevier, Oxford, 2007.

[12] CONELEC, *Boletín Estadístico Sector Eléctrico Ecuatoriano 2010,* Agosto 2011.

[13] CELEC EP – Unidad de Negocio Transelectric, *Suministro de Cable con Fibra Óptica, Especificaciones Técnicas*.

[14] CONELEC, *Plan Maestro de Electrificación Período 2009 – 2020*. (Recuperado el 20 de octubre de 2011).

http://www.conelec.gob.ec/documentos.php?cd=4171&l=1

[15] CELEC EP – Unidad de Negocio Transelectric, *Plan de Expansión de Transmisión Período 2010-2020,* Versión Mayo del 2009. (Recuperado el 6 de diciembre de 2012). http://www.transelectric.com.ec/transelectric_portal/files/plan%20de%20expansion.pdf

Manuales

[1] ENERJUBONES S.A., *Informe Ejecutivo Proyectos Hidroeléctricos Minas San Francisco y La Unión*, Enero 2011.

[2] SIEMENS, *Power Engineering Guide Transmission and Distribution*, Fourth Edition.

[3] CABEL, *Interamericana de Cables Venezuela S.A.* (Recuperado el 18 de enero de 2012). http://www.interacables.com.ve/icv/index.php.

[4] DIGSILENTE POWER FACTORY, *Guide Power System Analysis Software,* 2011.

[5] GONZÁLEZ-LONGATT, Francisco, *DIGSILENT Manual de Usuario, Primera Parte*. Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Nacional, Venezuela 2005.

[6] INECEL, *Normas de Diseño Para Líneas de 138 kV,* Registro Oficial Número 584, Ecuador 1974.

[7] TRANSELECTRIC S.A., *Especificaciones Técnicas Para Transformadores de Potencia,* Capitulo 2.

Tesis y Trabajos de Investigación

[1] AGUIRRE CÁRDENAS, Christian Wladimir, *"Estudios Eléctricos de Sistemas de Potencia Para la Carrera de Ingeniería Eléctrica Utilizando el Software Power Factory 13.1 de DIgSILENT"*, Tesis Universidad Politécnica Nacional, Quito – Ecuador, Julio del 2008.

[2] GUERRERO PAREDES, Andrés Mauricio, *"Análisis de la Interconexión de la Central Hidroeléctrica Abanico al Sistema Nacional Interconectado"*, Tesis Universidad Politécnica Nacional, Quito – Ecuador, Septiembre del 2010.

[3] CHASIPANTA GONZÁLES, Joaquín Alfredo, *"Estudio Para Repotenciación de la Línea de Transmisión Pucará – Mulaló a 138 KV Utilizando el Conductor Más Económico"*, Tesis Universidad Politécnica Nacional, Quito – Ecuador, Junio del 2011.

[4] GUERRA SALCEDO, Christian Alexander, *"Repotenciación de una Línea de Transmisión de 230 KV con Conductores de Última Generación Tipo (T)"*, Tesis Universidad Politécnica Nacional, Quito – Ecuador, Septiembre del 2008.

[5] LÓPEZ BAUTISTA, Eder Santiago, *"Análisis de la Calidad del Transformador de Potencia"*, Tesis Universidad Politécnica Nacional, Quito – Ecuador, Octubre del 2007.

[6] ARIAS PAZMIÑO, José Leonardo, *"Proyecto de Normalización Para Diseño de Líneas de Transmisión Aéreas Hasta 230 KV"*, Tesis Universidad Politécnica Nacional, Quito – Ecuador, Junio del 2011.

Normas Técnicas

[1] IEC, *Standard IEC 60076 Power Transformers*, Segunda Edición, 2000.

[2] IEC, *Standard IEC 60214 Tap Changers*, Primera Edición, 2004.

[3] IEC, *Standard IEC 60071 Insulation Coordination*, Tercera Edición, 1994.

Páginas Internet

[i] (Recuperado el 2 de noviembre de 2011) www.mitecnologico.com

[ii] (Recuperado el 23 de marzo de 2012) www.digsilent.de

[iii] (Recuperado el 30 de enero de 2012)

http://www.transmission-line.net/2011/04/conductor-selection-on-transmission.html

[iv] (Recuperado el 17 de abril de 2012) http://www.ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.com/2009/12/el-cable-de-guardia-con-fibras-opticas.html.

[v] (Recuperado el 2 de marzo de 2012) http://www.revistaei.cl/noticias/index_neo_mercado_energetico.php.

ANEXOS.

ANEXO 1

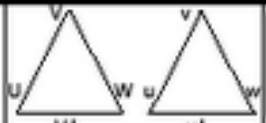
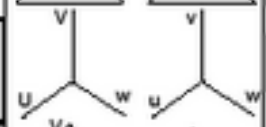
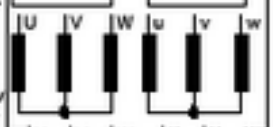
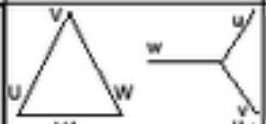
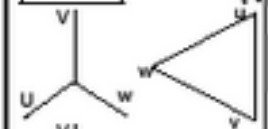
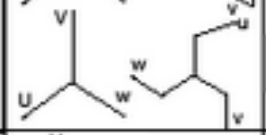
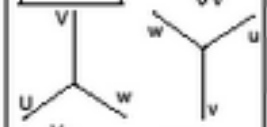
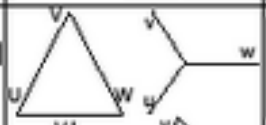
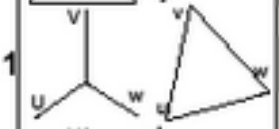
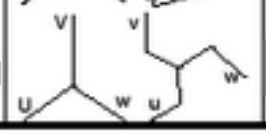
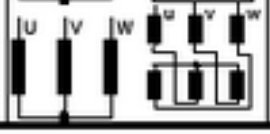
- **Anexo 1.1:** Potencias Nominal y Efectiva de las Empresas Generadoras del Sector Eléctrico Ecuatoriano
- **Anexo 1.2:** Características de las Líneas de Transmisión del S.N.T.
- **Anexo 1.3:** Estructura Metálica de Suspensión Liviana.
- **Anexo 1.4:** Proyectos Futuros de Centrales de Generación Cercanos a las Centrales Enerjubones S.A.
- **Anexo 1.5:** Futuro Sistema de Transmisión a 500 kV.

Anexo 1.1: Potencias Nominal y Efectiva de las Empresas Generadoras del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

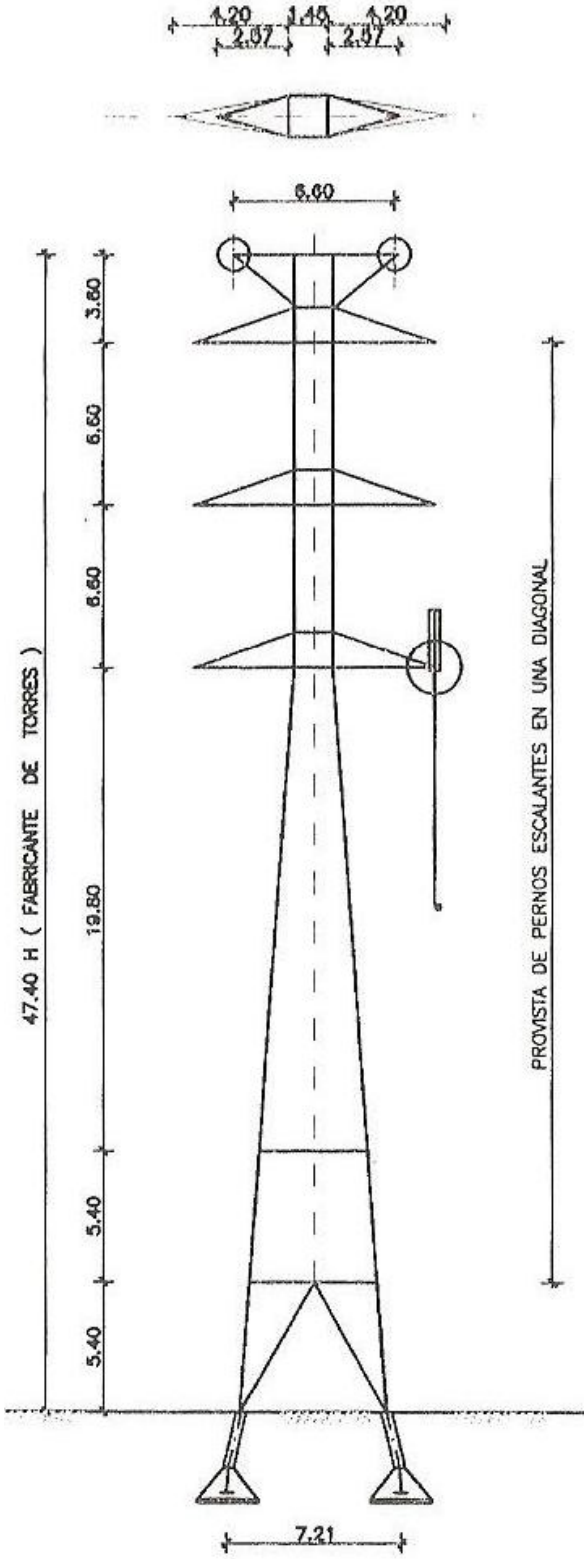
Tipo de Empresa	Empresa	Incorporado al SNI	Tipo de Central	Provincia	# centrales	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Generadoras	CELEC-Electroguayas	Si	Térmica	Guayas	5	544,07	516,00
	CELEC-Hidroagoyán	Si	Hidráulica	Tungurahua	2	233,00	226,00
	CELEC-Hidropaute	Si	Hidráulica	Azuay	2	1258,66	1203,26
	CELEC-Termoesmeraldas	Si	Térmica	Esmeraldas	1	132,50	131,00
	CELEC-Termopichincha	No	Térmica	Guayas	3	3,85	3,58
		Si	Térmica	Esmeraldas	1	6,50	5,80
				Guayas	2	50,07	42,06
				Los Ríos	1	130,00	130,00
				Manabí	2	59,80	49,00
				Pichincha	2	68,82	67,80
				Santa Elena	1	75,00	75,00
	Elecaustro	Si	Hidráulica	Azuay	2	38,43	38,43
			Térmica	Azuay	1	19,20	17,20
	Electroquil	Si	Térmica	Guayas	1	181,00	181,00
	EMAAP-Q	Si	Hidráulica	Pichincha	3	23,36	22,94
	Eolicsa	No	Eólica	Galápagos	1	2,40	2,40
	Generoca	Si	Térmica	Guayas	1	38,12	34,33
	Hidronación	Si	Hidráulica	Guayas	1	213,00	213,00
	Hidropastaza	Si	Hidráulica	Tungurahua	1	230,00	212,00
	Hidrosibimbe	Si	Hidráulica	Los Ríos	1	16,00	14,50
				Pichincha	1	1,00	0,95
	Machala Power	Si	Térmica	El Oro	1	140,00	128,50
	Termoguayas	Si	Térmica	Guayas	1	150,00	120,00
	Intervisa Trade	Si	Térmica	Guayas	1	115,00	102,00
Total Generadoras					**38**	**3729,78**	**3597,35**
Tipo de Empresa	**Empresa**	**Incorporado al SNI**	**Tipo de Central**	**Provincia**	**# Centrales**	**Potencia Nominal (MW)**	**Potencia Efectiva (MW)**
Generación No Escindida	CENEL-Bolivar	Si	Hidráulica	Bolívar	1	1,66	1,33
	CENEL-El Oro	No	Térmica	El Oro	2	0,27	0,22
	CENEL-Esmeraldas	No	Térmica	Esmeraldas	1	1,10	0,90
	CENEL-Sucumbios	No	Hidráulica	Sucumbíos	1	0,14	0,20
			Térmica	Orellana	4	15,99	10,49
				Sucumbíos	2	27,25	21,35
	E.E. Amabato	Si	Hidráulica	Tungurahua	1	3,00	2,90
			Térmica	Tungurahua	1	5,00	3,30
	E.E. Centro Sur	No	Hidráulica	Mor. Santiag	1	0,50	0,40
	E.E. Cotopaxi	No	Hidráulica	Cotopaxi	3	2,80	2,68
		Si	Hidráulica	Cotopaxi	2	9,39	9,20
	E.E. Galápagos	No	Solar	Galápagos	1	0,02	0,02
			Térmica	Galápagos	4	9,80	7,67
	E.E. Norte	Si	Hidráulica	Carchi	2	4,27	4,27
				Imbabura	1	8,00	8,00
			Térmica	Carchi	1	2,50	1,80
	E.E. Quito	No	Hidráulica	Napo	1	0,10	0,07
		Si	Hidráulica	Pichincha	5	96,88	96,88
			Térmica	Pichincha	2	43,39	39,10

	E.E. Riobamba	No	Hidráulica	Chimborazo	1	0,31	0,30
		Si	Hidráulica	Chimborazo	2	13,53	13,00
			Térmica	Chimborazo	1	2,50	2,00
	E.E. Sur	Si	Hidráulica	Za. Chinchi	1	2,40	2,40
			Térmica	Loja	1	13,91	12,00
	Eléctrica de Guayaquil	Si	Térmica	Guayas	3	236,07	212,00
Total Generación No Escindida					**45**	**501,03**	**452,48**
Tipo de Empresa	**Empresa**	**Incorporado al SNI**	**Tipo de Central**	**Provincia**	**# Centrales**	**Potencia Nominal (MW)**	**Potencia Efectiva (MW)**
Autogeneración	Agip	No	Térmica	Napo	1	9,00	7,78
				Pastaza	2	33,38	29,70
	Aguay y Gas de Sillunchi	Si	Hidráulica	Pichincha	2	0,40	0,39
	Andes Petro	No	Térmica	Orellana	23	44,40	36,03
				Sucumbios	13	108,67	91,34
	Con. Provin. Tungurahua	Si	Hidráulica	Tungurahua	1	0,12	0,11
	Ecoelectric	Si	Biomasa	Guayas	1	36,50	35,20
	Ecoluz	Si	Hidráulica	Napo	2	8,93	8,31
	Ecudos	Si	Biomasa	Cañar	1	29,80	27,60
	Electroandina	Si	Hidráulica	Carchi	1	0,20	0,16
				Imbabura	1	0,40	0,40
	Electrocordova	Si	Hidráulica	Imbabura	1	0,20	0,20
	Enermax	Si	Hidráulica	Cotopaxi	1	16,60	15,00
	Hidroabanico	Si	Hidráulica	Mor.Santia.	1	38,45	37,99
	Hidroimbabura	Si	Hidráulica	Imbabura	1	0,60	0,49
	Hidroservice	Si	Hidráulica	Imbabura	1	0,56	0,56
	I.M. Mejía	Si	Hidráulica	Pichincha	1	2,50	1,98
	La Internacional	Si	Hidráulica	Pichincha	1	3,00	2,86
	Lafarge	Si	Térmica	Imbabura	1	33,15	27,30
	Manageneración	Si	Hidráulica	Manabí	2	9,00	9,00
	Moderna Alimentos	Si	Hidráulica	Pichincha	1	1,65	1,56
			Térmica	Pichincha	1	1,60	1,40
	Municipio A. Ante	Si	Hidráulica	Imbabura	1	0,40	0,32
	Ocp	No	Térmica	Esmeraldas	1	1,73	1,73
				Napo	2	9,51	7,74
				Pichincha	2	0,80	0,60
				Sucumbíos	2	9,48	9,48
	Perlabí	Si	Hidráulica	Pichincha	1	2,70	2,45
	Petroamazonas	No	Térmica	Napo	2	30,38	16,13
				Orellana	15	116,18	65,10
				Sucumbíos	13	71,24	30,22
	Petrobras	No	Térmica	Orellana	1	17,30	16,00
	Petroproducción	No		Orellana	3	17,60	13,35
				Sucumbíos	8	58,42	50,52
	Repsol	No	Térmica	Orellana	5	144,68	118,92
				Sucumbíos	1	8,64	6,36
	San carlos	Si	Biomasa	Guayas	1	35,00	30,60
	Sipec	No	Térmica	Orellana	5	8,70	6,60
Total Autogeneración					**123**	**911,87**	**711,56**
GENERACIÓN TOTAL					**206**	**5142,68**	**4761,39**

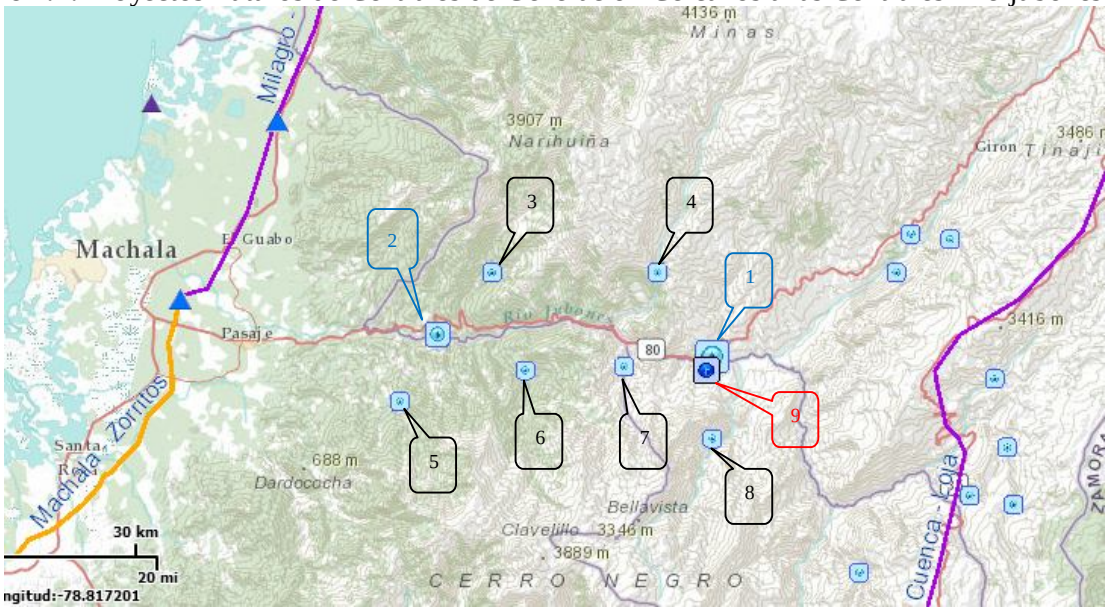
Anexo 1.2: Esquema de los Tipos de Conexión de Transformadores.

1	2	3	4	5	6	7	8
Identificación		Diagrama		Esquema		Relación de tensiones compuestas (*) $\frac{U_{AT}}{U_{BT}}$	Antigua denominación V.D.E.
Desfase Ang. de B.T. en retraso)	Denominación C.E.I.	A.T.	B.T.	A.T.	B.T.		
0°	Dd0					$\frac{N_A}{N_B}$	A_1
	Yy0					$\frac{N_A}{N_B}$	A_2
	Dz0					$\frac{2N_A}{3N_B}$	A_3
150°	Dy5					$\frac{N_A}{\sqrt{3}N_B}$	C_1
	Yd5					$\frac{\sqrt{3}N_A}{N_B}$	C_2
	Yz5					$\frac{2N_A}{\sqrt{3}N_B}$	C_3
180°	Dd6					$\frac{N_A}{N_B}$	B_1
	Yya					$\frac{N_A}{N_B}$	B_2
	Dz6					$\frac{2N_A}{3N_A}$	B_3
-30°	Dy11					$\frac{N_A}{\sqrt{3}N_B}$	D_1
	Yd11					$\frac{\sqrt{3}N_A}{N_B}$	D_2
	Yz11					$\frac{2N_A}{\sqrt{3}N_B}$	D_3

Anexo 1.3: Estructura Metálica de Suspensión Liviana.



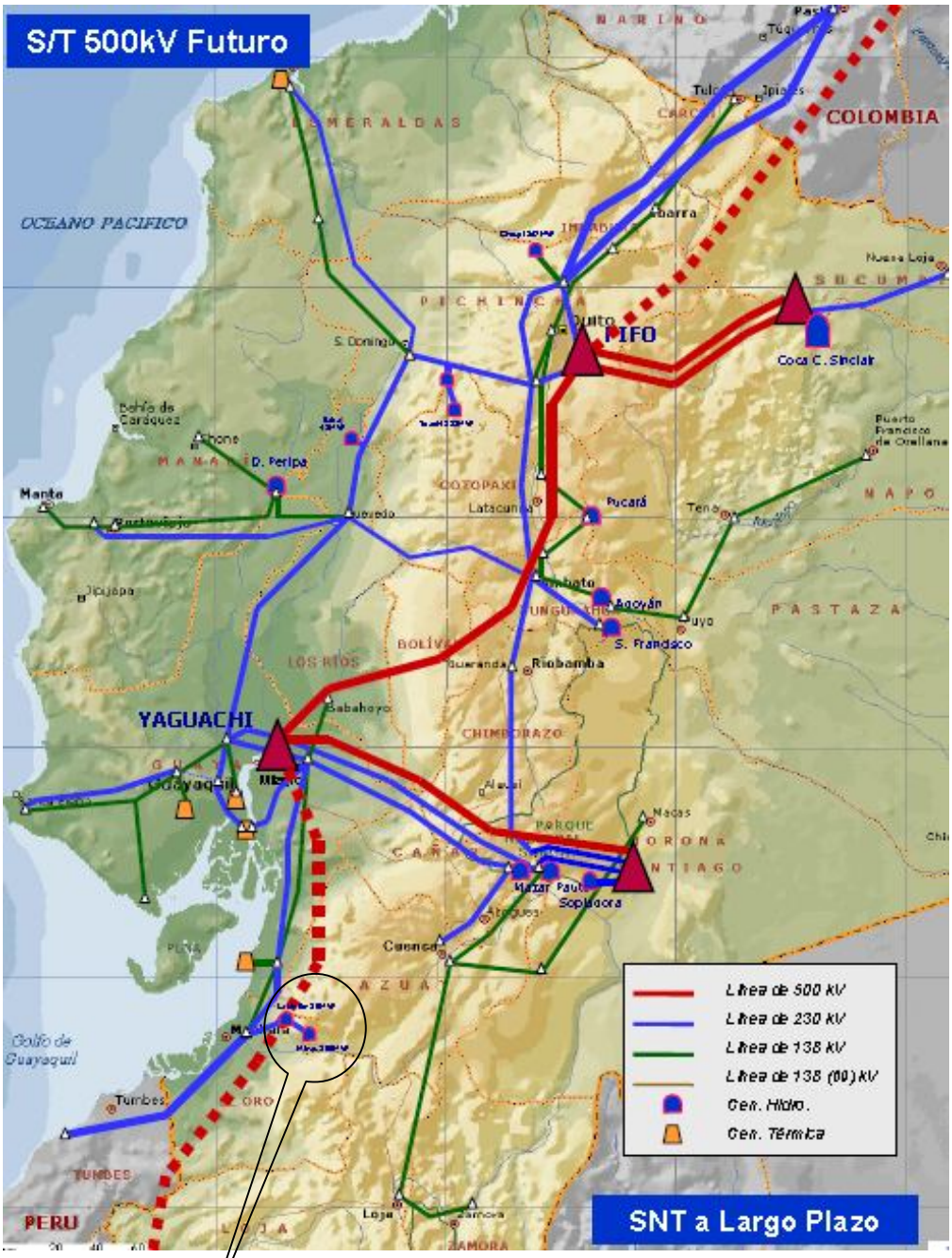
Anexo 1.4: Proyectos Futuros de Centrales de Generación Cercanos a las Centrales Enerjubones S.A.



1 Proyecto Hidroeléctrico Minas-San Francisco, 273 MW*
2 Proyecto Hidroeléctrico La Unión, 80 MW*
3 Proyecto Hidroeléctrico Vivar, 5,9 MW**
4 Proyecto Hidroeléctrico San Francisco II, 9,4 MW**
5 Proyecto Hidroeléctrico Casacay, 6,10**
6 Proyecto Hidroeléctrico Chillayacu, 3,92 MW**
7 Proyecto Hidroeléctrico Ganancay, 2,29 MW**
8 Proyecto Hidroeléctrico Uchucay, 8,4 MW**
9 Proyecto Eólico Huascachaca, 50 MW***

* Proyectos Hidroeléctricos en etapa de adjudicación del contrato de construcción, a cargo de Enerjubones S.A.
** Proyectos de Generación Futuros, no adjudicados a empresa de generación alguna.
*** Proyecto Eólico Futuro, en la etapa de estudios, a cargo de Elecaustro S.A.

Anexo 1.5: Futuro Sistema de Transmisión a 500 kV.



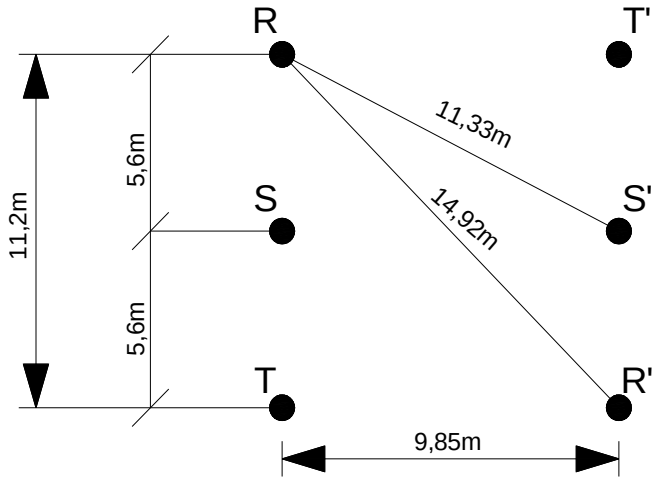
Subestaciones:
- La Unión
- Minas-San Francisco

Enerjubones S.A.

Anexo 1.6: Corriente y Potencia Máximos de las Líneas de Transmisión a 230 kV del S.N.I.

Línea de Transmisión	Conductor		Capacidad				# Circuitos
			Continua		Emergencia		
	Calibre	Tipo	A	MVA	A	MVA	
Pomasqui - Jamondino C1 - C2	1200	ACAR	833	332	1074	428	2
Santa Rosa - Pomasqui	1200	ACAR	833	332	1074	428	2
Santa Rosa – Santo Domingo	1113	ACSR	858	342	1110	442	2
Santo Domingo - Quevedo	1113	ACSR	886	353	1110	442	2
Quevedo - Pascuales	1113	ACSR	886	353	1110	442	2
Pascuales - Trinitaria	1113	ACSR	886	353	1110	442	1
Pascuales - Dos Cerritos	1113	ACSR	886	353	1110	442	1
Milagro - Dos Cerritos	1113	ACSR	886	353	1110	442	1
Milagro - Pascuales	1113	ACSR	886	353	1110	442	1
Molino - Zhoray	1113	ACSR	858	353	1110	442	2
Milagro - Zhoray	1113	ACSR	858	342	1110	442	2
Pascuales - Molino	1113	ACSR	858	342	1110	442	2
Molino - Riobamba	1113	ACSR	858	342	1110	442	1
Molino - Totoras	1113	ACSR	858	342	1110	442	1
Riobamba - Totoras	1113	ACSR	858	342	1110	442	1
Santa Rosa - Totoras	1113	ACSR	858	342	1110	442	2
Machala - Zorritos	1200	ACAR	833	332	1074	428	1
Pomasqui – Jamondino C3 - C4	1200	ACAR	833	332	1074	428	2
Zhoray - Sinincay	1200	ACAR	833	332	1074	428	1
Quevedo - San Gregorio	1200	ACAR	833	332	1074	428	1
Promedio	**1113**	**ACSR**	**870**	**332**	**1074**	**428**	**--**
Promedio	**1200**	**ACAR**	**833**	**347,5**	**1110**	**442**	**--**

Anexo 1.7: Cálculo de la Distancia Media Geométrica Entre Fases "DMG".



$$dR = \frac{\sqrt{dRS \times dRT \times dRS' \times dRT'}}{dRR'}$$

$$dR = \frac{\sqrt{5,6 \times 11,2 \times 11,33 \times 9,85}}{14,92}$$

$$\boxed{dR = 5,607m}$$

$$dS = \frac{\sqrt{dSR \times dST \times dSR' \times dST'}}{dSS'}$$

$$dS = \frac{\sqrt{5,6 \times 5,6 \times 11,33 \times 11,33}}{9,85}$$

$$\boxed{dS = 6,441m}$$

$$dT = \frac{\sqrt{dTR \times dTS \times dTR' \times dTS'}}{dTT'}$$

$$dT = \frac{\sqrt{11,2 \times 5,6 \times 9,85 \times 11,33}}{14,92}$$

$$\boxed{dT = 5,607m}$$

$$DMG = \sqrt[3]{dR \; x \; dS \; x \; dT}$$

$$DMG = \sqrt[3]{5,607 \; x \; 6,441 \; x \; 5,607}$$

$$DMG = 5,872 \; m$$

$$DMG = 5872 \; mm$$

ANEXO 2

- **Anexo 2.1:** Proyección Demanda Máxima a Nivel de Barra de S/E Principal.
- **Anexo 2.2:** Proyección Demanda Media a Nivel de Barra de S/E Principal.
- **Anexo 2.3:** Proyección Demanda Mínima a Nivel de Barra de S/E Principal.
- **Anexo 2.4**: Estimación de la Producción Hidroenergética Considerando un Factor de Planta del 66%.
- **Anexo 2.5:** Ingreso de Datos en el Software DIgSILENT Power Factory

Anexo 2.1: Proyección Demanda Máxima a Nivel de Barra de S/E Principal (MW).

Nombre de la Barra	2012	2015	2020
Norte - Ibarra 69 kV	37,6	45	60,8
Norte - Ibarra 34,5 kV	-	-	-
Norte - Ibarra Nueva 1/	27,3	30	35,2
Norte - Chavézpamba	25,8	30,4	39,8
Norte - Tulcán	15	16,9	20,5
EEQ - S. Rosa	139	143,7	179,6
EEQ - Vicentina	122,7	88,6	114,3
EEQ - S. Alegre	109,8	128,8	166,3
EEQ - E. Espejo	39,6	46,7	60,6
EEQ - S/E 19	76,9	75,7	96,3
EEQ - Pomasqui	51,9	62,4	70,5
EEQ - S/E 18 (Cristianía)	51,6	48,2	65
EEQ - Conocoto	29,7	35	45,4
EEQ - S. Rafael	23,5	29,1	40,9
EEQ - Chilibulo	19	22,3	28,7
EEQ - Tababela (Aeropurto)	22	46,4	61
EEQ - Tumbaco (Cumbayá)	18,5	53,1	70,6
EEQ - Kennedy (Zámbiza)	21,4	25,7	46,4
EEQ - S. Antonio	13,4	16,1	21,2
EEQ - Machachi		19,9	30,6
EEQ - Baeza		5,6	7
EEQ - Cotocollao-Nueva	-	21	27,9
Sto. Domingo	85,4	103,5	140,6
EECotopaxi - Mulaló	53,2	62,4	81,2
EECotopaxi - Ambato	14	16,4	21,4
Ambato - Ambato	23,1	27,1	35,3
Ambato - Totoras	43,8	51,2	66,8
Ambato - Baños	14,4	17	22,2
Ambato - Puyo	9,8	11,4	14,9
Ambato - Tena	6,7	7,8	10,2
Riobamba	59,3	67	83
Bolívar	14,4	16,2	19,9
Azogues	19	21,7	27,4
Centro Sur - Cuenca	135,6	160,2	210,9
Centro Sur - Gualaceo	9,4	11,1	14,7
Centro Sur - Macas	8,6	10,1	13,3
Sur - Loja	47,9	54,8	70,3
Sur – Cumbaratza	7	8,9	11,5
Esmeraldas - Esmeraldas	68,5	82	109,7
Esmeraldas - Quinindé	16	18,3	23,2

Manabí - Portoviejo	72,7	91,3	127,8
Manabí - Chone	42,6	53,6	75
Manabí - Montecristi	50,7	65,9	87,3
Manabí - San Juan	92,2	119,8	158,9
Manabí - San Gregorio	43,4	54,5	76,3
Categ - Pascuales	88,3	47,1	78,2
Categ - Policentro	123,3	127,1	118,4
Categ - Salitral	274,2	238,7	373,8
Categ - Trinitaria	108,2	131,5	119,5
Categ - Nueva Prosperina	128,9	193,9	212,1
Categ - Caraguay	111,9	100,8	144,8
Categ - Las Esclusas	-	75,2	120,5
Categ - Las Orquídeas		88,7	173,7
Guayas Los Ríos - Dos Cerritos	109,5	134,2	74,1
Guayas Los Ríos - Durán			142,5
Guayas Los Ríos - Milagro	18,6	22,8	-
Guayas Los Ríos - Pascuales	73	89,5	123,5
Guayas Los Ríos - Quevedo	78	95,6	131,8
Sta. Elena - Sta. Elena	63,9	75,2	98,5
Sta. Elena - Posorja	23,6	27,7	36,3
Los Ríos - Babahoyo	66,2	78,9	105,4
Milagro - Milagro	70	85,1	116,8
Milagro - La Troncal	44	53,5	73,4
El Oro - Machala	50,4	60,5	81,4
El Oro - Machala Perú	75,6	90,8	122,1
Sucumbíos - Coca	12,2	15,3	21,9
Sucumbíos - Lago Agrio Jivino	28,4	35,8	51,2
CEDEGE Pascuales	11	11	11
EE Manabí – E/B Severino	0	0	0
Categ – Fca. Cemento HOLCIM	35	35	35
Sucumbíos - Petroindustrial	70	70	70
ANDEC S.A. - Las Esclusas	45	45	45
ADELCA	17,5	17,5	17,5
Cotopaxi - Novacero	9,8	9,8	9,8
Minería Zamora Chinchipe	46	46	46
Acería Posorja	184	184	184
AGIP OIL Puyo	37	40	40
Potencia Máxima No Coincidente	**3785,9**	**4448,9**	**5768,7**

Anexo 2.2: Proyección Demanda Media a Nivel de Barra de S/E Principal.

Nombre de la Barra	2012	2015	2020
Norte - Ibarra 69 kV	25,5	30,6	41,3
Norte - Ibarra 34,5 kV	-	-	-
Norte - Ibarra Nueva 1/	33,6	35,4	38,9
Norte - Chavézpamba	17,5	20,7	27,1
Norte - Tulcán	7,8	8,8	10,6
EEQ - S. Rosa	112	115,8	144,7
EEQ - Vicentina	110,4	79,7	102,8
EEQ - S. Alegre	65,9	77,3	99,8
EEQ - E. Espejo	31,7	37,4	48,5
EEQ - S/E 19	54,6	53,8	68,4
EEQ - Pomasqui	54,5	65,5	74
EEQ - S/E 18 (Cristianía)	48,5	45,3	61,1
EEQ - Conocoto	18,7	22	28,6
EEQ - S. Rafael	16,5	20,3	28,6
EEQ - Chilibulo	12	14,1	18,1
EEQ - Tababela (Aeropurto)	17,8	37,6	49,4
EEQ - Tumbaco (Cumbayá)	15,2	43,5	57,9
EEQ - Kennedy (Zámbiza)	17,9	21,5	39
EEQ - S. Antonio	10,4	12,5	16,6
EEQ - Machachi		16,3	25,1
EEQ - Baeza		5,6	7
EEQ - Cotocollao-Nueva		18,9	25,1
Sto. Domingo	61,7	74,8	101,6
EECotopaxi - Mulaló	41,2	48,2	62,8
EECotopaxi - Ambato	11,2	13,1	17,1
Ambato - Ambato	15,8	18,5	24,2
Ambato - Totoras	30,8	36	46,9
Ambato - Baños	8,7	10,2	13,3
Ambato - Puyo	6,2	7,2	9,4
Ambato - Tena	3,9	4,6	6
Riobamba	36,7	41,4	51,3
Bolívar	7	7,8	9,6
Azogues	14,8	16,9	21,3
Centro Sur - Cuenca	100,5	118,7	156,3
Centro Sur - Gualaceo	4,9	5,8	7,7
Centro Sur - Macas	5,1	6	7,9
Sur - Loja	29,4	33,6	43,1
Sur – Cumbaratza	4,3	5,5	7
Esmeraldas - Esmeraldas	51,3	61,4	82,2
Esmeraldas - Quinindé	12	13,7	17,4

Manabí - Portoviejo	55,1	69,2	96,9
Manabí - Chone	31	39	54,5
Manabí - Montecristi	38,4	49,9	66,2
Manabí - San Juan	69,9	90,8	120,4
Manabí - San Gregorio	32,9	41,4	57,9
Categ - Pascuales	83,9	44,8	74,3
Categ - Policentro	122	125,8	117,2
Categ - Salitral	301,6	262,2	411,2
Categ - Trinitaria	81,2	98,6	89,6
Categ - Nueva Prosperina	141,8	213,3	233,3
Categ - Caraguay	83,9	75,6	108,6
Categ - Las Esclusas	-	69,6	111,4
Categ - Las Orquídeas	-	86,1	168,5
Guayas Los Ríos - Dos Cerritos	89,1	109,2	60,3
Guayas Los Ríos - Durán			116
Guayas Los Ríos - Milagro	18,8	23,1	-
Guayas Los Ríos - Pascuales	57,7	70,7	97,5
Guayas Los Ríos - Quevedo	53,2	65,2	89,9
Sta. Elena - Sta. Elena	48,6	57,2	74,9
Sta. Elena - Posorja	19,8	23,2	30,5
Los Ríos - Babahoyo	47,4	56,5	75,4
Milagro - Milagro	55,6	67,6	92,7
Milagro - La Troncal	34,9	24,5	58,3
El Oro - Machala	40,7	48,8	65,7
El Oro - Machala Perú	61	73,2	98,5
Sucumbíos - Coca	8	10,1	14,5
Sucumbíos - Lago Agrio Jivino	18,7	23,6	33,8
CEDEGE Pascuales	11	11	11
EE Manabí – E/B Severino	14,4	14,4	14,4
Categ – Fca. Cemento HOLCIM	30,5	30,5	30,5
Sucumbíos - Petroindustrial	70	70	70
ANDEC S.A. - Las Esclusas	40	40	40
ADELCA	30	30	30
Cotopaxi - Novacero	26,8	26,8	26,8
Minería Zamora Chinchipe	46	46	46
Acería Posorja	184	184	184
AGIP OIL Puyo	40	40	40
Potencia Máxima No Coincidente	**3203,7**	**3736,2**	**4808,4**

Anexo 2.3: Proyección Demanda Mínima a Nivel de Barra de S/E Principal.

Nombre de la Barra	2012	2015	2020
Norte - Ibarra 69 kV	16,9	20,2	27,4
Norte - Ibarra 34,5 kV	-	-	-
Norte - Ibarra Nueva 1/	38,3	39,5	41,8
Norte - Chavézpamba	11,6	13,7	17,9
Norte - Tulcán	6	6,8	8,2
EEQ - S. Rosa	73,9	76,4	95,5
EEQ - Vicentina	55,3	39,9	51,5
EEQ - S. Alegre	26,1	30,7	39,6
EEQ - E. Espejo	18,3	21,6	28,1
EEQ - S/E 19	36,1	35,6	45,3
EEQ - Pomasqui	38,9	46,8	52,9
EEQ - S/E 18 (Cristianía)	13,4	12,5	16,9
EEQ - Conocoto	11,3	13,3	17,3
EEQ - S. Rafael	6,6	8,1	11,5
EEQ - Chilibulo	5,1	6	7,8
EEQ - Tababela (Aeropurto)	10,1	21,3	28,1
EEQ - Tumbaco (Cumbayá)	7	20,2	26,8
EEQ - Kennedy (Zámbiza)	8,1	9,7	17,6
EEQ - S. Antonio	7,1	8,5	11,2
EEQ - Machachi		8,1	12,5
EEQ - Baeza		5,6	7
EEQ - Cotocollao-Nueva		5,5	7,2
Sto. Domingo	45,1	54,6	74,2
EECotopaxi - Mulaló	31,9	37,4	48,7
EECotopaxi - Ambato	9,4	11	14,3
Ambato - Ambato	11,2	13,2	17,2
Ambato - Totoras	19,2	22,4	29,3
Ambato - Baños	7,2	8,5	11,1
Ambato - Puyo	3,9	4,5	5,9
Ambato - Tena	3	3,5	4,6
Riobamba	29,2	32,9	40,8
Bolívar	6,4	7,2	8,8
Azogues	12,7	14,5	18,3
Centro Sur - Cuenca	70,8	83,6	110,1
Centro Sur - Gualaceo	4,5	5,3	7
Centro Sur - Macas	4	4,7	6,2
Sur - Loja	20,8	23,8	30,5
Sur – Cumbaratza	3	3,9	5
Esmeraldas - Esmeraldas	45,2	54	72,3
Esmeraldas - Quinindé	10,5	12,1	15,3

Manabí - Portoviejo	47,8	60,2	84,2
Manabí - Chone	26,7	33,6	47
Manabí - Montecristi	33,4	43,4	57,5
Manabí - San Juan	60,7	78,9	104,6
Manabí - San Gregorio	28,6	35,9	50,3
Categ - Pascuales	66,2	35,4	58,6
Categ - Policentro	70,3	72,4	67,5
Categ - Salitral	153,6	133,7	209,3
Categ - Trinitaria	64,9	78,9	71,7
Categ - Nueva Prosperina	72,2	108,6	118,8
Categ - Caraguay	67,1	60,5	86.9
Categ - Las Esclusas	-	43,6	69,9
Categ - Las Orquídeas	-	58,6	114,6
Guayas Los Ríos - Dos Cerritos	82,4	101	55,7
Guayas Los Ríos - Durán			89,3
Guayas Los Ríos - Milagro	19	23,3	-
Guayas Los Ríos - Pascuales	50,8	62,3	85,9
Guayas Los Ríos - Quevedo	37,2	45,6	62,9
Sta. Elena - Sta. Elena	39,1	45,9	60,2
Sta. Elena - Posorja	16,1	18,9	24,8
Los Ríos - Babahoyo	30,6	36,4	48,6
Milagro - Milagro	43,1	52,4	71,8
Milagro - La Troncal	27,1	32,9	45,2
El Oro - Machala	30,3	36,3	48,9
El Oro - Machala Perú	45,4	54,5	73,3
Sucumbíos - Coca	6	7,6	10,9
Sucumbíos - Lago Agrio Jivino	14,1	17,7	25,4
CEDEGE Pascuales	11	11	11
EE Manabí – E/B Severino	14,4	14,4	14,4
Categ – Fca. Cemento HOLCIM	30,5	30,5	30,5
Sucumbíos - Petroindustrial	70	70	70
ANDEC S.A. - Las Esclusas	40	40	40
ADELCA	14,5	14,5	14,5
Cotopaxi - Novacero	26,8	26,8	26,8
Minería Zamora Chinchipe	46	46	46
Acería Posorja	184	184	184
AGIP OIL Puyo	40	40	40
Potencia Máxima No Coincidente	**2337,9**	**2702,8**	**3412,5**

Anexo 2.4: Estimación de la Producción Hidroenergética Considerando un Factor de Planta del 66%.

Para la estimación de la producción energética con un Factor de Planta de 0,66, únicamente se toma como referencia a la central hidroeléctrica Minas-San Francisco, puesto que para la central la Unión la producción aumentará en un mismo porcentaje.

La potencia total instalada en la central Minas-San Francisco es de 275,8 MW, si la central operara con un Factor de Planta de 1, es decir al 100% de su capacidad durante las 8760 horas que tiene un año, se tendría la siguiente energía anual producida:

$$275{,}8\ MW * 8760\ h\ =\ 2416{,}008\ GW-h$$

De la tabla 2.11 se puede observar que la energía media que se estima que la central va a producir con un Factor de Planta de 0,55 es de 1452,5 GW-h, con esta información se comprueba que realmente el Factor de Planta de 0,55, de la siguiente manera:

$$\frac{1452{,}5\ GW-h}{2416{,}008\ GW-h}\ =\ 0{,}55\ =\ 55\%$$

Ahora se estima cuánto aumenta la producción aumentando el Factor de Planta de 0,66 de la siguiente manera:

$$2416{,}008 * 0{,}66\ =\ 1594{,}57\ GW-h$$

1594,57 GW-h es la energía media anual que produciría la central Minas-San Francisco operando con un Factor de Planta de 0,66.

Esto indica que al operar con un Factor de Planta de 0,66 la producción aumenta en aproximadamente un 20% con relación a si la central operara con un Factor de Planta de 0,55.

Anexo 2.5: Ingreso de Datos en el Software DIgSILENT Power Factory

En esta introducción al software, se indica de manera resumida los pasos a seguir para el diseño del diagrama unifilar y las características técnicas de cada uno de los elementos que conforman el sistema en estudio.

Diseño y Creación de Base de Datos del Generador.

En primer lugar se ubica en la barra de herramientas de diseño en la parte lateral de la pantalla gráfica que se muestra con el símbolo de generador síncrono .

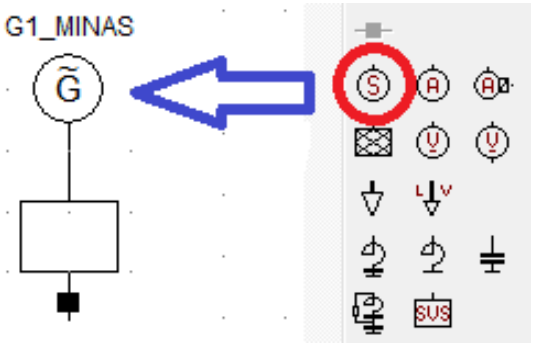


Figura A2.1: Selección del Generador.

Posterior a esto se establece los parámetros del generador, siendo estos los establecidos según su potencia de generación para el caso del presente estudio 93 MW y 43,8 para las dos centrales de Minas San Francisco y La Unión respectivamente, teniendo en cuenta que los datos se encuentran establecidos para cada máquina según su potencia.

Para ello se indica con un doble clic en el icono del generador síncrono para establecer los parámetros del mismo.

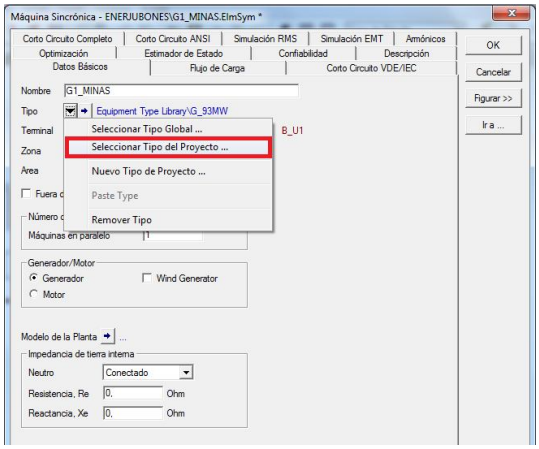


Figura A2.2: Parámetros del Generador.

En la pestaña de “Datos Básicos”, se selecciona el tipo de proyecto el cual muestra una nueva ventana.

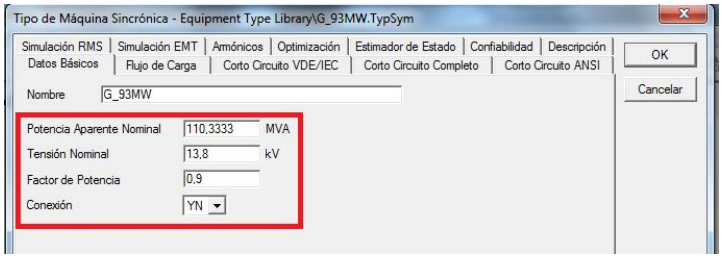


Figura A2.3: Datos Básicos del Generador

.

En la cual se selecciona la pestana de “Datos Básicos” la cual requiere los siguientes parámetros:

- Potencia aparente nominal.
- Tensión nominal
- Factor de potencia.
- Conexión.

De la misma forma se escoge la pestaña de “Flujos de Carga”, como se muestra a continuación:

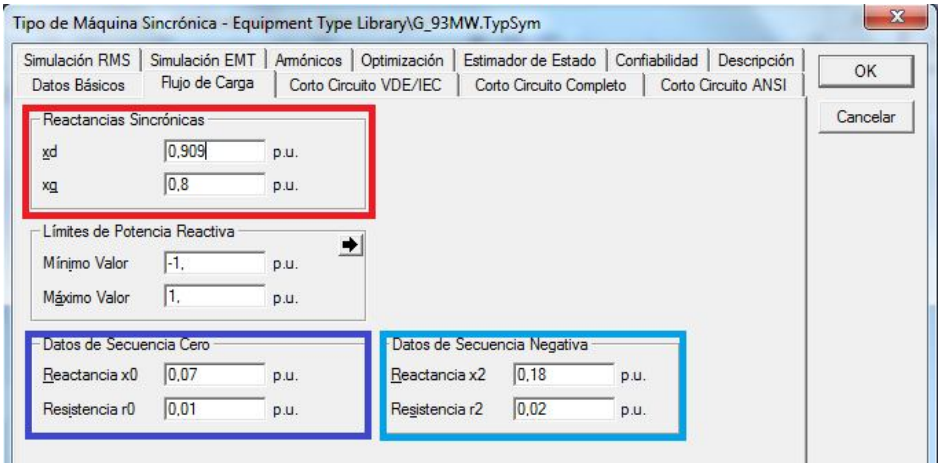


Figura A2.4: Flujos de Carga del Generador.

En la cual se ingresa los valores del generador como datos para el cálculo, los mismos que son:

- Reactancias síncronas.
- Datos de secuencia cero.
- Datos de secuencia negativa

Continuando con el ingreso de datos, se selecciona la pestaña de "Corto Circuito Completo" como se muestra a continuación:

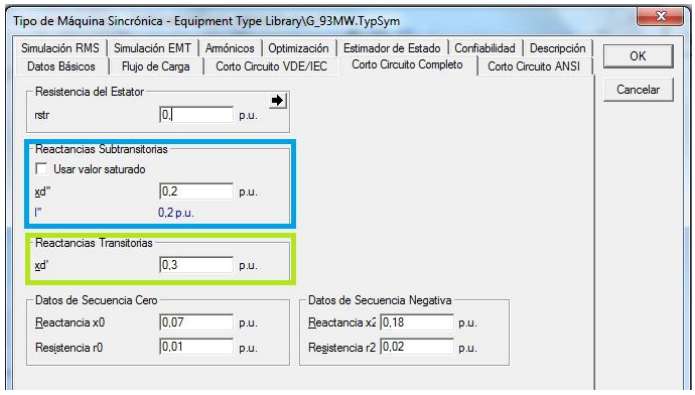


Figura A2.5: Parámetros de Corto Circuito del Generador.

Siendo los parámetros requeridos de:

- Reactancias subtransitorias.

- Reactancias Transitorias.

Al concluir el ingreso de datos es esta ventana, se guardan los cambios y nuevamente en la ventana principal se selecciona la pestaña de “Flujos de Carga”, como se muestra en la siguiente grafica:

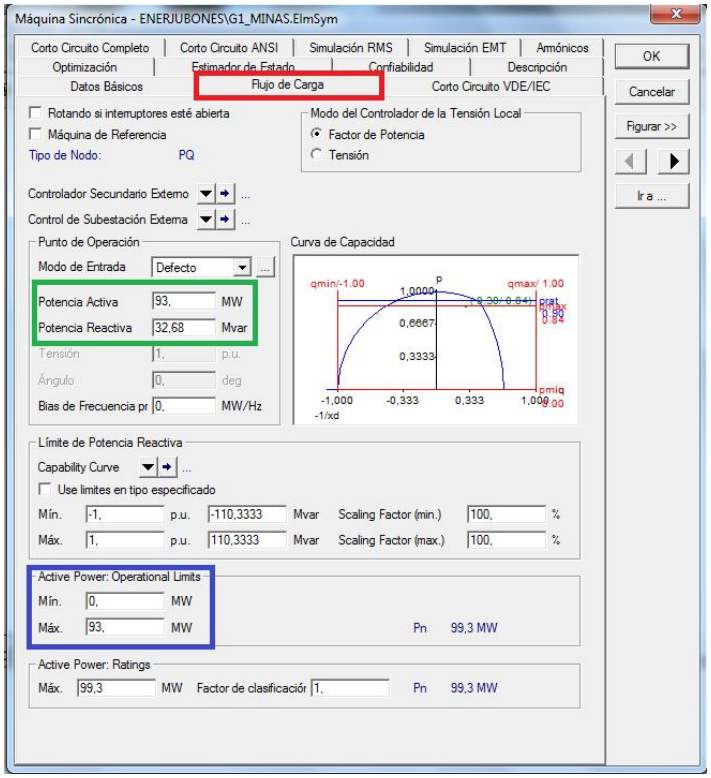


Figura A2.6: Datos de Potencia Activa y Reactiva del Generación.

Una vez que se escoge la ventana de flujos de carga se ingresa los parámetros que a su vez son necesarios para la curva de capacidad los mismos que son:

- Potencia activa.
- Potencia reactiva.
- Limites de potencia activa (máxima, mínima).

Para guardar los cambios se selecciona “OK”, y nuevamente regresamos a la pantalla de diseño, siendo estos los datos del generador requeridos por el programa DIgSILENT.

Diseño y Creación de Base de Datos de la Barra.

De la misma manera se selecciona el icono para diseño de una barra, y se lo arrastra hacia la pantalla de diseño.

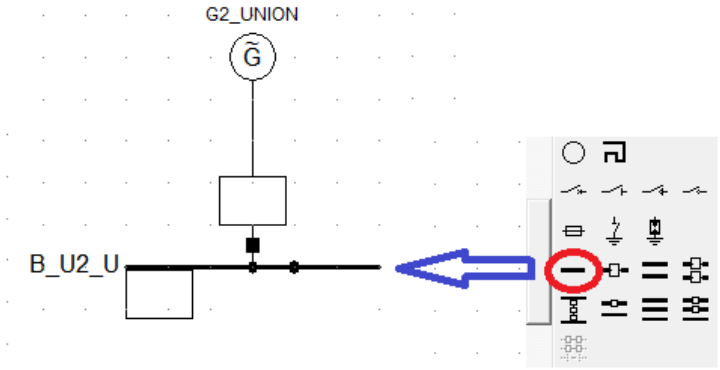


Figura A2.7: Selección del Tipo de Barra.

Para ingresar los datos de la barra, con un doble clic en el grafico muestra una ventana en la cual en “Datos Básicos” se configura:

- Tensión Nominal Línea – Línea

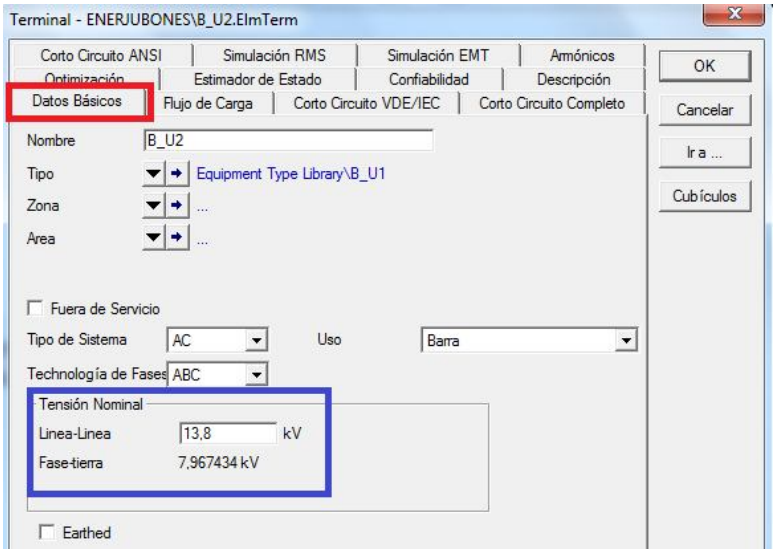


Figura A2.8: Datos Básicos de Barra.

Diseño y Creación de Base de Datos del Transformador de Potencia.

Al igual que los elementos anteriores se selecciona y configura los datos de acuerdo a los parámetros del transformador.

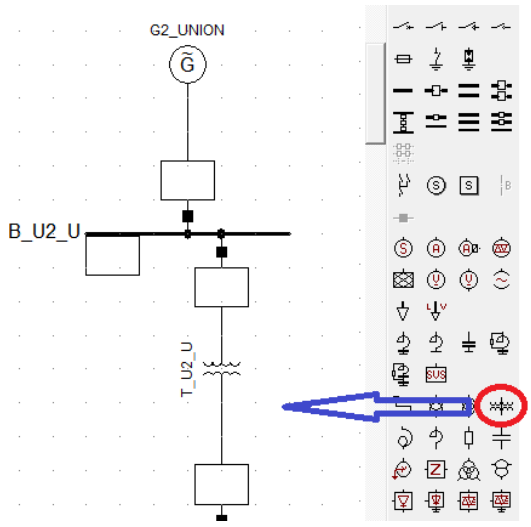


Figura A2.9: Selección del Transformador (Trifásico).

Al ingresar con "Doble Clic" en el elemento del transformador, muestra una nueva ventana en la cual seleccionamos "Datos Básicos" para configurar los datos del mismo.

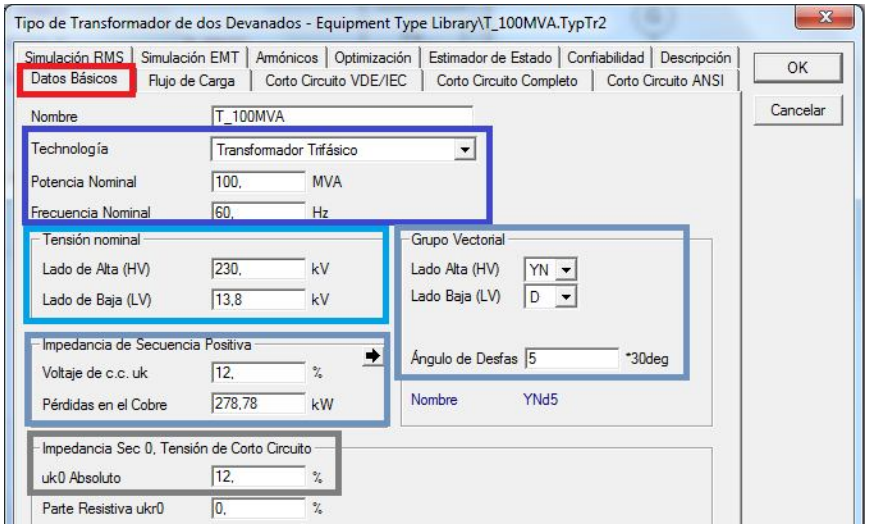


Figura A2.10: Datos Básicos del Transformador.

El transformador requiere de los siguientes parámetros como son:

- Tipo de transformador (Trifásico).
- Potencia nominal.
- Frecuencia nominal.
- Tensión nominal (HV, LV).
- Impedancia de secuencia positiva (Uk, pérdidas en el cobre).
- Impedancia de secuencia cero (Uk0 Absoluto %).
- Grupo vectorial o conexión.

Para guardar los cambios, se acepta en la ventana para nuevamente regresar a la pantalla de diseño.

Diseño y Creación de Base de Datos de la Línea de Transmisión.

La línea requiere de diferentes parámetros así como la configuración geométrica de la torre, distancias entre conductores, conductores por fase, los mismos que al ser ingresados muestra los valores resultantes: siendo estos los calculados al instante de ingresar los datos de la torre de transmisión y el tipo de conductor a utilizar.

Además se debe ingresar la longitud de la línea (Km).

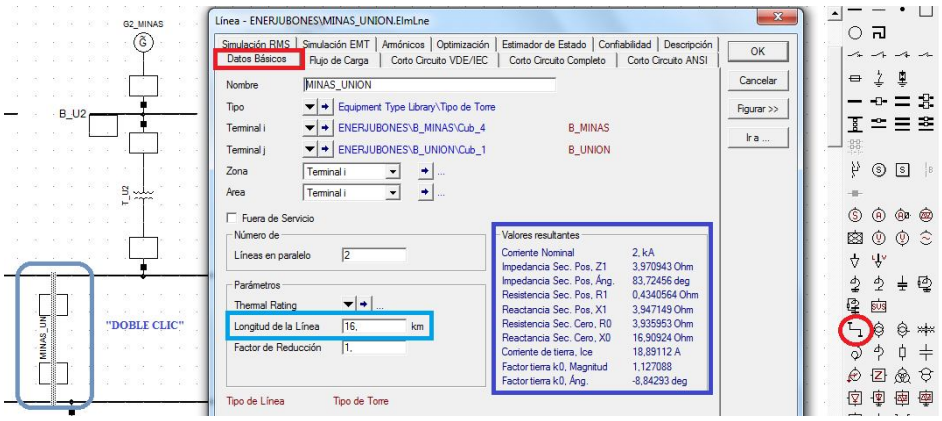


Figura A2.11: Parámetros de la Línea de Transmisión.

Para el cambio de los valores del conductor como es el caso de estudio ACAR 1200 y ACSR Bluejay 1113, se selecciona la pestaña de “Flujos de Carga” en donde se ingresa en Tipo:

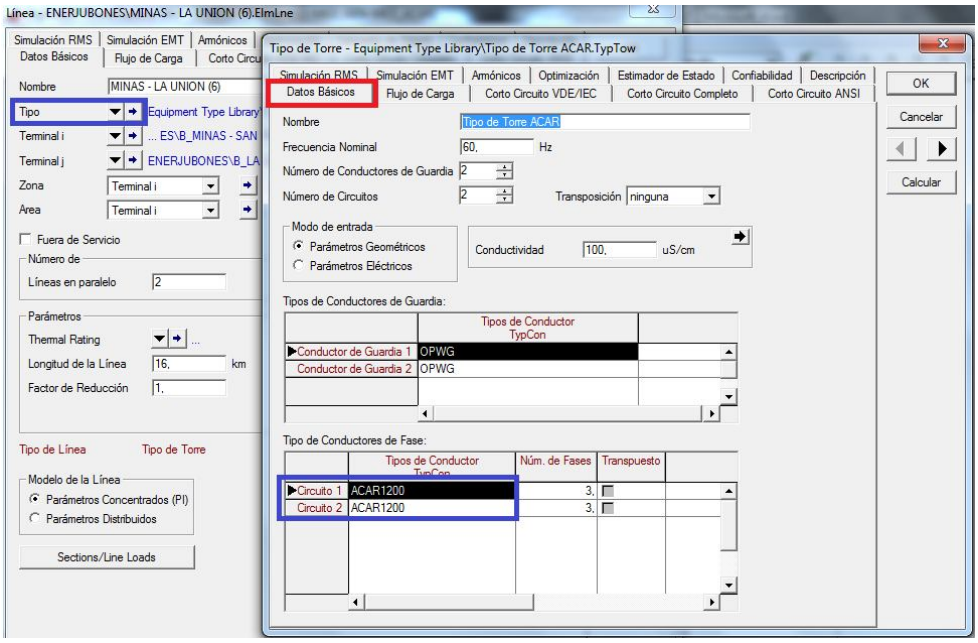


Figura A2.12: Configuración del Tipo de Conductor.

Luego se dirige a “Tipo de Conductores de Fase” en donde con un doble clic a una nueva ventana.

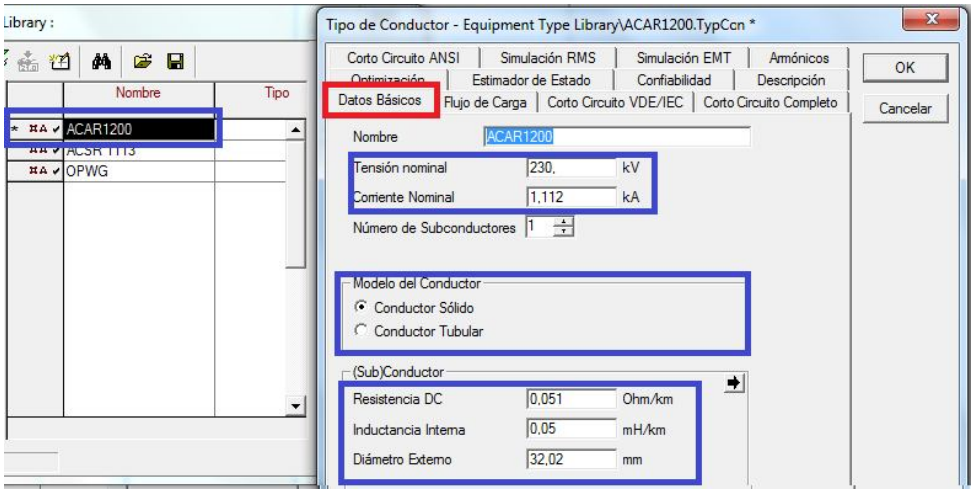


Figura A2.13: Datos Básicos del Conductor.

En la pestaña de “Datos Básicos”, se pueden modificar los valores del conductor como son:

- Tensión nominal.
- Corriente nominal.
- Modelo de conductor.
- Resistencia DC.
- Inductancia interna.
- Diámetro externo.

Diseño y Creación de Base de Datos de la Red Externa.

De la misma manera se selecciona el icono de "Red Externa", y se ingresa en la pantalla de diseño, como se indica en la figura.

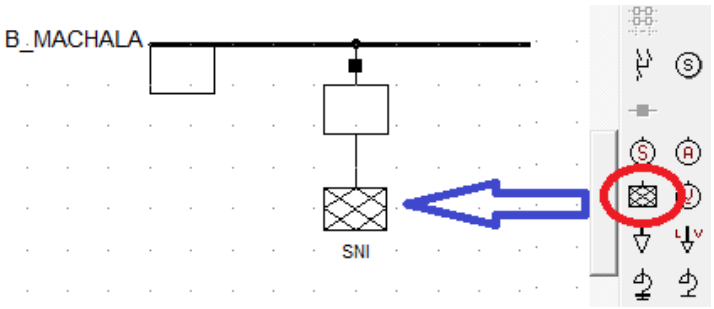


Figura A2.14: Selección de la Red Externa.

Para ingresar los datos de la misma se ingresa mediante un doble clic en el grafico y muestra la ventana para el ingreso de datos.

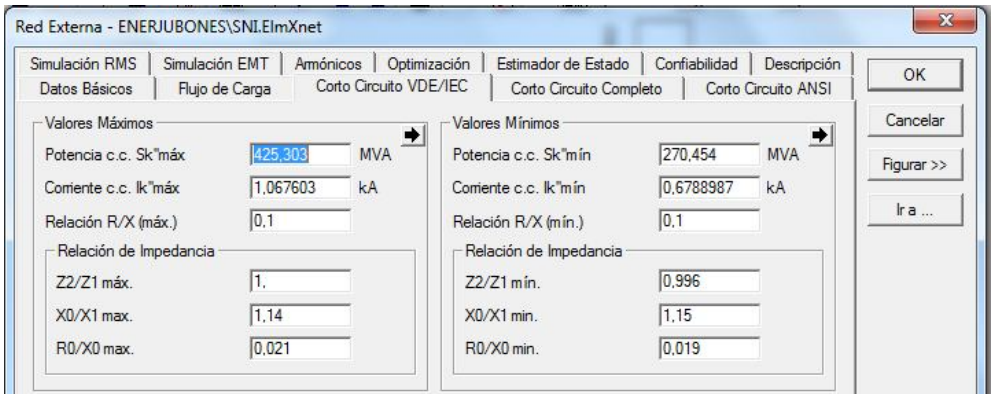


Figura A2.15: Parámetros de la Red Externa.

Siendo los valores a agregar los de corto circuito en valores máximos y mínimos de generación a una tensión de 230 KV.

SIMULACION DE FLUJOS DE CARGA

Luego de concluir con el diseño e ingreso de datos de los elementos del diagrama unifilar, se procede a seleccionar los parámetros que se requiere calcular para lo cual se ingresa con un clic derecho en el cuadro de resultados y se selecciona la opción "editar formato".

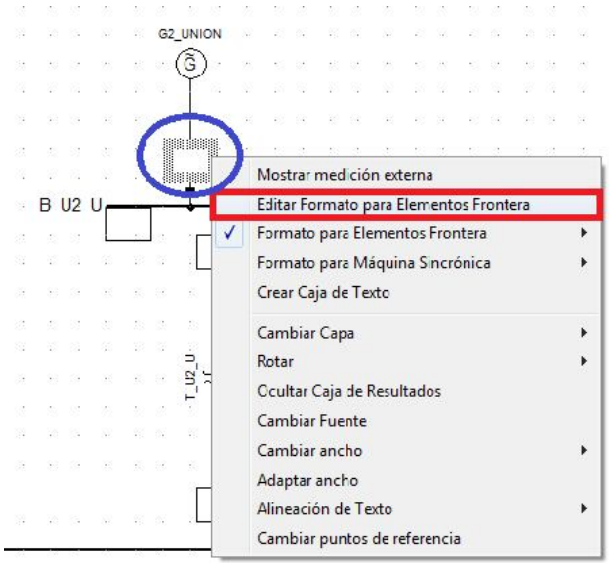


Figura A2.16: Selección de Editor de Formato.

Luego de lo cual se selecciona la pestaña de "seleccionar variables" como se muestra en la siguiente ventana:

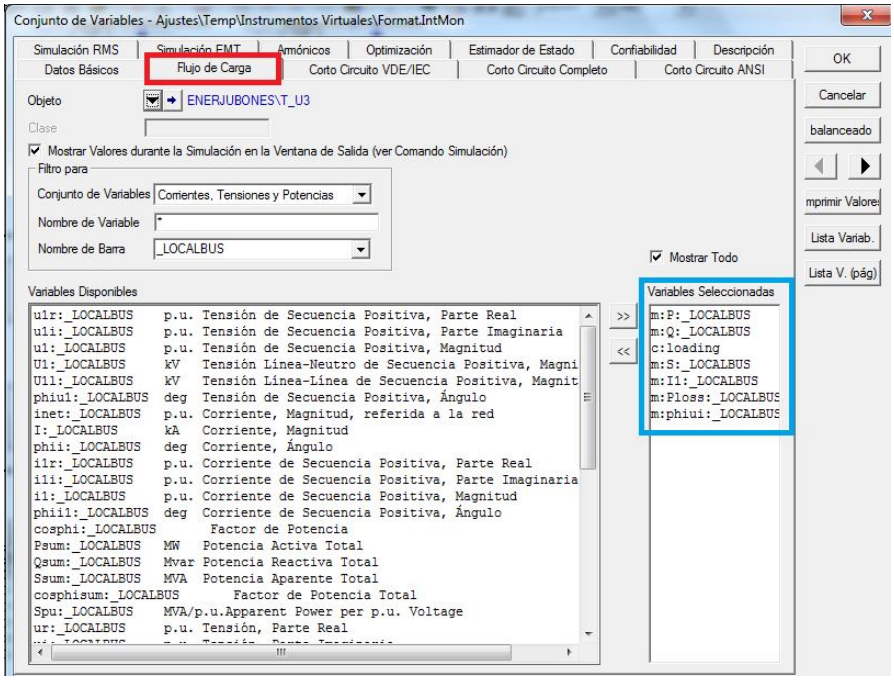


Figura A2.17: Parámetros a Visualizar.

Al seleccionar la pestaña de flujos de carga, se puede configura las variables que se necesita visualizar para los resultados, luego de esto se puede dar por aceptado los valores establecidos.

Para visualizar los resultados de la simulación del diagrama unifilar se hace clic sobre el icono de “Cálculo de Flujos de Carga” el cual se encuentra ubicado en la parte superior como se muestra a continuación:

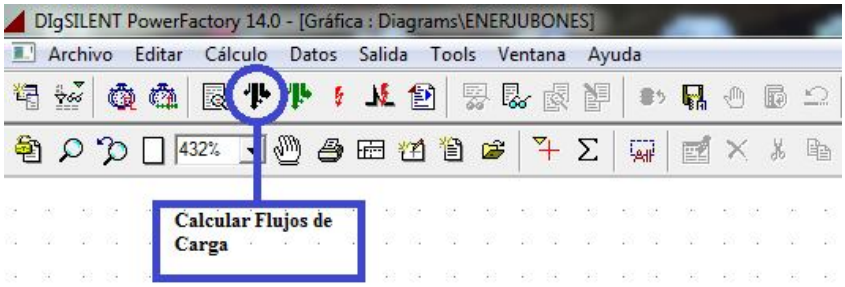


Figura A2.18: Icono de Cálculo de Flujos de Carga.

Luego de la selección de cálculo se muestra una ventana en la cual se debe seleccionar:

- Método de cálculo (AC. Balanceada)
- Control de potencia Reactiva.

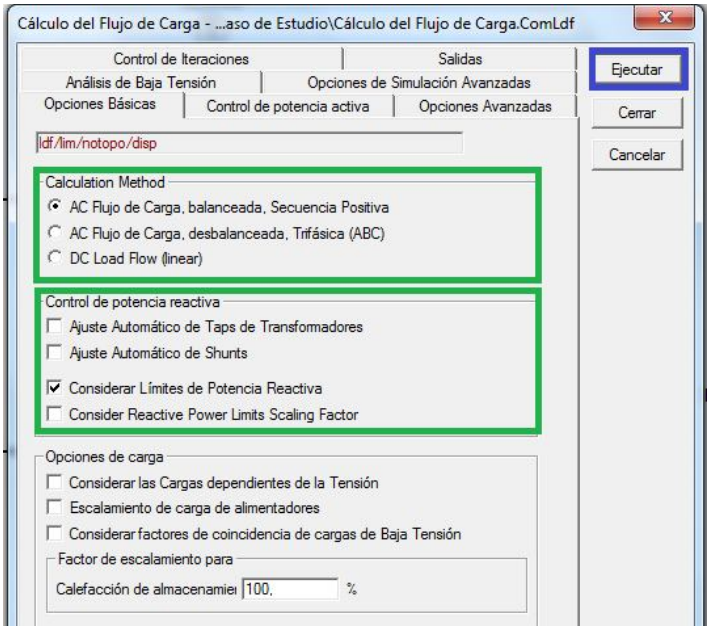


Figura A2.19: Opciones de Cálculo de Flujos de Carga.

Con lo cual se selecciona en botón “Ejecutar” para correr los flujos de carga, el mismo que muestra la siguiente pantalla de resultados:

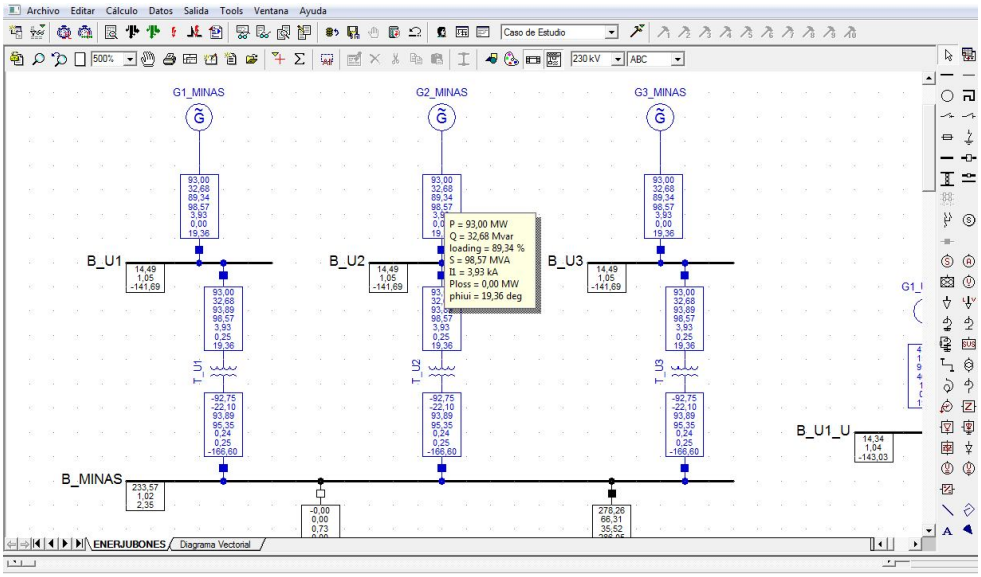
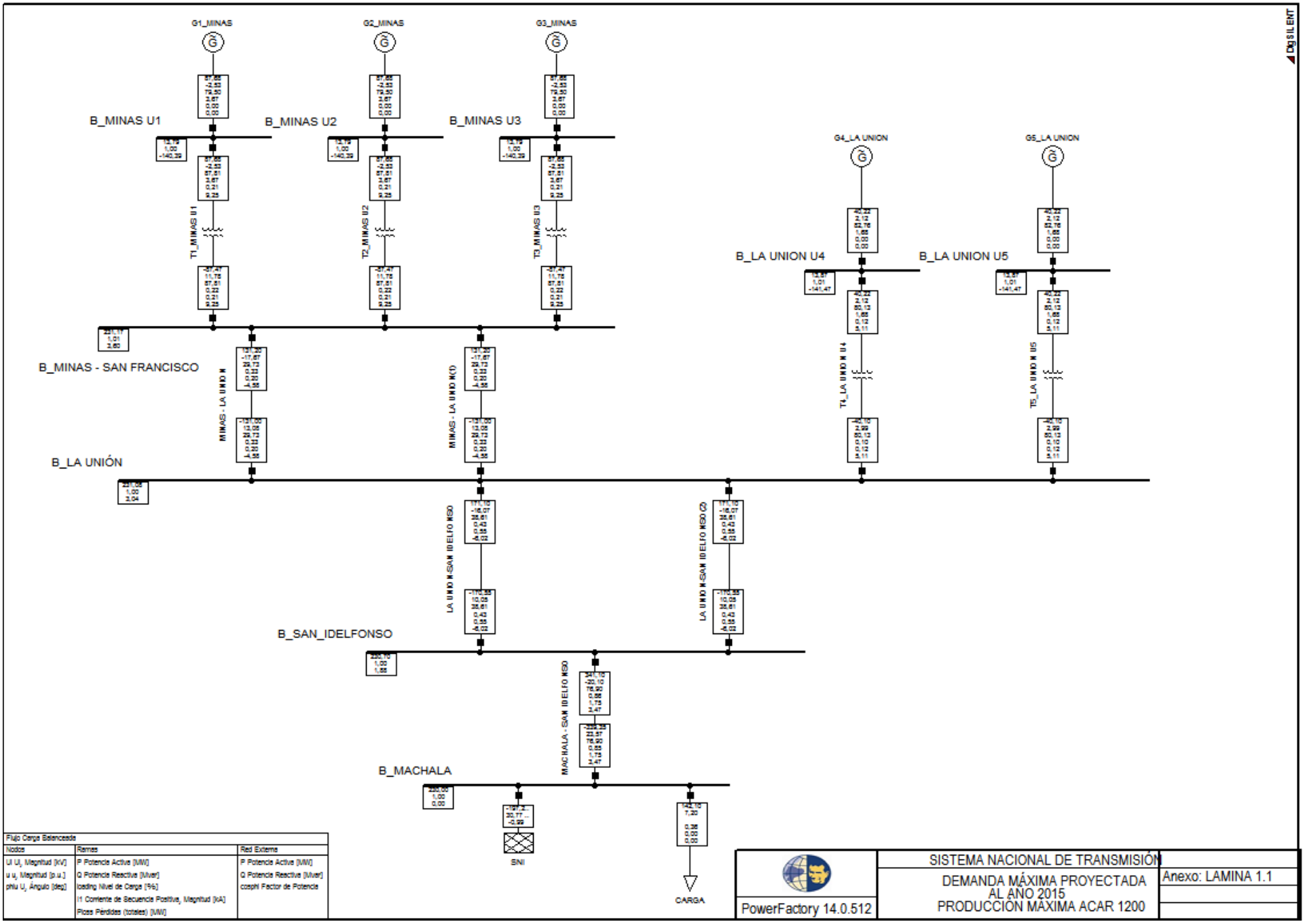


Figura A2.20: Pantalla de Resultados de Flujos de Carga.

Al correr los flujos de carga en el software este muestra los resultados en cada uno de los elementos del diagrama unifilar, para visualizar los resultados obtenidos se acerca el cursor al recuadro de cada elemento y visualiza cada uno de los valores y sus unidades como es en este caso los siguientes parámetros que se requiere para el estudio:

- Potencia activa.
- Potencia reactiva.
- Cargabilidad.
- Potencia aparente.
- Pérdidas totales.
- Tensión de secuencia positiva, Angulo.

LÁMINAS.



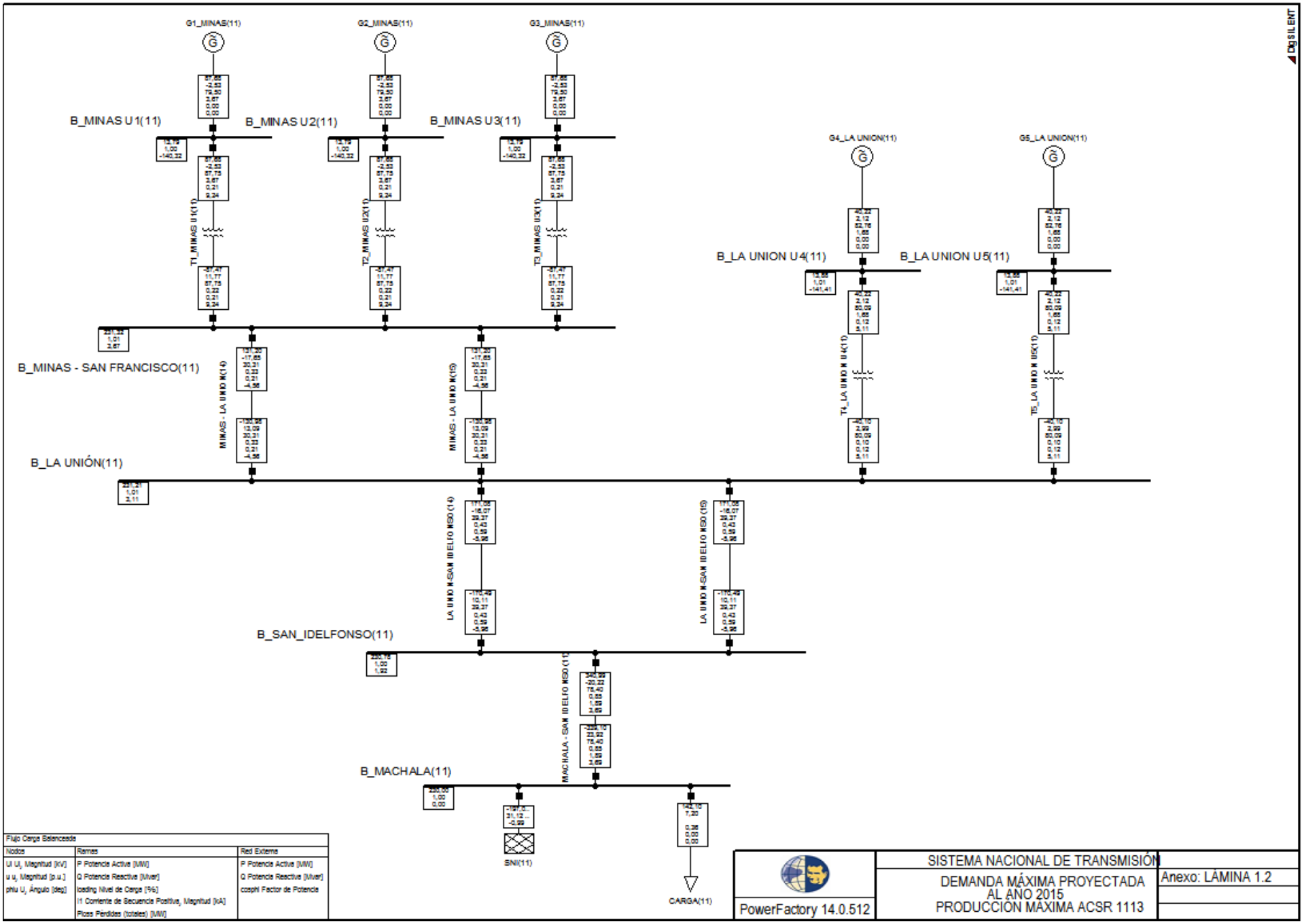
Flujo Carga Balanceado		
Nodos	Ramas	Red Externa
Ul U, Magnitud [kV] u u, Magnitud [p.u.] phiu U, Ángulo [deg]	P Potencia Activa [MW] Q Potencia Reactiva [Mvar] loading Nivel de Carga [%] I1 Corriente de Secuencia Positiva, Magnitud [kA] Ploss Pérdidas (totales) [MW]	P Potencia Activa [MW] Q Potencia Reactiva [Mvar] cosphi Factor de Potencia

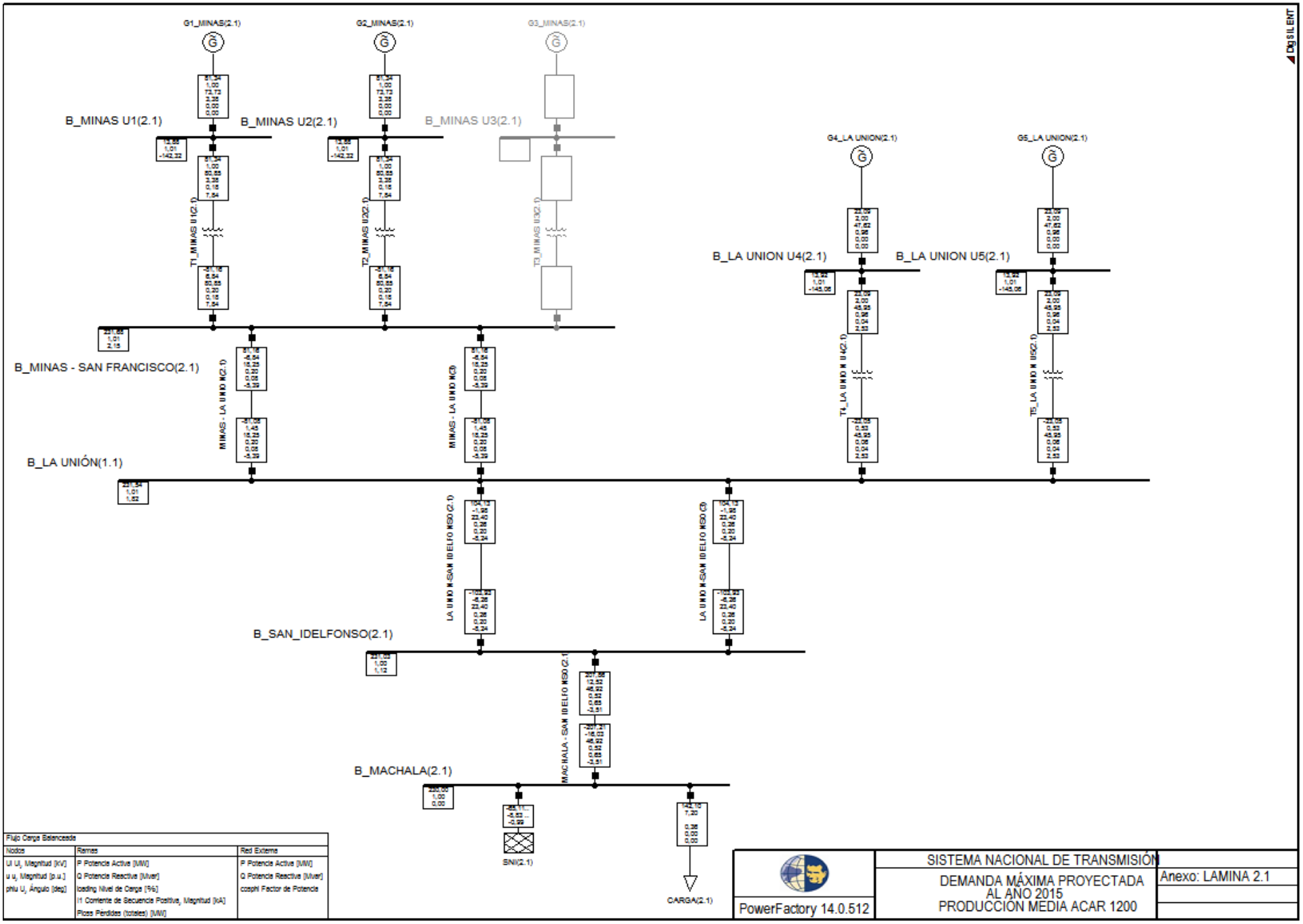
PowerFactory 14.0.512

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

DEMANDA MÁXIMA PROYECTADA
AL AÑO 2015
PRODUCCIÓN MÁXIMA ACAR 1200

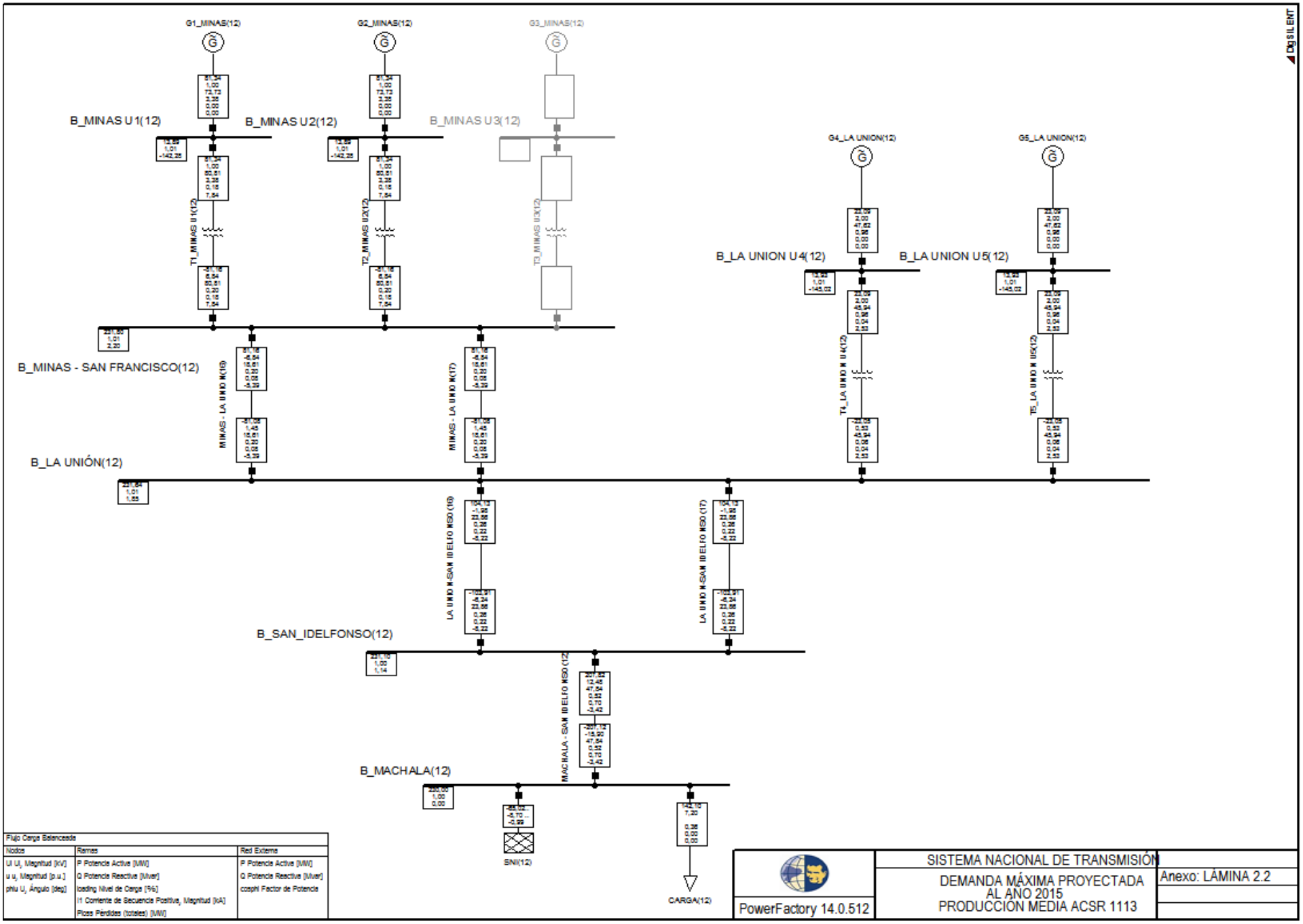
Anexo: LAMINA 1.1


G1_MINAS(11)
G2_MINAS(11)
G3_MINAS(11)
G4_LA UNION(11)
G5_LA UNION(11)
B_MINAS U1(11)
B_MINAS U2(11)
B_MINAS U3(11)
B_LA UNION U4(11)
B_LA UNION U5(11)
T1_MINAS U1(11)
T2_MINAS U2(11)
T3_MINAS U3(11)
T4_LA UNION U4(11)
T5_LA UNION U5(11)
B_MINAS - SAN FRANCISCO(11)
MINAS - LA UNIO N(11)
MINAS - LA UNIO N(15)
B_LA UNIÓN(11)
LA UNIO N-SAN IDELFO NSO(11)
LA UNIO N-SAN IDELFO NSO(15)
B_SAN_IDELFONSO(11)
MACHALA - SAN IDELFO NSO(11)
B_MACHALA(11)
SNI(11)
CARGA(11)
DIgSILENT
Flujo Carga Balanceado
Nodos
Ul U_i Magnitud [kV]
u u_i Magnitud [p.u.]
phiu U_i Ángulo [deg]
Ramas
P Potencia Activa [MW]
Q Potencia Reactiva [Mvar]
loading Nivel de Carga [%]
I1 Corriente de Secuencia Positiva, Magnitud [kA]
Ploss Pérdidas (totales) [MW]
Red Externa
P Potencia Activa [MW]
Q Potencia Reactiva [Mvar]
cosphi Factor de Potencia
PowerFactory 14.0.512
SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN
DEMANDA MÁXIMA PROYECTADA
AL AÑO 2015
PRODUCCIÓN MÁXIMA ACSR 1113
Anexo: LÁMINA 1.2



Flujo Carga Balanceado		
Nodos	Ramas	Red Externa
Ul Uj, Magnitud [kV]	P Potencia Activa [MW]	P Potencia Activa [MW]
u uj, Magnitud [p.u.]	Q Potencia Reactiva [Mvar]	Q Potencia Reactiva [Mvar]
phiu Uj, Ángulo [deg]	loading Nivel de Carga [%]	cosphi Factor de Potencia
	I1 Corriente de Secuencia Positiva, Magnitud [kA]	
	Ploss Pérdidas (totales) [MW]	

PowerFactory 14.0.512	SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN DEMANDA MÁXIMA PROYECTADA AL AÑO 2015 PRODUCCIÓN MEDIA ACAR 1200	Anexo: LAMINA 2.1



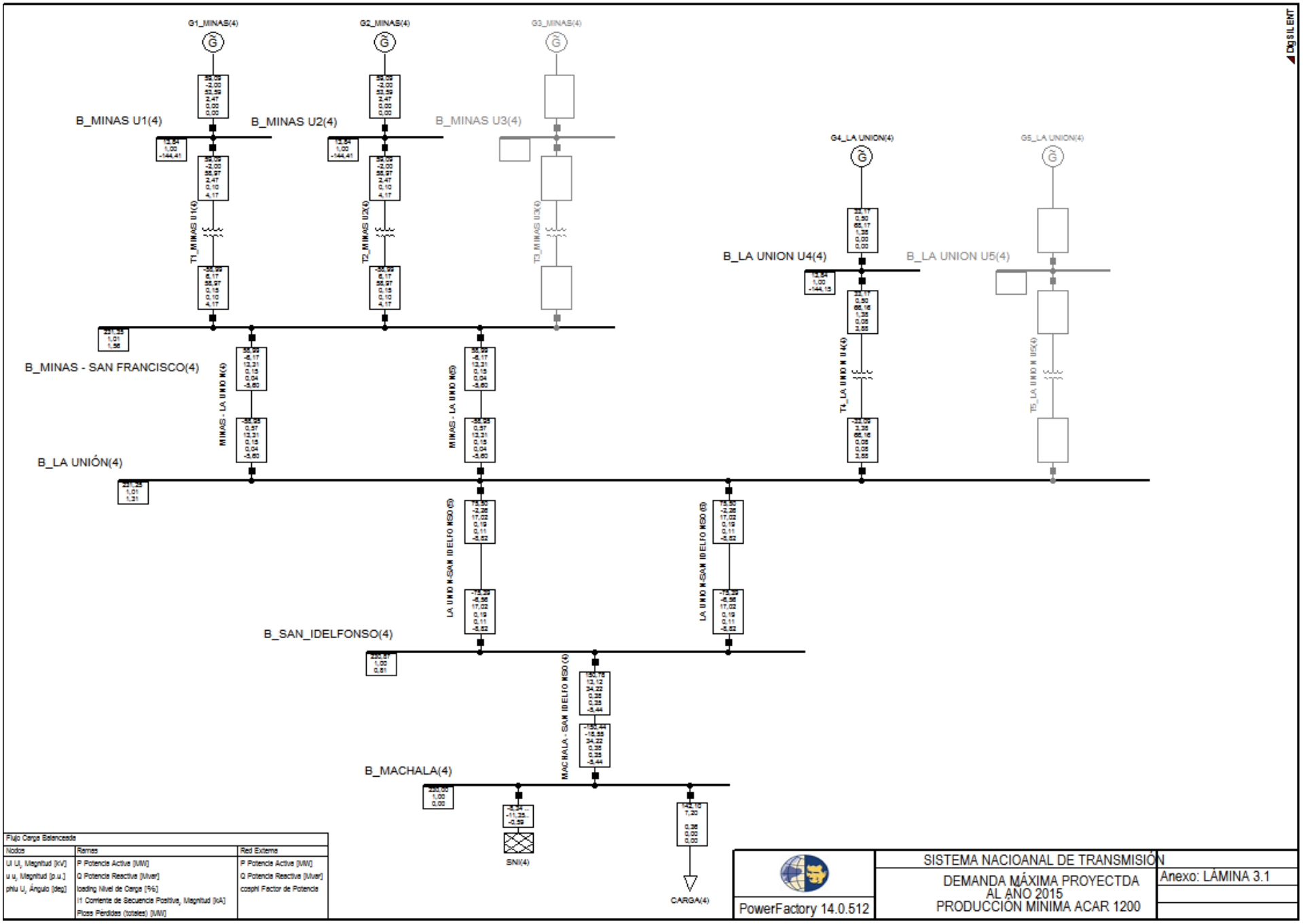
Flujo Carga Balanceado		
Nodos	Ramas	Red Externa
Ul U$_i$ Magnitud [kV]	P Potencia Activa [MW]	P Potencia Activa [MW]
u u$_i$ Magnitud [p.u.]	Q Potencia Reactiva [Mvar]	Q Potencia Reactiva [Mvar]
phiu U$_i$ Ángulo [deg]	loading Nivel de Carga [%]	cosphi Factor de Potencia
	I1 Corriente de Secuencia Positiva, Magnitud [kA]	
	Ploss Pérdidas (totales) [MW]	

PowerFactory 14.0.512

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

DEMANDA MÁXIMA PROYECTADA AL AÑO 2015
PRODUCCION MEDIA ACSR 1113

Anexo: LÁMINA 2.2



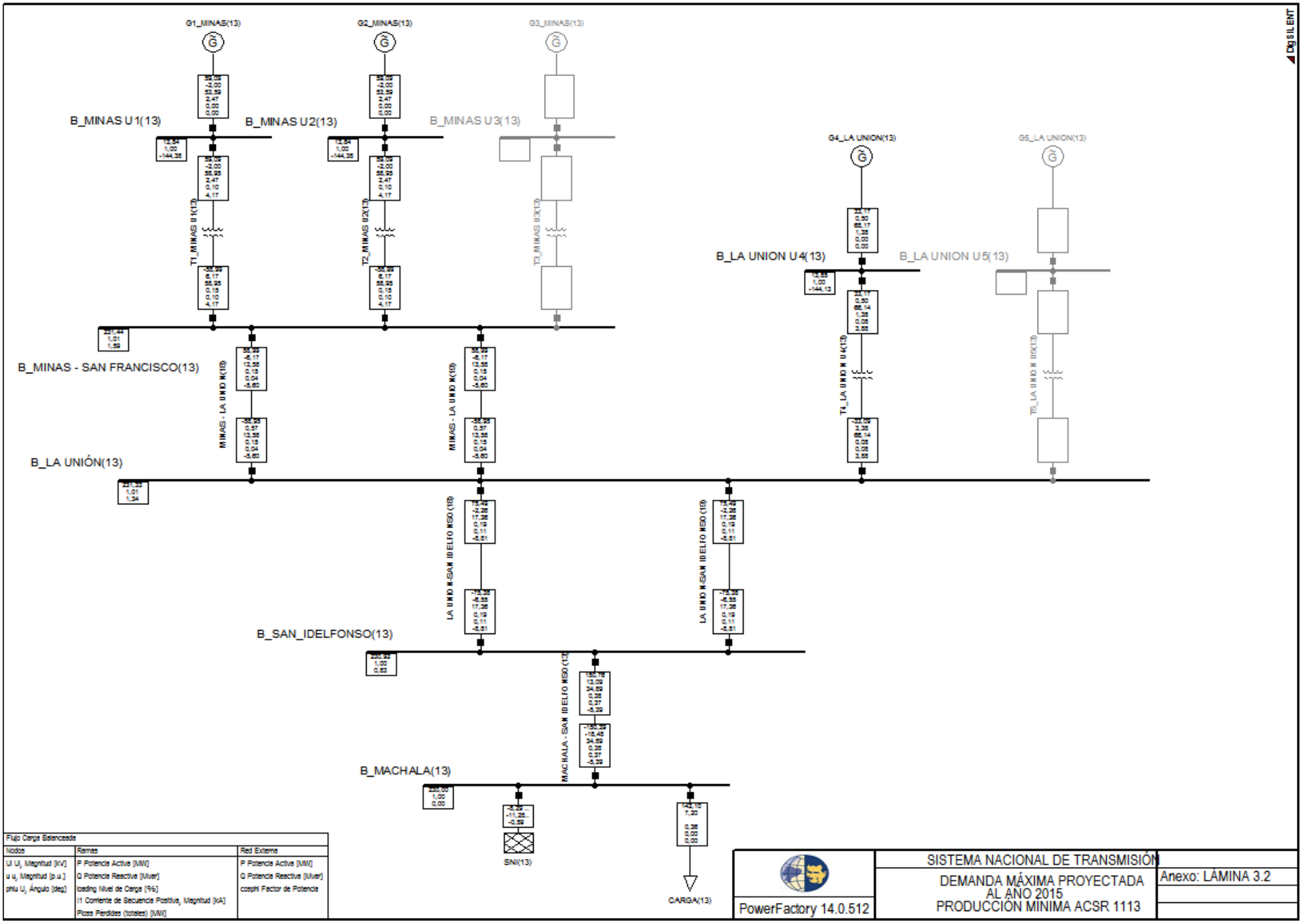
Flujo Carga Balanceado		
Nodos	Ramas	Red Externa
Ul U_i, Magnitud [kV]	P Potencia Activa [MW]	P Potencia Activa [MW]
u u_i, Magnitud [p.u.]	Q Potencia Reactiva [Mvar]	Q Potencia Reactiva [Mvar]
phiu U_i, Ángulo [deg]	loading Nivel de Carga [%]	cosphi Factor de Potencia
	I1 Corriente de Secuencia Positiva, Magnitud [kA]	
	Ploss Pérdidas (totales) [MW]	

PowerFactory 14.0.512

SISTEMA NACIOANAL DE TRANSMISIÓN

DEMANDA MÁXIMA PROYECTDA AL AÑO 2015
PRODUCCIÓN MÍNIMA ACAR 1200

Anexo: LÁMINA 3.1



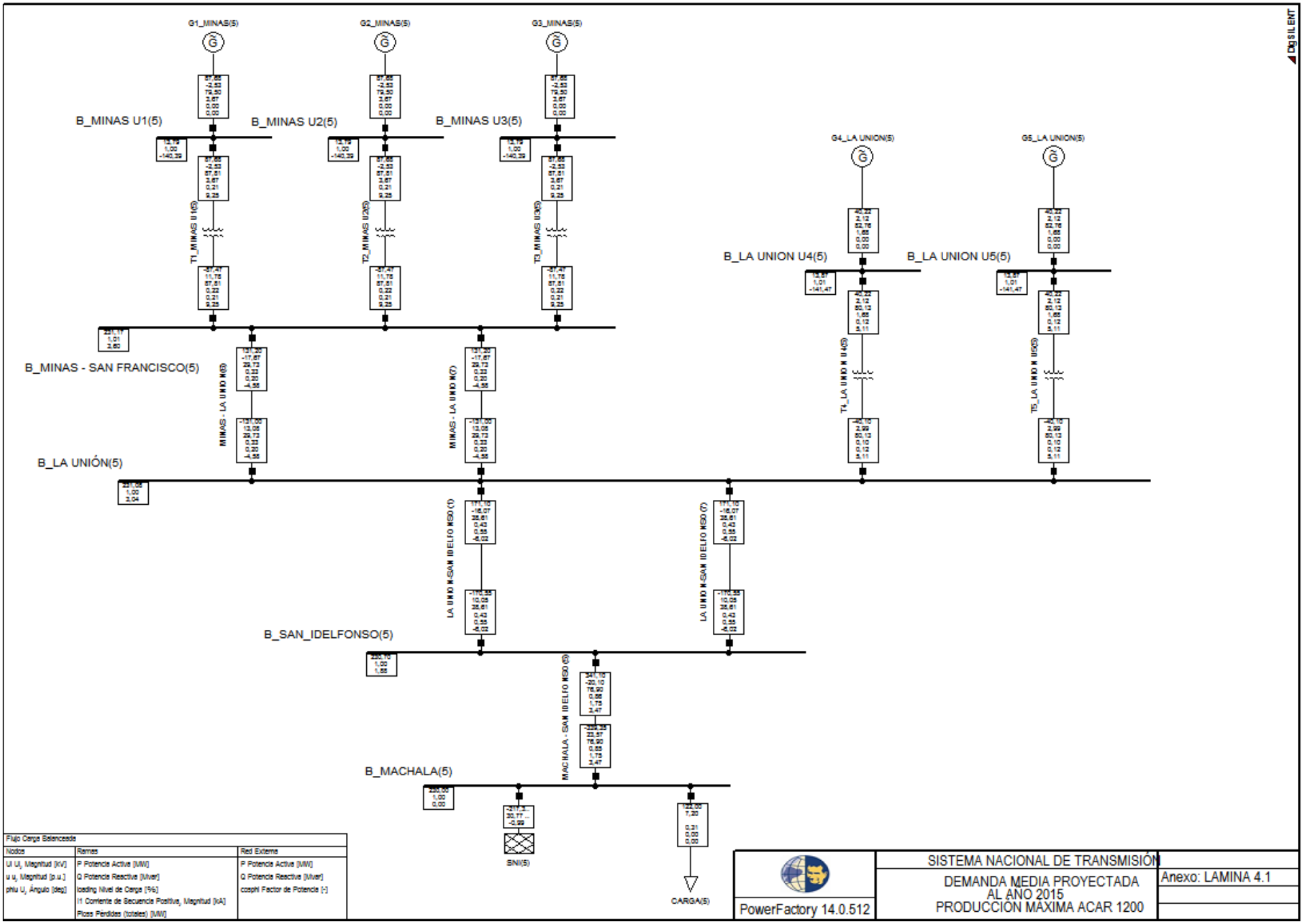
Flujo Carga Balanceado		
Nodos	Ramas	Red Externa
Ul U$_i$ Magnitud [kV]	P Potencia Activa [MW]	P Potencia Activa [MW]
u u$_i$ Magnitud [p.u.]	Q Potencia Reactiva [Mvar]	Q Potencia Reactiva [Mvar]
phiu U$_i$ Ángulo [deg]	loading Nivel de Carga [%]	cosphi Factor de Potencia
	I1 Corriente de Secuencia Positiva, Magnitud [kA]	
	Ploss Pérdidas (totales) [MW]	

PowerFactory 14.0.512

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

DEMANDA MÁXIMA PROYECTADA AL AÑO 2015
PRODUCCIÓN MÍNIMA ACSR 1113

Anexo: LÁMINA 3.2



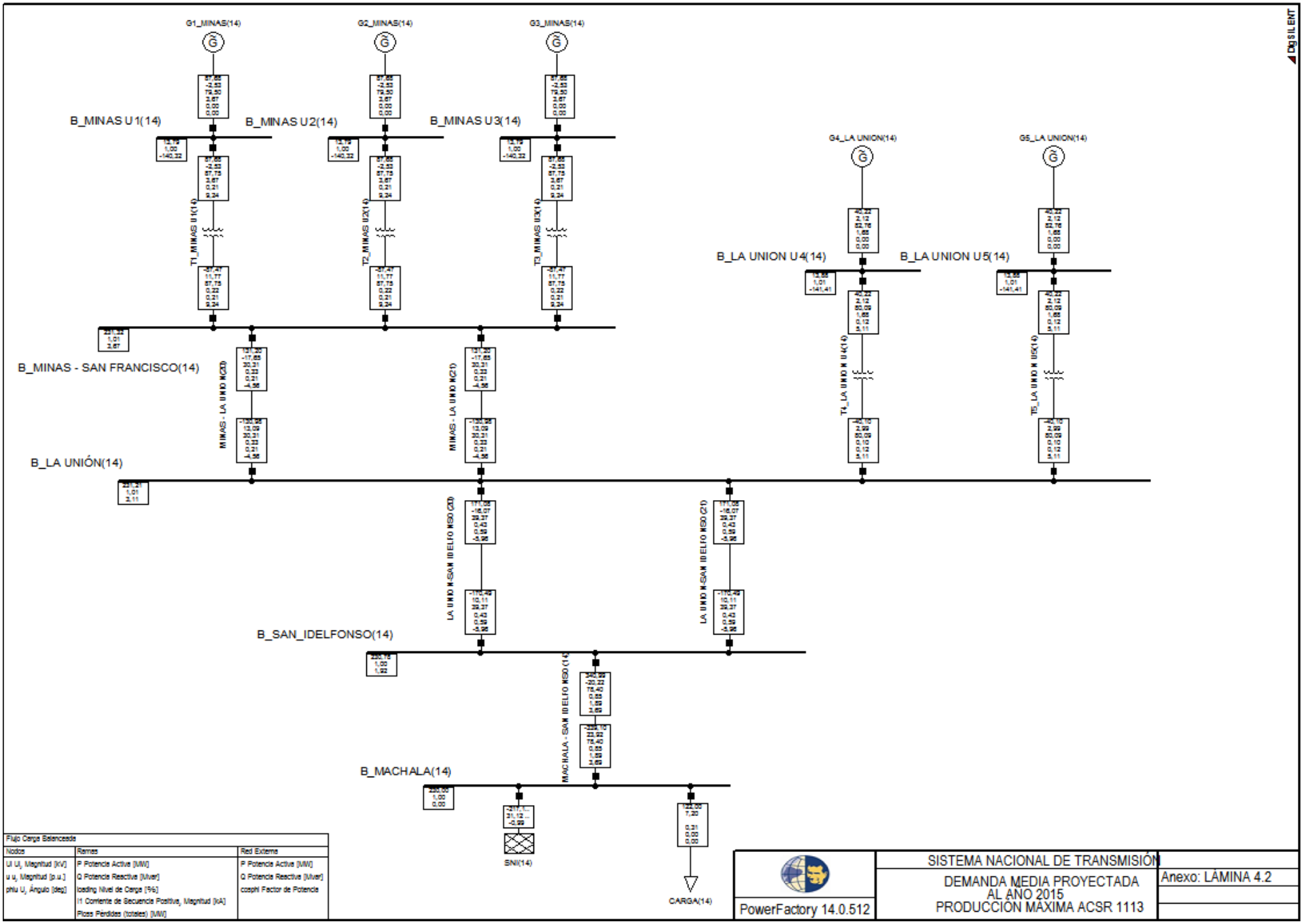
Flujo Carga Balanceado		
Nodos	Ramas	Red Externa
Ul Ui, Magnitud [kV]	P Potencia Activa [MW]	P Potencia Activa [MW]
u ui, Magnitud [p.u.]	Q Potencia Reactiva [Mvar]	Q Potencia Reactiva [Mvar]
phiu Ui, Ángulo [deg]	loading Nivel de Carga [%]	cosphi Factor de Potencia [-]
	I1 Corriente de Secuencia Positiva, Magnitud [kA]	
	Ploss Pérdidas (totales) [MW]	

PowerFactory 14.0.512

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

DEMANDA MEDIA PROYECTADA
AL AÑO 2015
PRODUCCIÓN MÁXIMA ACAR 1200

Anexo: LAMINA 4.1



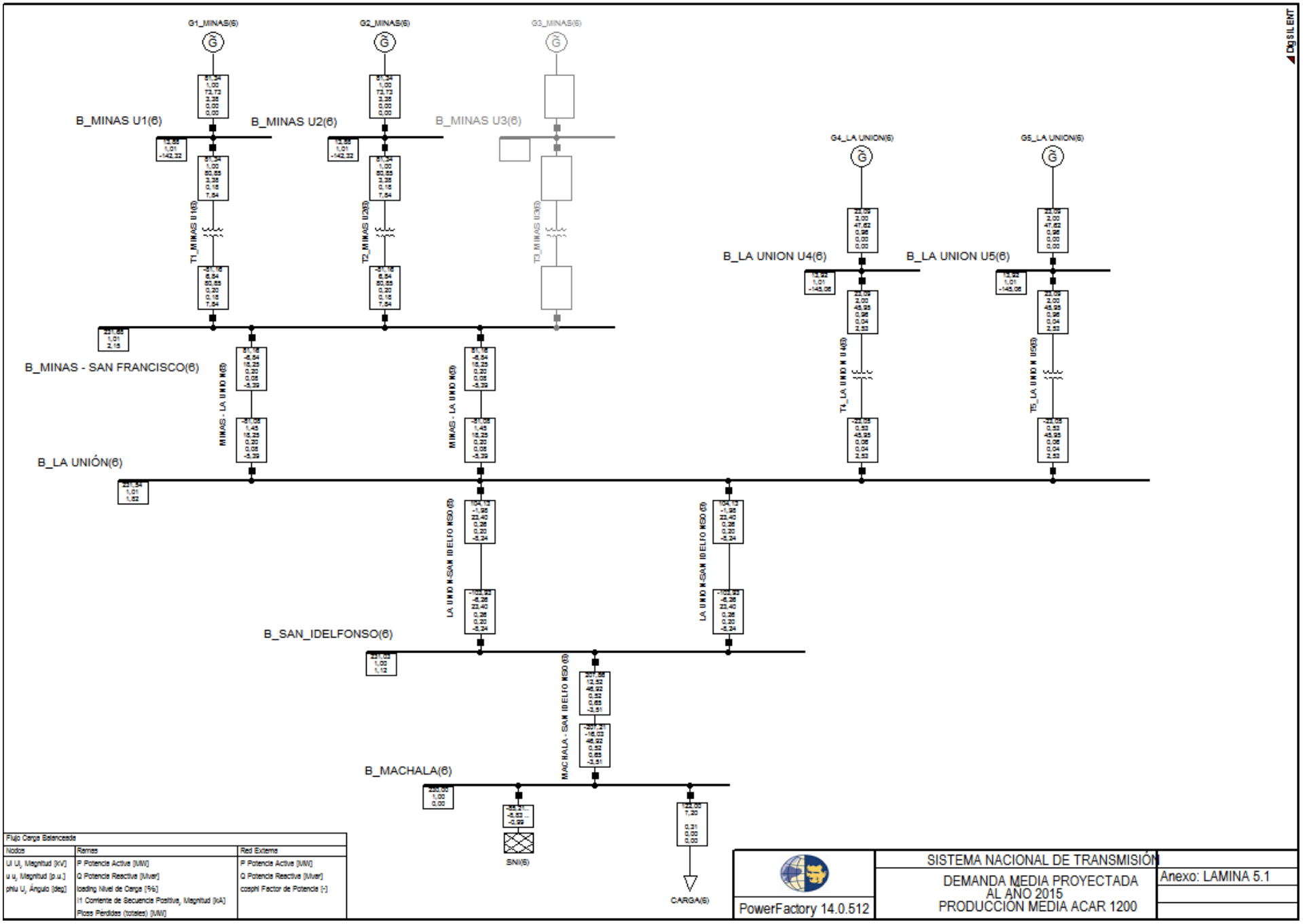
Flujo Carga Balanceado		
Nodos	Ramas	Red Externa
Ul Uj, Magnitud [kV]	P Potencia Activa [MW]	P Potencia Activa [MW]
u uj, Magnitud [p.u.]	Q Potencia Reactiva [Mvar]	Q Potencia Reactiva [Mvar]
phiu Uj, Ángulo [deg]	loading Nivel de Carga [%]	cosphi Factor de Potencia
	I1 Corriente de Secuencia Positiva, Magnitud [kA]	
	Ploss Pérdidas (totales) [MW]	

PowerFactory 14.0.512

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

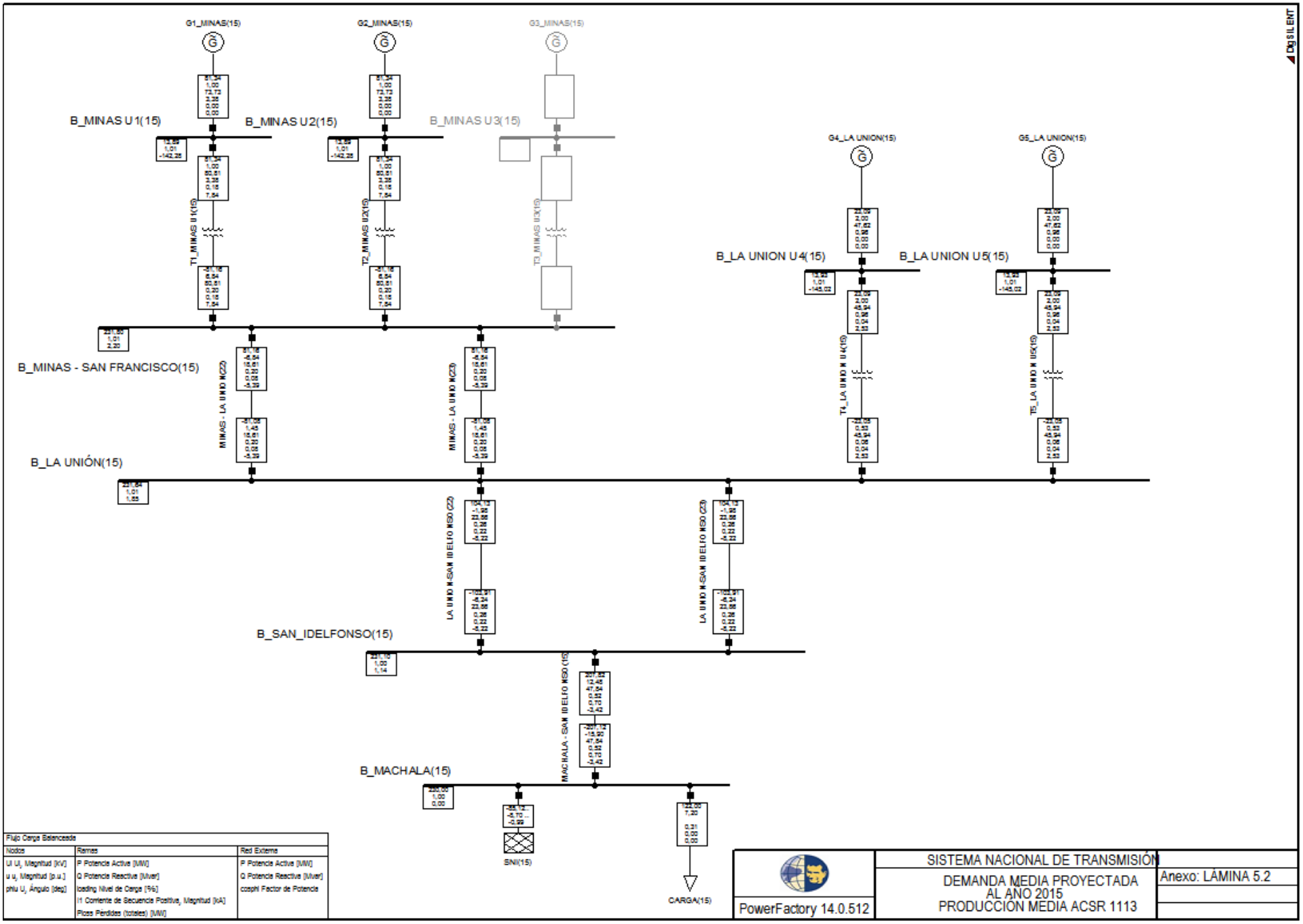
DEMANDA MEDIA PROYECTADA
AL AÑO 2015
PRODUCCIÓN MÁXIMA ACSR 1113

Anexo: LÁMINA 4.2



Flujo Carga Balanceado		
Nodos	Ramas	Red Externa
Ul Ui, Magnitud [kV]	P Potencia Activa [MW]	P Potencia Activa [MW]
u ui, Magnitud [p.u.]	Q Potencia Reactiva [Mvar]	Q Potencia Reactiva [Mvar]
phiu Ui, Ángulo [deg]	loading Nivel de Carga [%]	cosphi Factor de Potencia [-]
	I1 Corriente de Secuencia Positiva, Magnitud [kA]	
	Ploss Pérdidas (totales) [MW]	

PowerFactory 14.0.512	SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN DEMANDA MEDIA PROYECTADA AL ANO 2015 PRODUCCION MEDIA ACAR 1200	Anexo: LAMINA 5.1



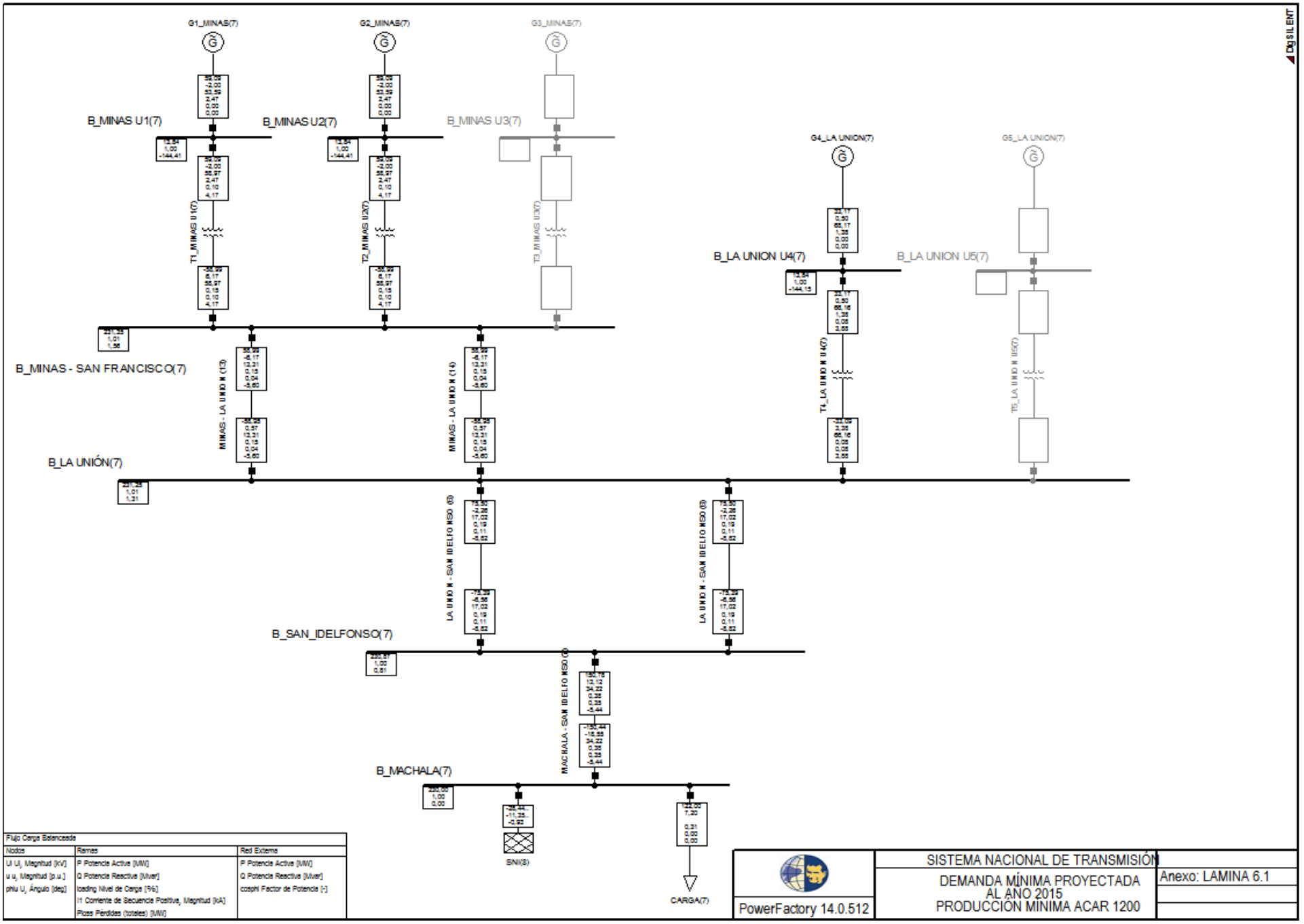
Flujo Carga Balanceado		
Nodos	Ramas	Red Externa
Ul Ui, Magnitud [kV]	P Potencia Activa [MW]	P Potencia Activa [MW]
u ui, Magnitud [p.u.]	Q Potencia Reactiva [Mvar]	Q Potencia Reactiva [Mvar]
phiu Ui, Ángulo [deg]	loading Nivel de Carga [%]	cosphi Factor de Potencia
	I1 Corriente de Secuencia Positiva, Magnitud [kA]	
	Ploss Pérdidas (totales) [MW]	

PowerFactory 14.0.512

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

DEMANDA MEDIA PROYECTADA
AL AÑO 2015
PRODUCCION MEDIA ACSR 1113

Anexo: LÁMINA 5.2



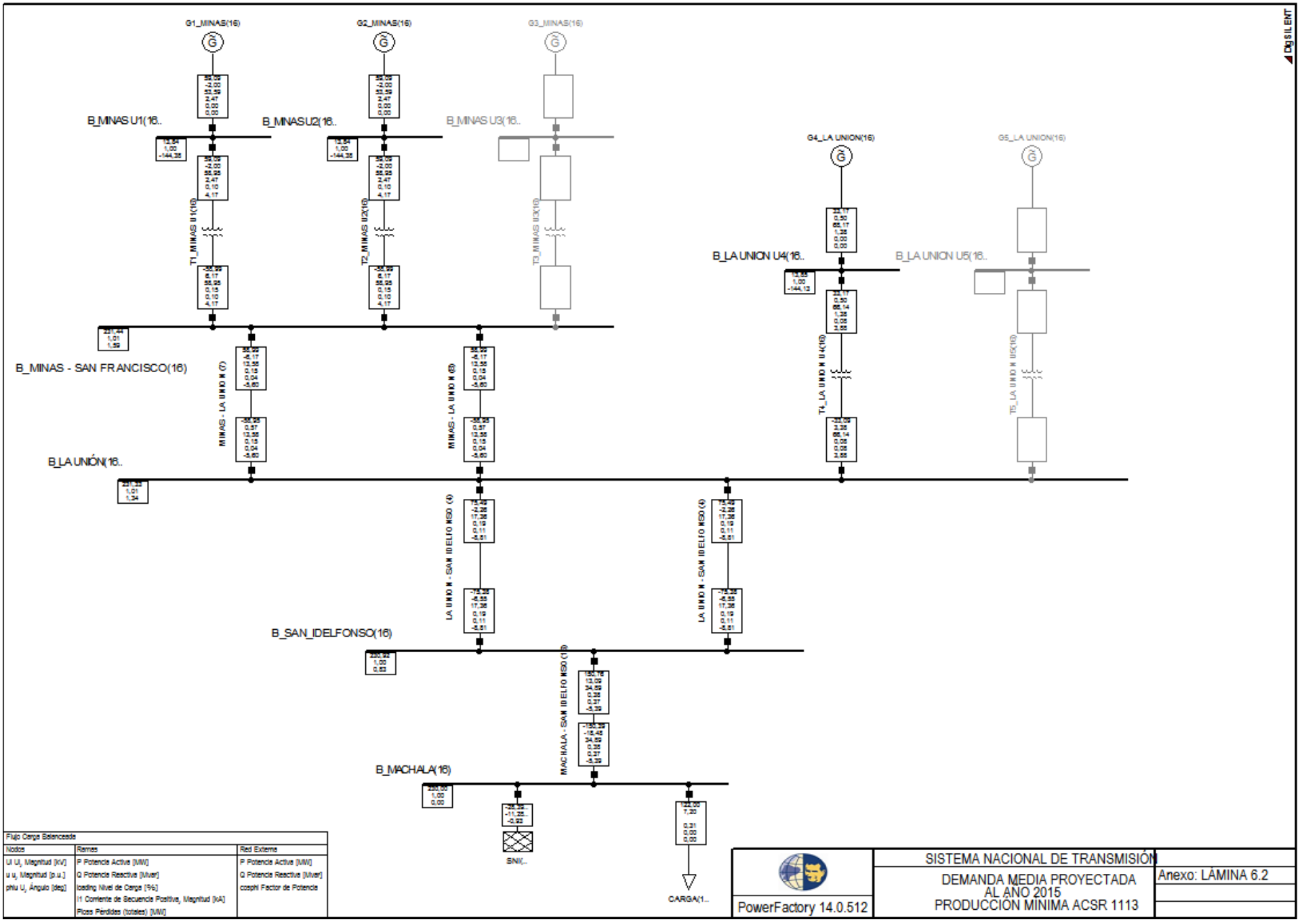
Flujo Carga Balanceado		
Nodos	Ramas	Red Externa
Ul U$_i$ Magnitud [kV]	P Potencia Activa [MW]	P Potencia Activa [MW]
u u$_i$ Magnitud [p.u.]	Q Potencia Reactiva [Mvar]	Q Potencia Reactiva [Mvar]
phiu U$_i$ Ángulo [deg]	loading Nivel de Carga [%]	cosphi Factor de Potencia [-]
	I1 Corriente de Secuencia Positiva, Magnitud [kA]	
	Ploss Pérdidas (totales) [MW]	

PowerFactory 14.0.512

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

DEMANDA MÍNIMA PROYECTADA AL AÑO 2015
PRODUCCIÓN MÍNIMA ACAR 1200

Anexo: LAMINA 6.1



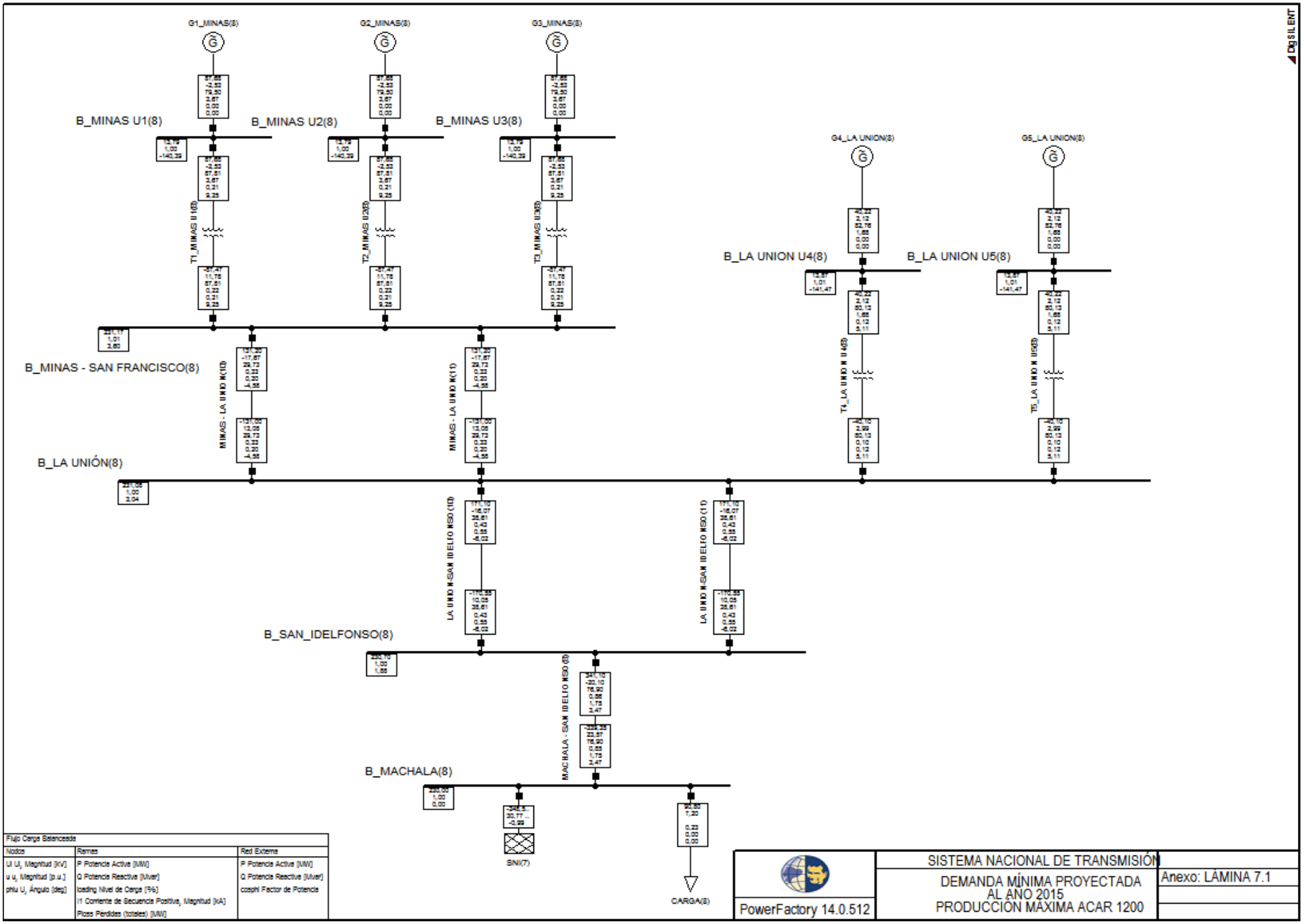
Flujo Carga Balanceado		
Nodos	Ramas	Red Externa
Ul Uj, Magnitud [kV]	P Potencia Activa [MW]	P Potencia Activa [MW]
u uj, Magnitud [p.u.]	Q Potencia Reactiva [Mvar]	Q Potencia Reactiva [Mvar]
phiu Uj, Ángulo [deg]	loading Nivel de Carga [%]	cosphi Factor de Potencia
	I1 Corriente de Secuencia Positiva, Magnitud [kA]	
	Ploss Pérdidas (totales) [MW]	

PowerFactory 14.0.512

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

DEMANDA MEDIA PROYECTADA
AL AÑO 2015
PRODUCCIÓN MÍNIMA ACSR 1113

Anexo: LÁMINA 6.2



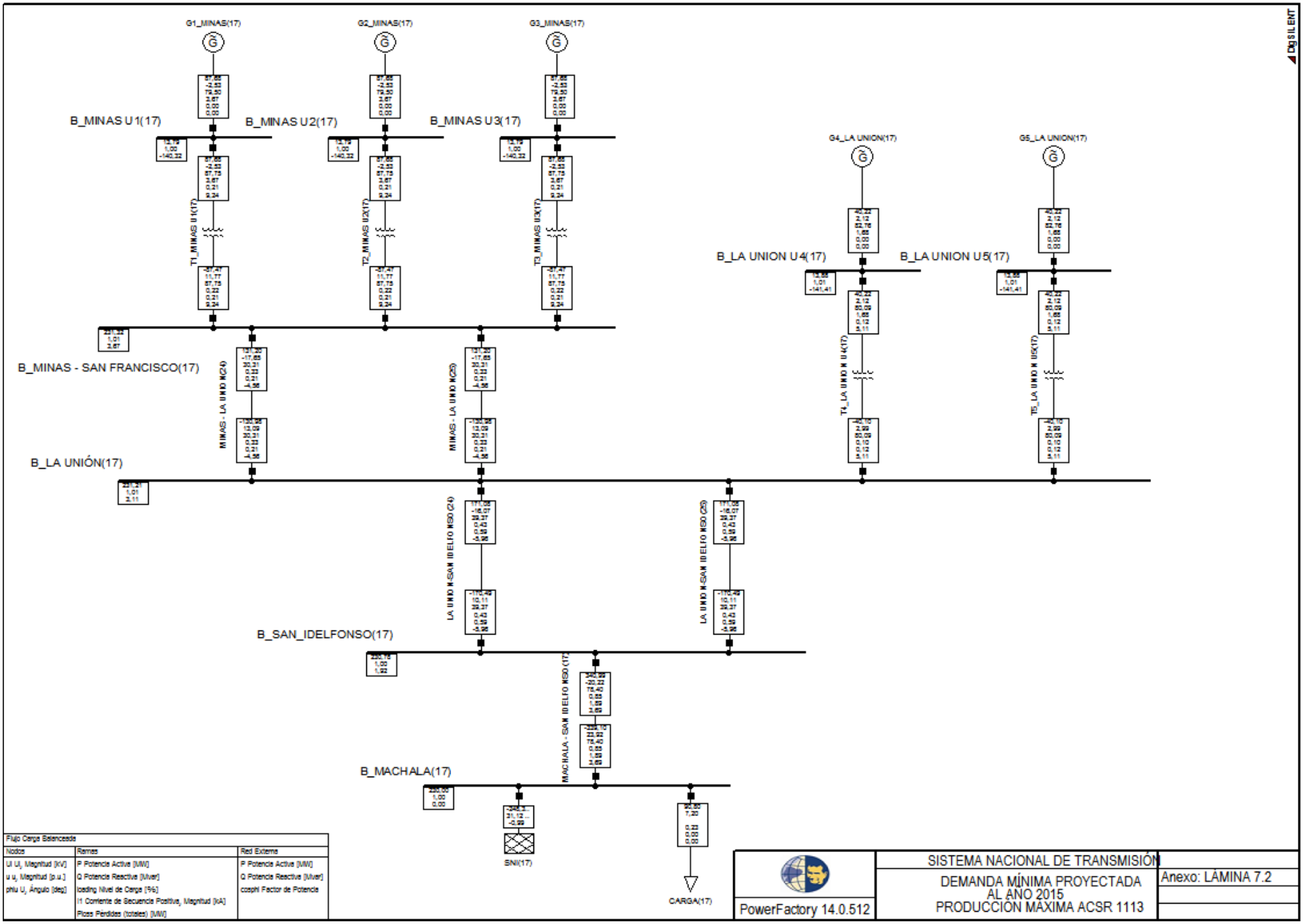
Flujo Carga Balanceado		
Nodos	Ramas	Red Externa
Ul Uj, Magnitud [kV]	P Potencia Activa [MW]	P Potencia Activa [MW]
u uj, Magnitud [p.u.]	Q Potencia Reactiva [Mvar]	Q Potencia Reactiva [Mvar]
phiu Uj, Ángulo [deg]	loading Nivel de Carga [%]	cosphi Factor de Potencia
	I1 Corriente de Secuencia Positiva, Magnitud [kA]	
	Ploss Pérdidas (totales) [MW]	

PowerFactory 14.0.512

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

DEMANDA MÍNIMA PROYECTADA AL AÑO 2015
PRODUCCIÓN MÁXIMA ACAR 1200

Anexo: LÁMINA 7.1



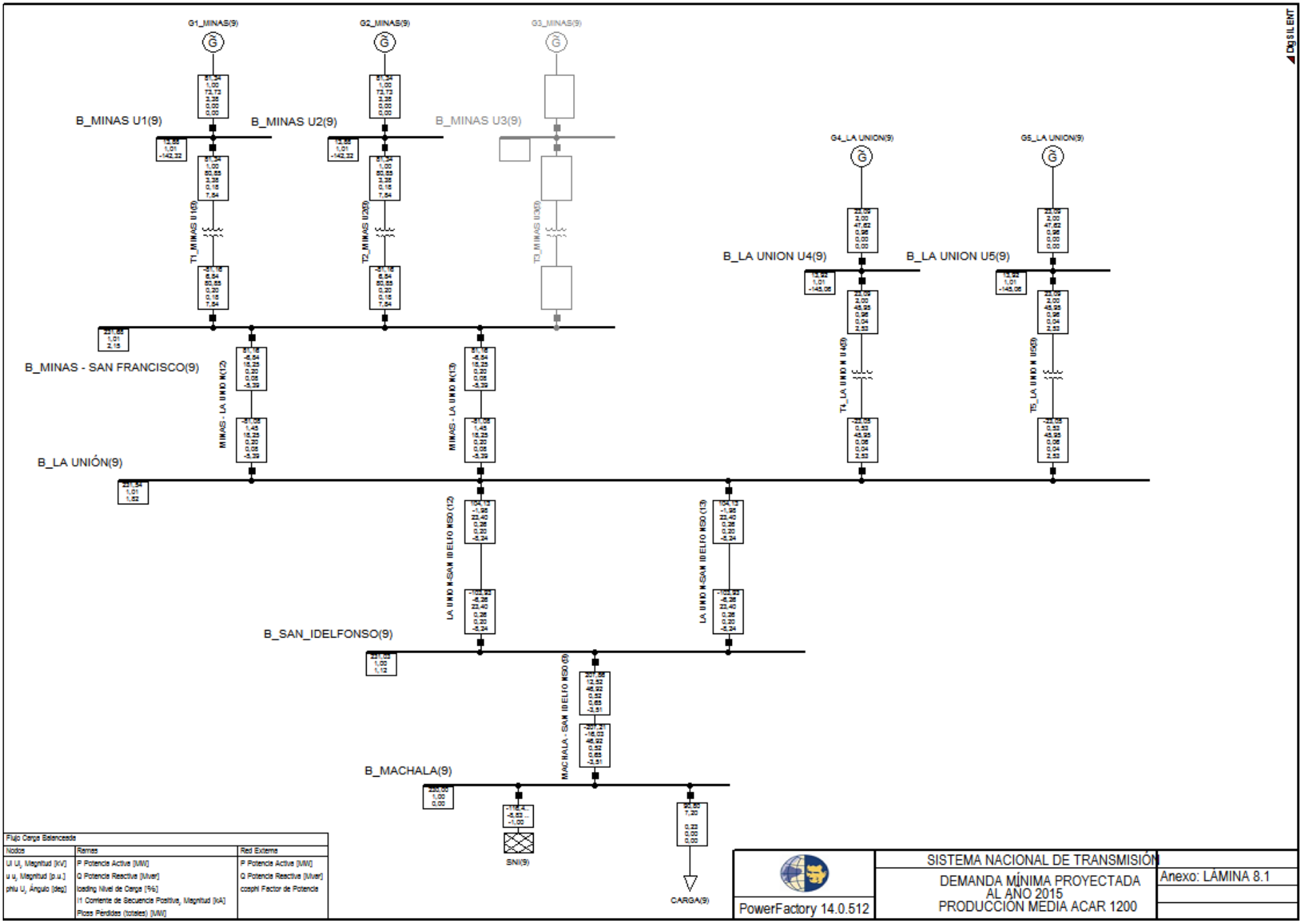
Flujo Carga Balanceado		
Nodos	Ramas	Red Externa
UI U_i, Magnitud [kV]	P Potencia Activa [MW]	P Potencia Activa [MW]
u u_i, Magnitud [p.u.]	Q Potencia Reactiva [Mvar]	Q Potencia Reactiva [Mvar]
phiu U_i, Ángulo [deg]	loading Nivel de Carga [%]	cosphi Factor de Potencia
	I1 Corriente de Secuencia Positiva, Magnitud [kA]	
	Ploss Pérdidas (totales) [MW]	

PowerFactory 14.0.512

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

DEMANDA MÍNIMA PROYECTADA AL AÑO 2015
PRODUCCIÓN MÁXIMA ACSR 1113

Anexo: LÁMINA 7.2



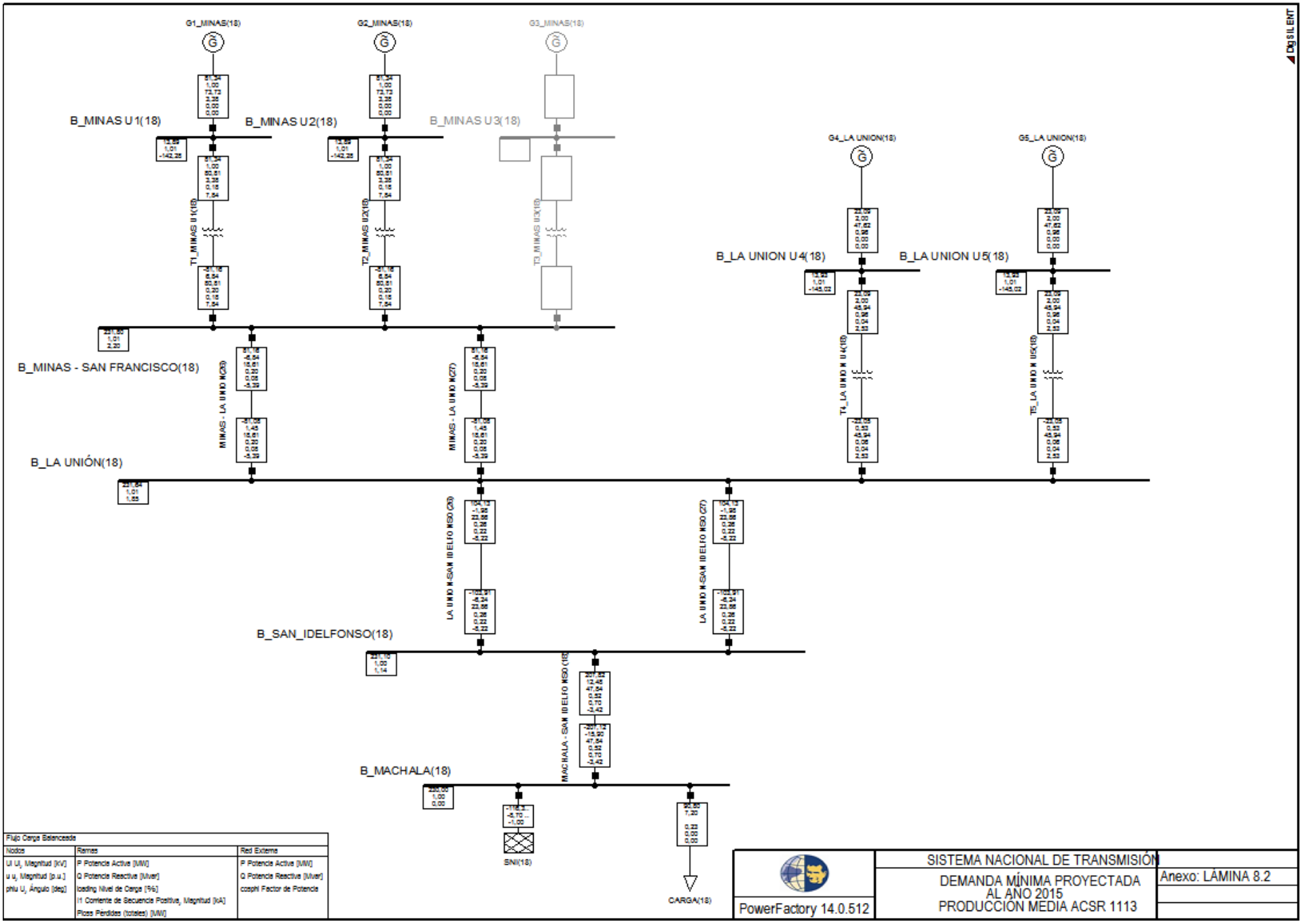
Flujo Carga Balanceado		
Nodos	Ramas	Red Externa
Ul Ui, Magnitud [kV]	P Potencia Activa [MW]	P Potencia Activa [MW]
u ui, Magnitud [p.u.]	Q Potencia Reactiva [Mvar]	Q Potencia Reactiva [Mvar]
phiu Ui, Ángulo [deg]	loading Nivel de Carga [%]	cosphi Factor de Potencia
	I1 Corriente de Secuencia Positiva, Magnitud [kA]	
	Ploss Pérdidas (totales) [MW]	

PowerFactory 14.0.512

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

DEMANDA MÍNIMA PROYECTADA AL AÑO 2015
PRODUCCIÓN MEDIA ACAR 1200

Anexo: LÁMINA 8.1



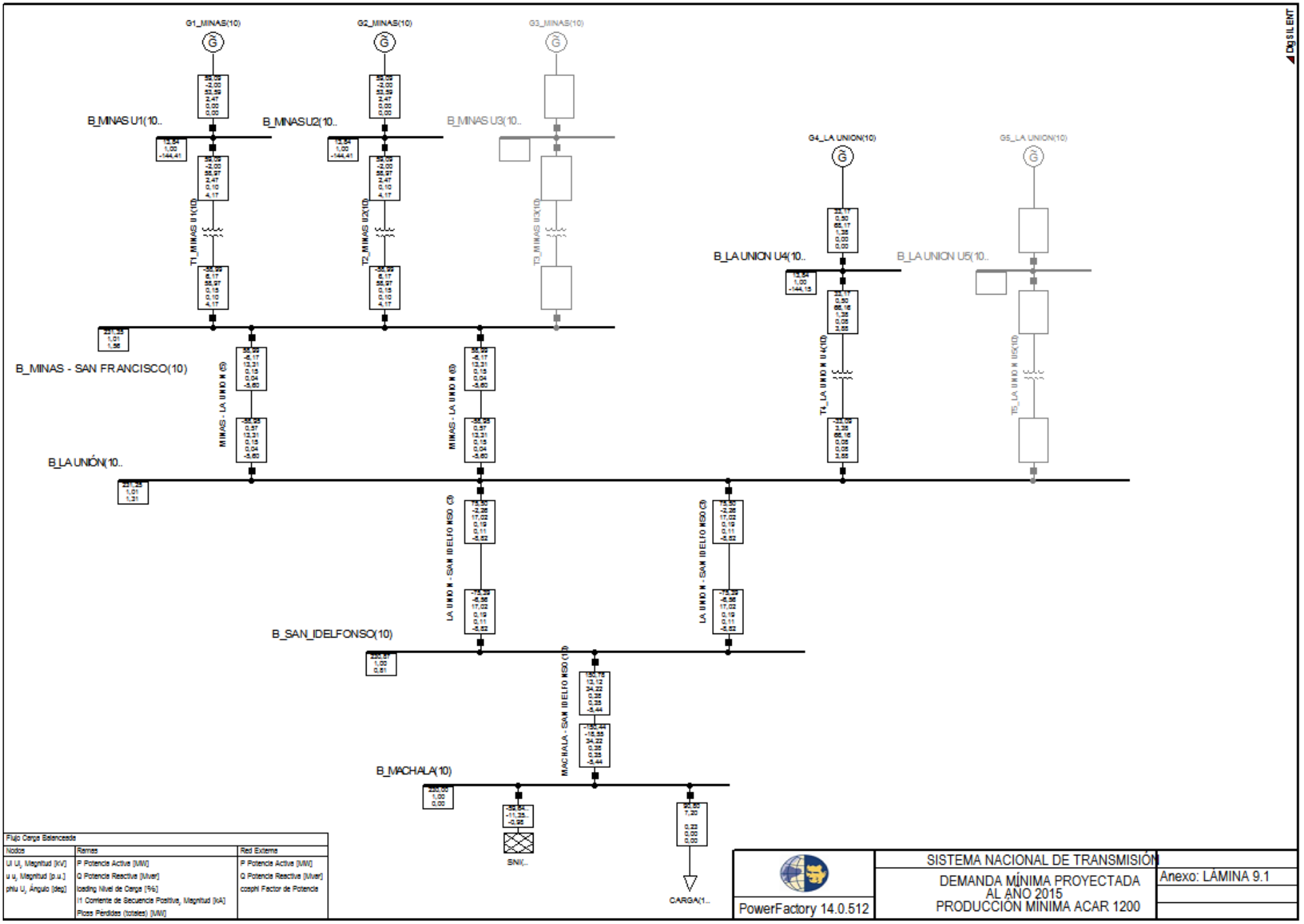
Flujo Carga Balanceado		
Nodos	Ramas	Red Externa
Ul U_i, Magnitud [kV]	P Potencia Activa [MW]	P Potencia Activa [MW]
u u_i, Magnitud [p.u.]	Q Potencia Reactiva [Mvar]	Q Potencia Reactiva [Mvar]
phiu U_i, Ángulo [deg]	loading Nivel de Carga [%]	cosphi Factor de Potencia
	I1 Corriente de Secuencia Positiva, Magnitud [kA]	
	Ploss Pérdidas (totales) [MW]	

PowerFactory 14.0.512

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

DEMANDA MÍNIMA PROYECTADA AL AÑO 2015
PRODUCCIÓN MEDIA ACSR 1113

Anexo: LÁMINA 8.2



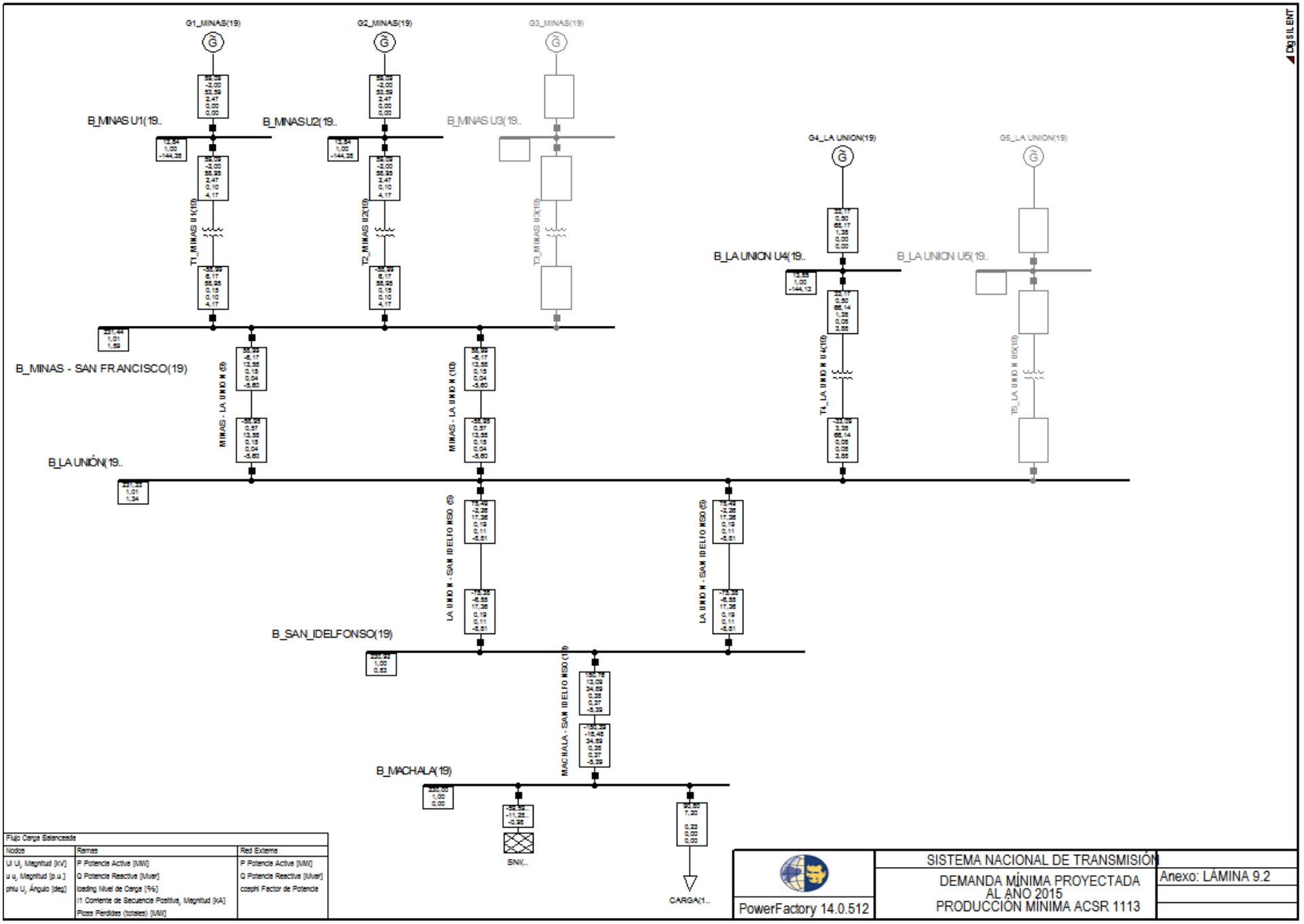
Flujo Carga Balanceado		
Nodos	Ramas	Red Externa
Ul U_i, Magnitud [kV]	P Potencia Activa [MW]	P Potencia Activa [MW]
u u_i, Magnitud [p.u.]	Q Potencia Reactiva [Mvar]	Q Potencia Reactiva [Mvar]
phiu U_i, Ángulo [deg]	loading Nivel de Carga [%]	cosphi Factor de Potencia
	I1 Corriente de Secuencia Positiva, Magnitud [kA]	
	Ploss Pérdidas (totales) [MW]	

PowerFactory 14.0.512

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

DEMANDA MÍNIMA PROYECTADA AL AÑO 2015
PRODUCCIÓN MÍNIMA ACAR 1200

Anexo: LÁMINA 9.1



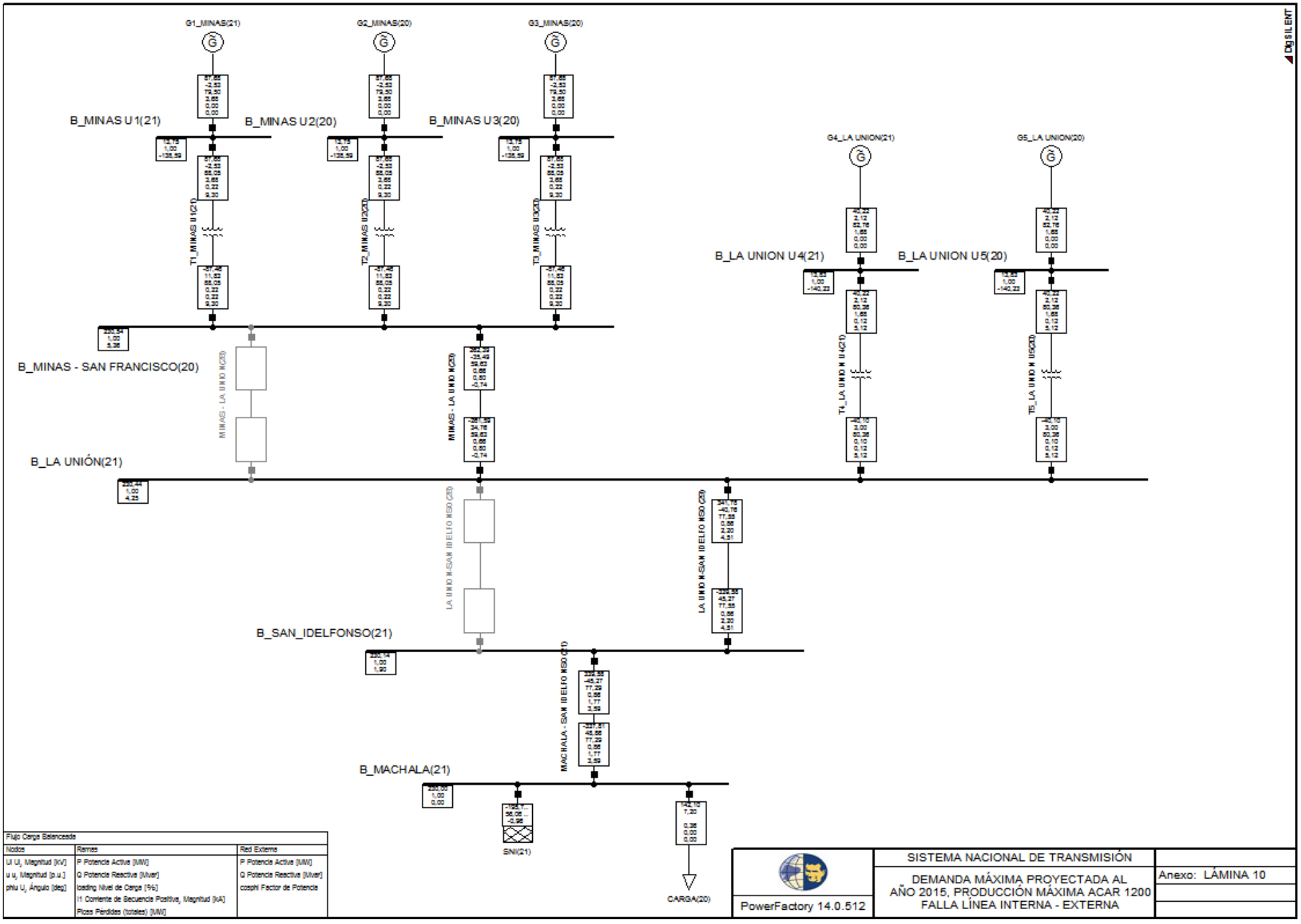
Flujo Carga Balanceado		
Nodos	Ramas	Red Externa
Ul Uj, Magnitud [kV]	P Potencia Activa [MW]	P Potencia Activa [MW]
u uj, Magnitud [p.u.]	Q Potencia Reactiva [Mvar]	Q Potencia Reactiva [Mvar]
phiu Uj, Ángulo [deg]	loading Nivel de Carga [%]	cosphi Factor de Potencia
	I1 Corriente de Secuencia Positiva, Magnitud [kA]	
	Ploss Pérdidas (totales) [MW]	

PowerFactory 14.0.512

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

DEMANDA MÍNIMA PROYECTADA AL AÑO 2015
PRODUCCIÓN MÍNIMA ACSR 1113

Anexo: LÁMINA 9.2



Flujo Carga Balanceado		
Nodos	Ramas	Red Externa
Ul U$_i$ Magnitud [kV]	P Potencia Activa [MW]	P Potencia Activa [MW]
u u$_i$ Magnitud [p.u.]	Q Potencia Reactiva [Mvar]	Q Potencia Reactiva [Mvar]
phiu U$_i$ Ángulo [deg]	loading Nivel de Carga [%]	cosphi Factor de Potencia
	I1 Corriente de Secuencia Positiva, Magnitud [kA]	
	Ploss Pérdidas (totales) [MW]	

PowerFactory 14.0.512

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

DEMANDA MÁXIMA PROYECTADA AL AÑO 2015, PRODUCCIÓN MÁXIMA ACAR 1200 FALLA LÍNEA INTERNA - EXTERNA

Anexo: LÁMINA 10