

ESTUDIO DEL PRIMER PLAN DE TRANSMISIÓN
CONCURSO COES N° 06/2009

INFORME FINAL – Fase I

Preparado para

COES

Julio 26, 2010

MERCADOS
ENERGÉTICOS 
CONSULTORES

 **Merrill Energy LLC**

PSR

Contenido

1	RESUMEN EJECUTIVO	17
1.1	Introducción	17
1.2	Objeto del estudio	17
1.3	Etapas del estudio e informes parciales	17
1.4	Metodología para la determinación del Plan de Transmisión	18
1.5	Plan de Transmisión.....	19
1.6	Principales productos del estudio: Plan de Transmisión y Plan Vinculante.....	20
1.7	Principales tareas del trabajo de planificación.....	21
1.8	Diagnóstico del SEIN – años 2010-2015	21
1.9	Diagnóstico del SEIN – post año 2015	22
1.10	Plan Robusto – Año 2020.....	23
1.11	Plan Robusto – año 2016	26
1.12	Red Colectora Oriental y Conexiones con el SEIN	26
1.13	Verificación del Plan de Transmisión	28
1.14	Red de Lima	29
1.15	Integración al SEIN de la Zona Nor Oriente	30
1.16	Reforzamiento del Enlace 220 kV Moquegua – Los Héroes	30
1.17	Metodología y software.....	31
1.18	Datos	32
2	Plan de Expansión de la Transmisión	33
2.1	Metodología.....	33
2.2	Criterios	34
2.3	Zonas Eléctricas	35
2.3.1	Zonas Basadas en Consideraciones Prácticas	35
2.3.2	Estudios de Coherencia en el Comportamiento Eléctrico y Angular	37
2.4	Modelo TO/R Con Minimización de Arrepentimiento Máximo.....	40
2.4.1	MINIMAX: Teoría y Algoritmos	41
2.4.1	MINIMAX: Especificaciones.....	44

3	Futuros.....	46
3.1	Características físicas del MEM de Perú.....	46
3.1.1	Capacidad Instalada de Generación.....	46
3.1.2	Producción de Energía.....	48
3.1.3	Ventas de Energía.....	51
3.1.4	Precios de Combustibles.....	53
3.1.5	Red de Transmisión.....	57
3.1.6	Precios de la Energía.....	61
3.2	Escenarios de proyección de la demanda del COES.....	63
3.2.1	Demanda Proyectada por el COES.....	63
3.2.2	Futuros de demanda.....	69
3.3	Nudos de demanda.....	75
3.3.1	Demanda de nodo.....	77
3.4	Futuros de Oferta, Importación y Exportación.....	79
3.4.1	Incertidumbres de oferta para la preparación de los futuros de generación.....	79
3.4.2	Procedimiento para la definición de los nudos de generación y exportación.....	82
3.5	Futuros de Hidrología y Precios de Combustible.....	85
3.5.1	Registros de caudales.....	85
3.5.2	Nudos hidrológicos.....	86
3.5.3	Futuros de precios de combustibles.....	87
3.6	Plan Transitorio de Transmisión.....	87
3.7	Opciones de Transmisión.....	88
3.7.1	Sistema de transmisión base (existente y comprometido).....	89
3.7.2	Identificación de posibles problemas generales.....	90
3.7.3	Estudio con demanda pesimista.....	90
3.7.4	Estudio con demanda optimista.....	91
3.7.5	Diferencia con demanda optimista en las zonas Norte y Sur.....	94
3.7.6	Opciones y planes de transmisión.....	94
3.7.7	Parámetros de las opciones.....	96

4	Conexión de la Zona Oriental – Red Colectora.....	102
4.1	Introducción.....	102
4.2	Potencial Hidroeléctrico Considerado (Zona Oriental)	103
4.3	Las Conexiones Centro-Oriente.....	105
4.3.1	Opciones de Expansión	105
4.3.2	Caso: Demanda 1 y 3, Oferta B, Exportación 50% (Caso 1/3-B-5)	105
4.3.3	Caso: Demanda 1 y 3, Oferta B, Exportación 0% (Casos 1/3-B-0).....	110
4.3.4	Caso: Demanda 2, Oferta B, Exportación 50% (Caso 2-B-5)	113
4.3.5	Caso: Demanda 2, Oferta B, Exportación 0% (Caso 2-B-0)	115
4.4	Descripción de la Red Colectora.....	118
5	Plan Robusto para el SEIN – Año Horizonte (2020)	125
5.1	Introducción.....	125
5.2	Diagnóstico de los problemas.....	126
5.2.1	Diagnóstico – Congestión	126
5.2.2	Diagnóstico – Confiabilidad.....	128
5.3	Opciones de expansión (planes).....	130
5.4	Nudos (Escenarios Simulados).....	132
5.4.1	Congestión (HDN y MFI)	133
5.4.2	Atributo Valor Presente de Costo Total – VPCT	134
5.4.3	Atributo Valor Presente del Pago Anual de la Demanda por Energía – VPPD.....	136
5.5	Expansión de Base de Datos por Interpolación.....	136
5.6	Resultados por Confiabilidad – Criterio N-1	139
5.6.1	Aplicación del Criterio.....	139
5.6.2	Resultados de Análisis.....	141
5.7	Resultados del Análisis Trade Off/Risk – MINIMAX.....	142
5.7.1	Análisis de Congestión y Costos 2020.....	142
5.7.2	Conclusiones – Año 2020.....	152
5.7.3	Análisis de Ciertas Opciones y Monitoreo	153
5.8	Sustento del plan de expansión	159

5.9	Estudios eléctricos (régimen permanente, corto circuito y estabilidad)	164
5.9.1	Introducción	164
5.9.2	Escenarios de simulación.....	164
5.9.3	Estudios realizados.....	170
5.9.4	Resultados obtenidos	173
6	Expansión de Corto Plazo.....	185
6.1	Introducción.....	185
6.2	Resultados de Análisis Trade Off/Risk y MINIMAX para el año 2013.....	185
6.2.1	Análisis de Congestión y Costos para el año 2013	185
6.2.2	Sustento: Plan Robusto para el año 2013	186
6.3	Resultados de Análisis Trade Off/Risk y MINIMAX para el año 2016.....	186
6.3.1	Análisis de Congestión y Costos para el año 2016	186
6.3.2	Sustento: Plan robusto para el año 2016	188
6.4	Resultados de los estudios eléctricos para el año 2015	189
6.4.1	Escenario de Evaluación	189
6.4.2	Plan Vinculante.....	189
6.4.3	Resultados Obtenidos. Flujos de Carga, Estabilidad.....	191
6.4.4	Conclusiones	191
6.5	Sustento del plan de expansión	192
7	Análise Expansión en Horizonte de Largo Plazo (Año 2025).....	194
7.1	Análisis de Congestión y Costos para el año 2025.....	194
7.2	Sustento del plan de expansión	195
8	ANTEPROYECTO: “LÍNEA DE 220 kV MACHUPICCHU-QUENCORO-ONOCORA-TINTAYA Y AMPLIACIÓN DE SUBESTACIONES”	198
8.1	Alcances del Anteproyecto	198
8.2	Traza de las Líneas y Localización de las Estaciones Transformadoras.....	198
8.3	Costos de Inversión	200
8.4	Conclusiones.....	200
9	CONCLUSIONES	201

9.1	Diagnóstico del SEIN – Años 2010-2015	202
9.2	Diagnóstico del SEIN – Post Año 2015	202
9.3	Metodología y software	203
9.4	Datos	204
9.5	Plan Robusto – Año 2020.....	204
9.6	Plan Robusto – Año 2016.....	206
9.7	Plan Condicional – Año 2025	207
9.8	Red Colectora Oriental y Conexiones con el SEIN	208
9.9	Verificación del Plan de Transmisión	210
9.10	Red de Lima	211
9.11	Integración al SEIN de la Zona Nor Oriente	212
9.12	Reforzamiento del Enlace 220 kV Moquegua – Los Héroes	212

Figuras

Figura 1.1. Proceso de Planificación Metodología TO/R – MINIMAX.....	18
Figura 1.2. Plan de Transmisión 2020.	25
Figura 1.3. Sistema de conexión mínimo para las hidroeléctricas del Oriente.	27
Figura 1.4. Sistema de conexión completo para las hidroeléctricas del Oriente.	28
Figura 2.1. Proceso de Planificación Metodología TO/R – MINIMAX.....	33
Figura 2.2. La región San Martín.	36
Figura 2.3. Diferencias y coherencias de precios nodales marginales entre las zonas Norte y Centro	37
Figura 2.4. Diferencias y coherencias de precios nodales marginales entre las zonas Sur y Centro	38
Figura 2.5. Conflictos entre MINIMAX para múltiples atributos (objetivos)	44
Figura 3.1. Balance Potencia Efectiva / Demanda en el SEIN - 2008.....	46
Figura 3.2 Producción mensual de Energía en el SEIN [GWh]. Registro histórico.....	48
Figura 3.3 Crecimiento anual de la demanda (2004-2008).	49
Figura 3.4 Diagrama de carga del día de máxima demanda (2008).....	49
Figura 3.5 Camisea y evolución del uso de Gas Natural.....	50
Figura 3.6 Consumo de combustibles – Carbón.....	50
Figura 3.7 Participación de las zonas en las ventas anuales del SEIN.	51
Figura 3.8 Porcentaje de venta de energía eléctrica (2008) – por sector económico.	52
Figura 3.9 Proyecto Camisea – Poliducto.....	54
Figura 3.10. Costo variable nominal de las centrales térmicas del SEIN (Dic. 2008).	57
Figura 3.11 Diagrama del Sistemas Interconectado Nacional (SEIN).....	59
Figura 3.12 Red de transporte eléctrico de Perú, Zonas.	60
Restricciones de máxima transferencia de potencia entre regiones eléctricas.....	61
Figura 3.13 Red de Transporte de Perú.	61
Figura 3.14 Costo Marginal promedio anual – barra Santa Rosa.	62
Figura 3.15. Futuros de demanda - Tasa de crecimiento promedio 2009-2020.....	69
Figura 3.16. Nudos de futuros de crecimiento de demanda para simular.....	77
Figura 3.17. Futuros oferta, con exportación y neto de exportación.....	84

Figura 3.18. Plan Transitorio de Expansión de la Transmisión del SEIN.	88
Figura 3.19. Costo estimado de repotenciación.	99
Figura 4.1. Alternativa para conversión de una línea AC para DC.	102
Figura 4.2. Ubicación aproximada de las centrales del oriente (aplicativo Google Earth).....	103
Figura 4.3. Sistema colector de las centrales de la Amazonía, casos 1-B-5 y 3-B-5.....	106
Figura 4.4. Ruta aproximada del gasoducto Camisea – Lima.	107
Figura 4.5. Conexión de las nuevas subestaciones Colectora Sur y Colectora Centro 500 kV al SEIN, casos 1-B-5 y 3-B-5.....	107
Figura 4.6. Operación típica del sistema de conexión de las centrales del oriente para el caso 3-B-5, Enero 2020 – Escenario Hidrológico medio.	109
Figura 4.7. Operación típica del sistema de conexión de las centrales del oriente para el caso 3-B-5, Agosto 2020 – Escenario Hidrológico medio.	110
Figura 4.8. Sistema para conexión al SEIN de las centrales de la Amazonía, casos 1-B-0 y 3-B-0.....	111
Figura 4.9. Operación típica del sistema de conexión de las centrales del oriente para el caso 3-B-0, Enero 2020 – Escenario Hidrológico medio.	111
Figura 4.10. Operación típica del sistema de conexión de las centrales del oriente para el caso 3-B-0, Agosto 2020 – Escenario Hidrológico medio.	112
Figura 4.11. Sistema para conexión al SEIN de las centrales de la Amazonía, caso 2-B-5.....	113
Figura 4.12. Operación típica del sistema de conexión de las centrales del oriente para el caso 2-B-5, Enero 2020 – Escenario Hidrológico medio.....	114
Figura 4.13. Operación típica del sistema de conexión de las centrales del oriente para el caso 2-B-5, Agosto 2020 – Escenario Hidrológico medio.....	115
Figura 4.14. Sistema para conexión al SEIN de las centrales de la Amazonía, caso 2-B-0.....	116
Figura 4.15. Operación típica del sistema de conexión de las centrales del oriente para el caso 2-B-0, Enero 2020 – Escenario Hidrológico medio.....	117
Figura 4.16. Operación típica del sistema de conexión de las centrales del oriente para el caso 2-B-0, Agosto 2020 – Escenario Hidrológico medio.....	118
Figura 4.17. Disposición física para la Red Colectora.....	119
Figura 4.18. Línea Zapallal – Colectora Centro en 500 kV, Elevación (en metros) × Distancia (en km).	120
Figura 4.19. Línea Independencia – Colectora Sur en 500 kV, Elevación (en metros) × Distancia (en km).....	121

Figura 4.20. Línea Paquizapango – Colectora Centro en 500 kV, Elevación (en metros) × Distancia (en km).....	121
Figura 4.21. Línea Tambo 60 – Tambo 40, Elevación (en metros) × Distancia (en km).	122
Figura 4.22. Línea Colectora Sur – Colectora Centro 500 kV, Elevación (en metros) × Distancia (en km).....	122
Figura 4.23. Línea Tambo 40 – Paquizapango, Elevación (en metros) × Distancia (en km).	123
Figura 4.24. Línea Inambari – Colectora Sur 500 kV, Elevación (en metros) × Distancia (en km).....	123
Figura 5.2. Mejora en congestión, dividido por costo capital, año 2020.	143
Figura 5.3. Mejora en congestión, dividido por costo capital, año 2020 (detalle sin plan Fuerte).	144
Figura 5.4. Mejora en congestión, dividido por costo capital, año 2020 (detalle Planos Liviano e Medio).	144
Figura 5.5. VPPD (CMg, zona Centro) y VPCT, año 2020.....	146
Figura 5.6. VPPD (CMg, zona Centro) y VPCT, año 2020, para futuros de demanda baja. ..	146
Figura 5.7. VPPD (CMg), zonas Centro y Norte año 2020.....	146
Figura 5.8. VPPD (CMg), zonas Centro y Norte año 2020, para futuros de baja demanda. ..	147
Figura 5.9. Contraste de pagos por la demanda, zonas Norte y Sur.	147
Figura 5.10. Contraste de pagos por la demanda, zonas Norte y Sur, escenarios sin mucho racionamiento.....	148
Figura 5.11. Costos totales y congestión, futuros con demanda alta, media, y baja, 2020.	150
Figura 5.12. Costos totales y congestión, futuros con demanda baja y media, 2020.	150
Figura 5.13. Costos totales y congestión por 4,347 futuros, 2020.....	150
Figura 5.14 Robusteza de opciones Liviano y Medio, línea Chiclayo-Carhuamayo.....	154
Figura 5.15 Robusteza de opción Fuerte, línea Chiclayo-Carhuamayo.....	155
Figura 5.16 Robusteza de opción Fuerte, línea Chiclayo-Carhuamayo, solo hidrología mediana.....	155
Figura 5.17 Robusteza de opciones Liviano y Medio, línea Chiclayo-Carhuamayo, por demanda Norte y Centro.	156
Figura 5.18 Robusteza de opción Fuerte, línea Chiclayo-Carhuamayo, por demanda Norte y Centro.	156

Figura 5.19 Opción Liviana, línea Trujillo-Cajamarca.....	156
Figura 5.20 Opción Media, línea Trujillo-Cajamarca.....	157
Figura 5.21 Opción Fuerte, línea Trujillo-Cajamarca.....	157
Figura 5.22 Opción Fuerte, línea Trujillo-Cajamarca, solo costo nominal.....	157
Figura 5.23 Interconexiones Centro-Sur 500-kV, justificadas por el criterio N-1.....	158
Figura 5.24 Plan Medio, Norma MFI.....	158
Figura 5.25 Plan Medio, Norma HDN.....	159
Figura 5.26 Plan Medio, Norma MFI.....	159
Figura 5.27. Plan Robusto y Opciones Condicionales (2011 – 2020).....	163
Figura 5.28 Red de abastecimiento a Tacna.....	175
Figura 5.29 Corrientes de Cortocircuito para nodos de la red de 500 kV.....	178
Figura 5.30 Corrientes de Cortocircuito para nodos de la red de 220 kV.....	178
Figura 5.31 Configuración red de 500 kV del SEIN y red colectora considerada en los estudios de estabilidad.....	180
Figura 5.32 Distribución de flujos de potencia activa en las redes del interior de Lima (configuración actual).....	182
Figura 5.33 Distribución de flujos de potencia activa en las líneas Chilca – La Planicie - Zapallal (configuración actual).....	182
Figura 5.34 Distribución de flujos de potencia activa en las líneas Chilca – La Planicie - Zapallal (Caso #1).....	183
Figura 6.1 Congestión (HDN) y VPCT, año 2013.....	185
Figura 6.2 Congestión (HDN) y VPCT, año 2016.....	187
Figura 6.9. Plan Vinculante Zona Sur. Diagrama Unifilar.....	190
Figura 6.10. Plan Vinculante Zona Sur. Diagrama Geográfico.....	191
Figura 6.3. Balance de Potencia Zona Sur.....	192
Figura 6.4. Demanda máxima en Cajamarca.....	193
Figura 7.1 Congestión (HDN) y VPCT, año 2025.....	194
Figura 8.1. Traza de la línea Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya.....	199
Figura 8.2. Elevación de la línea Machupicchu-Quencoro.....	200
Figura 8.3. Elevación de la línea Quencoro-Onocora-Tintaya.....	200

Figura 9.1. Sistema de conexión mínimo para las hidroeléctricas del oriente.209

Figura 9.2. Sistema de conexión completo para las hidroeléctricas del oriente.210

Tablas

Tabla 1.1. Plan robusto, Año 2020.....	23
Tabla 1.2. Opciones condicionales para 2020	24
Tabla 1.3. Plan robusto, año 2016.....	26
Tabla 1.4. Opciones condicionales, año 2016	26
Tabla 2.1. Promedios y desviaciones estándares de precios marginales (\$/MWh), zonas Norte y Centro	39
Tabla 2.2. Promedios y desviaciones estándares de precios marginales (\$/MWh), zonas Sur y Centro	39
Tabla 2.3. Promedios y desviaciones estándares de ángulos eléctricos, zonas Norte y Centro (valores en radianos).....	40
Tabla 2.4. Promedios y desviaciones estándares de ángulos eléctricos, zonas Sur y Centro (valores en radianos).....	40
Tabla 2.5. Ejemplo de minimización del máximo arrepentimiento.	42
Tabla 2.6. Costos totales.	43
Tabla 2.7. Costo Total, arrepentimientos.....	43
Tabla 2.8. Arrepentimiento máximo.	43
Tabla 3.1. Generación Existente en el SEIN (Nov. 2009).	47
Tabla 3.2 Evolución de la producción de energía del SEIN (2008) – (GW.h)	48
Tabla 3.3 Evolución de la demanda máxima del SEIN (2008) – (MW).	49
Tabla 3.4 Consumo de combustibles líquidos (en miles de galones).	50
Tabla 3.5 Producción termoeléctrica, consumo de combustible (2008).....	51
Tabla 3.6 Venta de energía eléctrica según sistema y empresa (GW.h).....	52
Tabla 3.7 Pérdidas de energía eléctrica según el nivel de tensión (GW.h).	53
Tabla 3.8 Precio de combustible de las centrales térmicas del SEIN (2008) – GN de Camisea.....	54
Tabla 3.9 Precio de combustible de las centrales térmicas del SEIN (2008) – GN de Aguaytía y Talara.	55
Tabla 3.10 Precio de combustible de las centrales térmicas del SEIN (2008) – Carbón.....	55
Tabla 3.11 Precio de combustible de las centrales térmicas del SEIN (2008) – Residual.	55
Tabla 3.12 Precio de combustible de las centrales térmicas del SEIN (2008) – Diesel.	56

Tabla 3.13 Longitud de líneas de las principales empresas concesionarias de transmisión (2008).....	58
Tabla 3.14 Serie histórica de Precios de la Energía en el SEIN.....	62
Tabla 3.15. Demanda total - tasa media de crecimiento (periodo 2009 - 2020).....	64
Tabla 3.16. Proyección de demanda 2009 – 2020 (Caso Base).....	64
Tabla 3.17. Proyección de demanda 2009 – 2020 (Caso Optimista).	65
Tabla 3.18. Proyección de demanda 2009 – 2020 (Caso Pesimista).	66
Tabla 3.19. Proyección de la demanda por tipos de cargas.	67
Tabla 3.20. Localización de proyectos mineros.....	68
Tabla 3.21. Demanda de grandes proyectos mineros.	68
Tabla 3.22. Futuros de demanda - tasa de crecimiento promedio 2009 – 2020.....	69
Tabla 3.23. Tasas de crecimiento por tipos de cargas.	70
Tabla 3.24. Proyección del consultor – Futuro #1.	71
Tabla 3.25. Proyección del consultor – Futuro #2.	72
Tabla 3.26. Proyección del consultor – Futuro #3.	73
Tabla 3.27. Proyección del consultor – Futuro #4.	74
Tabla 3.28. Proyección del consultor – Futuro #5.	75
Tabla 3.29. Futuros de demanda optimista, pesimista, e intermedio.....	75
Tabla 3.30. Nudos de demanda para simular, año 2020.....	76
Tabla 3.31. Proyectos mineros considerados	78
Tabla 3.32. Listado de Proyectos comprometidos - Total: 1812 MW	79
Tabla 3.33. Térmicos con autorización - Total: 1524 MW.....	80
Tabla 3.34. Centrales hidroeléctricas con concesión definitiva - total: 1046 MW.....	80
Tabla 3.35. Centrales hidroeléctricas del Amazonas – Total: 6673 MW.	80
Tabla 3.36. Hidroeléctricas con concesión temporal - Total: 2990 MW.....	81
Tabla 3.37. Centrales sin concesión o autorización Total: 5380 MW.....	81
Tabla 3.38. Nudos de generación mínima, netos de exportación a Brasil.....	82
Tabla 3.39. Nudos generación – 0% de centrales del Oriente exportado a Brasil.....	83
Tabla 3.40. Nudos generación – 50% del producto de las centrales del Oriente exportado a Brasil.....	83

Tabla 3.41. Sin desarrollo de centrales en la zona Oriente.	84
Tabla 3.42. Centrales existentes.	85
Tabla 3.43. Centrales hidroeléctricas consideradas en al menos un futuro de generación.	86
Tabla 3.44. Futuros de precios de combustible – 2020 y 2025.	87
Tabla 3.45. Sobrecargas, Nudo 4.	91
Tabla 3.46. Flujos máximos en líneas sobrecargas, nudos 1 y 3.	93
Tabla 3.47. Flujos máximos en líneas sobrecargas, Zona Centro.	95
Tabla 3.48. Costos unitarios de líneas.	97
Tabla 3.49. Factores geográficos de ajuste para líneas.	97
Tabla 3.50. Costos unitarios de equipos mayores.	97
Tabla 3.51. Presupuesto requerido para la repotenciación.	99
Tabla 4.1. Centrales hidroeléctricas del Amazonas – Total: 6673 MW	104
Tabla 4.2. Futuros de Oferta y las Centrales de la Amazonia.	104
Tabla 4.3. Parámetros típicos para las líneas de 500 kV.	105
Tabla 4.4. Parámetros de la alternativa de conexión de las centrales de la Amazonía.	108
Tabla 4.5. Alternativa de conexión de las centrales de la Amazonía.	108
Tabla 4.6. Alternativa de conexión de las centrales de la Amazonía, caso 2-B-5.	113
Tabla 4.7. Alternativa de conexión de las centrales de la Amazonía, caso 2-B-0.	116
Tabla 5.1. Futuros analizados para diagnosticar posibles problemas de transmisión.	127
Tabla 5.2. Sobrecargas máximas en líneas de transmisión (muestra).	128
Tabla 5.3. Diagnóstico: Conexiones actuales que posiblemente carezcan de confiabilidad en el sentido clásico "n-1".	129
Tabla 5.4. Planes y opciones ante congestión (Norte y Centro).	131
Tabla 5.5 Planes y opciones ante congestión (Sur).	132
Tabla 5.6. Opciones para lograr confiabilidad a nivel “n-1” en regiones con conexiones radiales.	132
Tabla 5.7. HDN y MFI para una muestra de nudos.	134
Tabla 5.8. Costos capitales totales nominales por planes para aliviar congestión (millones).	134
Tabla 5.9. Costos de despacho, incluyendo pérdidas y costos de energía no servida.	135
Tabla 5.10. Costos anualizados de capital y O y M por cada Plan.	135

Tabla 5.11. Atributo VPPD (muestra).....	136
Tabla 5.12. Incertidumbres analizadas.	138
Tabla 5.13. Zonas radiales, candidatos para refuerzos por confiabilidad.....	140
Tabla 5.14. TTC y flujos máximos, opciones N-1.....	142
Tabla 5.15. Aplicación del criterio N-1 para opciones.	142
Tabla 5.16. La Exposición (número de futuros donde los planes no satisfacen los criterios de la Norma) depende de la incertidumbre Costo Capital.....	144
Tabla 5.17. Arrepentimiento máximo – HDN y MFI, año 2020.....	144
Tabla 5.18. Valores máximos y mínimos de los atributos de congestión.	145
Tabla 5.19. Resumen de análisis MINIMAX para 2020.....	151
Tabla 5.20. Resumen de análisis Trade Off/Risk para 2020.	152
Tabla 5.21. Valores típicos de tolerancias para Trade Off/Risk.....	152
Tabla 5.22 Plan robusto, 2020.....	161
Tabla 5.23 Opciones condicionales, para 2020.	162
Tabla 5.24 Futuros de demanda para estudios eléctricos.	166
Tabla 5.25. Nodo de conexión al SEIN de proyectos mineros.....	167
Tabla 5.26. Plan de incorporación de nueva capacidad de generación.	169
Tabla 5.27. Plan Fuerte.....	170
Tabla 5.28. Estudios Eléctricos. Características de los casos evaluados.	172
Tabla 5.29. Estudios Eléctricos. Balance por área.	173
Tabla 5.30. Corrientes de Cortocircuito máximas.....	177
Tabla 5.31. Corrientes de Cortocircuito máximas Red Lima mallada y abierta.....	179
Tabla 5.32. Flujo de Potencia Activa red de 500 kV – Chilca – La Planicie (año 2020).....	184
Tabla 6.1 Robustez, año 2013.....	186
Tabla 6.2 Arrepentimiento máximo, año 2013.....	186
Tabla 6.3. Resumen de análisis Trade Off/Risk para el año 2016.....	187
Tabla 6.4. Resumen de análisis MINIMAX para el año 2016.....	188
Tabla 6.5 Plan robusto, año 2016.....	189
Tabla 6.6, opciones condicionales, año 2016.	189

Tabla 6.7. Parámetros eléctricos de líneas de incluidas en el Plan Vinculante.....	190
Tabla 7.1. Resumen de análisis Trade Off/Risk para el año 2025.....	195
Tabla 7.2. Resumen de análisis MINIMAX para el año 2025.....	195
Tabla 7.3 Opciones condicionales, año 2025.	197
Tabla 9.1. Plan robusto, año 2020.....	205
Tabla 9.2. Opciones condicionales, año 2020.	206
Tabla 9.3. Plan robusto, año 2016.....	206
Tabla 9.4. Opciones condicionales, año 2016.	207
Tabla 9.5. Opciones condicionales, año 2025.	208