

# Tabla de contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis	3
1.3. Objetivos	3
1.3.1. Objetivo general	3
1.3.2. Objetivos específicos	3
1.4. Alcances	3
<b>2. Justificación de las interconexiones eléctricas en la región</b>	<b>4</b>
2.1. Introducción	4
2.2. ERNC en Sudamérica	4
2.2.1. Potencial de generación ERNC en Sudamérica	4
2.2.2. Capacidad ERNC instalada en Sudamérica	5
2.2.3. Complementariedad energética en Sudamérica	7
2.3. Estado actual de las interconexiones regionales en América del sur	8
2.4. Estudios de interconexiones eléctricas en América del Sur	11
2.4.1. La red del futuro (2017)	12
2.4.2. Interconexión de Estados Andinos (2009)	13
2.4.3. Interconexión del Arco Norte (2017)	14
2.4.4. Swap de energía Paraguay-Argentina-Chile	16
2.4.5. Wheeling de energía de Chile por Argentina	16
2.4.6. Interconexión Argentina-Paraguay-Brasil	17
2.4.7. Interconexión Bolivia-Perú	18
2.4.8. Interconexión Chile-Perú	19
2.4.9. Interconexión Chile-Bolivia	21
2.4.10. Interconexión Colombia-Panamá	21
2.4.11. Interconexión Argentina-Brasil (Ampliar su operación)	22
2.4.12. Interconexión Perú-Ecuador (Reactivar su operación)	22
2.4.13. Interconexión Perú-Brasil debido a la hidroeléctrica binacional Inambari	23
2.4.14. Interconexión Bolivia-Brasil debido a la hidroeléctrica binacional Cachuela Esperanza	23
2.4.15. Conclusiones	24
<b>3. Estabilidad y planificación de sistemas de potencia</b>	<b>25</b>
3.1. Introducción	25
3.2. Revisión de estudios de estabilidad en interconexiones eléctricas alrededor del mundo	25
3.2.1. Interconexión Turquía-Unión Europea	26
3.2.2. Interconexión Isla de Creta-Sistema Continental Griego	28

3.2.3.	Interconexión Omán-Emiratos Árabes Unidos . . . . .	29
3.2.4.	Interconexión Filipinas-Sabah . . . . .	31
3.2.5.	Interconexión Túnez-Libia . . . . .	32
3.2.6.	Interconexión Perú-Ecuador . . . . .	32
3.3.	Estudios de planificación de generación y transmisión en Latinoamérica . . . . .	33
3.3.1.	Planificación del sistema latinoamericano (BID) . . . . .	33
3.3.2.	Planificación del sistema latinoamericano: con escenarios de energía solar en Chile y descarbonización . . . . .	33
3.3.3.	Otros ejercicios de planificación del sistema latinoamericano . . . . .	35
3.4.	Estabilidad de sistemas de potencia . . . . .	37
3.4.1.	Estabilidad de ángulo del rotor . . . . .	38
3.4.2.	Estabilidad de voltaje . . . . .	40
3.4.3.	Estabilidad de frecuencia . . . . .	41
3.4.4.	Efectos de las TGVCC en la estabilidad . . . . .	43
3.4.5.	Estrategias para mejorar la estabilidad de los sistemas de potencia . . . . .	51
<b>4.</b>	<b>Metodología</b>	<b>66</b>
4.1.	Desarrollo del modelo dinámico . . . . .	67
4.2.	Selección de escenarios, contingencias y áreas eléctricas . . . . .	67
4.3.	Estudio de estabilidad . . . . .	68
<b>5.</b>	<b>Caso de estudio</b>	<b>70</b>
5.1.	Descripción del sistema . . . . .	70
5.1.1.	Capacidad instalada . . . . .	72
5.1.2.	Sistema de transmisión . . . . .	72
5.1.3.	Sistemas de almacenamiento . . . . .	74
5.2.	Escenarios críticos de operación . . . . .	75
5.3.	Áreas eléctricas . . . . .	75
5.4.	Contingencias críticas . . . . .	77
5.5.	Implementación del modelo en DIgSILENT Power Factory . . . . .	78
5.5.1.	Sistemas de generación y sus controles asociados . . . . .	79
5.5.2.	Sistema de transmisión . . . . .	81
5.6.	Reforzamientos y compensaciones . . . . .	83
<b>6.</b>	<b>Resultados</b>	<b>85</b>
6.1.	Escenario de mínima demanda . . . . .	85
6.1.1.	Desconexión intempestiva de la mayor unidad de generación de la zona eléctrica 1 . . . . .	85
6.1.2.	Desconexión intempestiva de la mayor unidad de generación de la zona eléctrica 2 . . . . .	86
6.1.3.	Desconexión intempestiva de la mayor unidad de generación de la zona eléctrica 3 . . . . .	87
6.1.4.	Desconexión intempestiva de la línea HVDC más grande que interconecta la zona eléctrica 1 y 2 . . . . .	88
6.1.5.	Cortocircuito trifásico ( $CC3\phi$ ) en la línea AC más grande que interconecta la zona eléctrica 2 y 3 . . . . .	89
6.1.6.	Desconexión intempestiva de la línea HVDC más grande que interconecta la zona eléctrica 2 y 3 . . . . .	92
6.2.	Escenario de máxima demanda . . . . .	93

6.2.1.	Desconexión intempestiva de la mayor unidad de generación de la zona eléctrica 1 . . . . .	93
6.2.2.	Desconexión intempestiva de la mayor unidad de generación de la zona eléctrica 2 . . . . .	94
6.2.3.	Desconexión intempestiva de la mayor unidad de generación de la zona eléctrica 3 . . . . .	95
6.2.4.	Desconexión intempestiva de la línea HVDC más grande que interconecta la zona eléctrica 1 y 2 . . . . .	96
6.2.5.	Cortocircuito trifásico ( $CC3\phi$ ) en la línea AC más grande que interconecta la zona eléctrica 2 y 3 . . . . .	97
6.2.6.	Desconexión intempestiva de la línea HVDC más grande que interconecta la zona eléctrica 2 y 3 . . . . .	100
6.3.	Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC . . . . .	101
6.3.1.	Desconexión intempestiva de la mayor unidad de generación de la zona eléctrica 1 . . . . .	101
6.3.2.	Desconexión intempestiva de la mayor unidad de generación de la zona eléctrica 2 . . . . .	102
6.3.3.	Desconexión intempestiva de la mayor unidad de generación de la zona eléctrica 3 . . . . .	103
6.3.4.	Desconexión intempestiva de la línea HVDC más grande que interconecta la zona eléctrica 1 y 2 . . . . .	104
6.3.5.	Cortocircuito trifásico ( $CC3\phi$ ) en la línea AC más grande que interconecta la zona eléctrica 2 y 3 . . . . .	105
6.3.6.	Desconexión intempestiva de la línea HVDC más grande que interconecta la zona eléctrica 2 y 3 . . . . .	108
<b>7.</b>	<b>Conclusión</b>	<b>110</b>
	<b>Bibliografía</b>	<b>111</b>
<b>8.</b>	<b>Anexo</b>	<b>118</b>
8.1.	Descripción de Nodos . . . . .	118
8.2.	Capacidad instalada de generación en el sistema latinoamericano implementado. . . . .	120
8.3.	Demanda en el sistema latinoamericano implementado. . . . .	122
8.4.	Líneas de transmisión . . . . .	124
8.5.	Inicialización de la simulación RMS de los escenarios de estudio . . . . .	127
8.6.	Sistema de baterías . . . . .	128
8.7.	Resumen de las compensaciones ejecutadas durante el estudio de estabilidad . . . . .	128