

**UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA**

**SISTEMAS DE MONITOREO DINÁMICO DE LA CAPACIDAD DE LÍNEAS DE  
TRANSMISIÓN**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA**

**ULISES DANIEL SOTO GONZÁLEZ**

**PROFESOR GUÍA:  
RODRIGO PALMA BEHNKE**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
ARIEL VALDENEGRO E  
GABRIEL OLGUÍN PARADA**

**SANTIAGO DE CHILE**

**MARZO 2011**

RESUMEN DE LA MEMORIA  
PARA OPTAR AL TÍTULO  
DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA  
POR: ULISES SOTO GONZÁLEZ  
FECHA: ABRIL 2011  
PROF. GUÍA: SR. RODRIGO PALMA BEHNKE

## **“SISTEMAS DE MONITOREO DINÁMICO DE LA CAPACIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN”**

En el marco de un estudio desarrollado por el Centro de Energía CE-FCFM, este trabajo persigue el estructuración e implementación de una metodología para evaluar la pertinencia de la instalación de dispositivos de monitoreo dinámico para la determinación de la capacidad de líneas de transmisión en un sector del sistema eléctrico chileno. Para ello, se desarrolla una revisión del estado del arte de los métodos de repotenciación existentes (tanto tradicionales como dinámicos) y las características de los dispositivos de monitoreo dinámico. A partir de la metodología desarrollada por el Centro de Energía para el estudio antes mencionado, se propone una extensión para establecer los efectos de implementar sistemas de monitoreo dinámico de la capacidad de líneas de transmisión, incorporando los métodos de repotenciamiento tradicionales. Esta metodología contempla tanto análisis de las condiciones meteorológicas (determinantes para la determinación de la capacidad de transmisión de líneas) como de los efectos económicos y de seguridad en la operación del sistema.

Para la aplicación de la metodología se utilizan los datos obtenidos a partir del estudio del Centro de Energía. En este estudio se integran datos meteorológicos, proporcionados por el departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, determinándose los sectores más críticos de la zona en estudio. Luego, con la información meteorológica más la demanda del sistema se simula la operación para cada hora en escenarios con capacidad dinámica y con capacidad estática, considerando 3 hidrologías, lo que involucra 17.500 despachos simulados.

De los análisis se observa que las líneas cercanas a la costa son aquellas que poseen mayor capacidad dinámica, mientras que las líneas extremas que se internan en el continente son las de menor capacidad. Además, se determina la ubicación y número de sensores óptimos necesarios para estimar la capacidad dinámica de transmisión para cada línea del tramo.

De las simulaciones se observa que existen impactos considerables en la seguridad del sistema y se hace un análisis para la implementación de repotenciación mediante métodos tradicionales.

Finalmente, considerando las mejoras en la seguridad y los efectos en los costos de operación del sistema estimados en este trabajo, se concluye que es pertinente la instalación de dispositivos y se propone realizar una segunda iteración a la metodología, considerando repotenciación de algunos tramos con métodos comunes, para luego continuar con un estudio de factibilidad para un sistema de monitoreo de la capacidad dinámica de transmisión de la zona estudiada.

# Agradecimientos

Quisiera comenzar agradeciendo a todas las personas que en alguna medida me han apoyado durante el desarrollo de este trabajo.

En primer lugar quisiera agradecer a mi familia, por siempre estar ahí cuando los necesito. En particular quisiera agradecer a mi madre por ser un pilar fundamental en mi formación a lo largo de estos años. Gracias por tu apoyo, cariño y amor incondicionales. Tu fuerza y entereza me han demostrado que en la vida no hay obstáculos, solo oportunidades para crecer.

Por otra parte quisiera agradecer a mi profesor guía Rodrigo Palma por confiar en mí y permitirme desarrollar esta investigación, a la profesora Doris Sáez y al Dr. Marcelo Matus, por su apoyo durante el trabajo desarrollado, al Sr. Gabriel Olguín y al profesor Ariel Valdenegro por sus asertivas observaciones, comentarios y buena disposición.

A la Iniciativa de Cooperación Científica Internacional (PCCI) CONICYT/BMBF y a Transelec, por su colaboración económica para el desarrollo de esta memoria.

A mis compañeros y amigos con los cuales compartí durante mi paso por la Universidad. Gracias por todos esos gratos momentos, y por los que vendrán.

Finalmente, quisiera agradecer de manera muy especial a Paula, mi amor, mi vida, gracias por acompañarme y apoyarme durante estos últimos años. Gracias por tu infinita paciencia y comprensión, por tu apoyo constante y tu amor.

# Índice general

<b>Capítulo 1</b>	<b>Introducción.....</b>	<b>1</b>
1.1.	Motivación .....	1
1.2.	Objetivos.....	4
1.2.1.	Objetivo General.....	4
1.2.2.	Objetivos específicos. ....	4
1.3.	Alcances.....	5
1.4.	Estructura.....	6
<b>Capítulo 2</b>	<b>Antecedentes Teóricos .....</b>	<b>7</b>
2.1.	Condiciones limitantes en los sistemas de transmisión.....	7
2.1.1.	Impedancia característica de las líneas.....	9
2.1.2.	Regulación de tensión .....	10
2.1.3.	Límites térmicos.....	11
2.1.4.	Límites ambientales y de seguridad.....	11
2.1.5.	Límites por contingencias.....	12
2.2.	Métodos de repotenciación estáticos de líneas de transmisión.....	13
2.2.1.	Aumento de la temperatura de operación del conductor existente.....	14
2.2.2.	Aumento de la sección de los conductores de fase (cambio de conductor) .....	17
2.2.3.	Aumento del número de conductores de fase (adición de conductores por fase) .....	18
2.2.4.	Aumento del voltaje de la línea.....	18
2.3.	Equipos FACTS.....	19
2.3.1.	Aplicaciones de Dispositivos FACTS.....	20
2.4.	Métodos de Repotenciación Dinámicos de Líneas de transmisión.....	24

2.4.1.	Estaciones Meteorológicas .....	25
2.4.2.	Dispositivo de Monitoreo de Temperatura .....	26
2.4.3.	Dispositivos de Monitoreo de Tensión (mecánica).....	28
2.4.4.	Dispositivos de Monitoreo de Flecha.....	29
2.5.	Criterios de Selección .....	30
2.5.1.	Costos.....	30
2.5.2.	Alcance de las mediciones .....	31
2.5.3.	Precisión.....	32
2.5.4.	Aspectos prácticos.....	33
2.6.	Objetivos de la aplicación de Monitoreo Dinámico .....	34
2.6.1.	Evitar acciones de contingencia innecesarias .....	34
2.6.2.	Aprovechar coincidencia de condiciones favorables de ventilación y ciclos de carga de líneas.....	34
2.6.3.	Reducir el reforzamiento de líneas y retrasar inversiones.....	35
2.6.4.	Manejar sobrecargas de línea por desconexiones intempestivas o programadas ..	35
2.6.5.	Uso en el despacho de energía eólica.....	35
2.7.	Operación de monitoreo dinámico .....	37
2.7.1.	Método de alarma de flecha .....	37
2.7.2.	Método de “rating on demand” .....	37
2.7.3.	“Continuous Real time Ratings” .....	37
2.8.	Modelos Meteorológicos .....	38
2.9.	Experiencias Internacionales.....	39
2.9.1.	Red española de transmisión de 400 kV .....	42
2.9.2.	California y Nueva Zelanda.....	45
<b>Capítulo 3</b>	<b>Metodología para la Implementación de un Sistema de Monitoreo Dinámico .....</b>	<b>47</b>
3.1.	Descripción de la Metodología .....	47
3.2.	Recopilación de Información.....	50
3.2.1.	Datos de la línea.....	50
3.2.2.	Topografía y climatología de la zona .....	51
3.2.3.	Escenario Eléctrico .....	51
3.3.	Estimación Meteorológica.....	52

3.3.1.	Modelo Meteorológico .....	52
3.4.	Determinación de la Capacidad dinámica .....	54
3.5.	Análisis de la capacidad dinámica .....	56
3.5.1.	Análisis general de la capacidad dinámica .....	56
3.5.2.	Determinación de Sectores Homogéneos.....	57
3.5.3.	Determinación de Puntos Críticos .....	58
3.6.	Simulación de Despacho de Generación.....	61
3.6.1.	Descripción del despacho económico con restricciones de seguridad.....	61
3.7.	Evaluación Económica y de Seguridad.....	66
3.7.1.	Impacto económico en la operación .....	66
3.7.2.	Análisis de seguridad .....	66
3.7.3.	Evaluación de repotenciamiento mediante métodos tradicionales .....	68
3.7.4.	Análisis de implementación de equipos FACTS.....	69
3.8.	Identificación de Tecnologías Aplicables .....	71
<b>Capítulo 4</b>	<b>Caso de estudio .....</b>	<b>72</b>
4.1.	Datos de la línea .....	74
4.1.1.	Trazado .....	74
4.1.2.	Tipos de torres .....	75
4.1.3.	Datos del conductor.....	75
4.2.	Topografía y climatología de la zona .....	77
4.3.	Escenario eléctrico.....	78
4.3.1.	Descripción general.....	78
4.3.2.	Sistema Eléctrico .....	79
4.3.3.	Escenarios hidrológicos.....	81
<b>Capítulo 5</b>	<b>Resultados y análisis .....</b>	<b>82</b>
5.1.	Análisis de capacidad estática y dinámica de transmisión .....	82
5.1.1.	Capacidad dinámica de transmisión por vano de la línea .....	83
5.1.2.	Capacidad dinámica de transmisión por hora .....	86
5.1.3.	Capacidad dinámica de transmisión horaria por línea.....	88
5.1.4.	Capacidad dinámica promedio de transmisión según ciclo diario por línea .....	89
5.1.5.	Capacidad dinámica de transmisión según ciclo diario en líneas críticas .....	90
5.1.6.	Localización de vanos de capacidad dinámica mínima .....	93

5.1.7.	Capacidad dinámica versus variables meteorológicas .....	94
5.2.	Determinación de Sectores Homogéneos .....	98
5.2.1.	Capacidad dinámica de transmisión por vano versus la topografía .....	98
5.2.2.	Correlación horaria de capacidad dinámica de transmisión entre vanos.....	99
5.3.	Identificación de puntos críticos y de medición.....	100
5.3.1.	Línea 1 .....	101
5.3.2.	Línea 2.....	102
5.3.3.	Línea 3.....	103
5.3.4.	Línea 4.....	104
5.4.	Evaluación económica y de seguridad .....	106
5.4.1.	Resumen de Resultados .....	107
5.4.2.	Análisis de las transferencias por las líneas.....	108
5.4.3.	Seguridad de operación del sistema .....	112
5.4.4.	Costos de operación del sistema .....	116
5.4.5.	Análisis de repotenciación mediante métodos tradicionales.....	118
<b>Capítulo 6</b>	<b>Discusión y conclusiones .....</b>	<b>120</b>
6.1.	Conclusiones y comentarios.....	120
6.2.	Trabajo futuro .....	123
<b>Referencias</b>	<b>.....</b>	<b>125</b>
<b>Anexo A: Modelo del Sistema Eléctrico</b>	<b>.....</b>	<b>128</b>

# Índice de figuras

Figura 2.1 Condiciones Limitantes en función de la temperatura ambiente .....	8
Figura 2.2 Condiciones Limitantes en función del largo de línea .....	9
Figura 2.3 Solución con inserción de estructura en medio del vano .....	15
Figura 2.4 Solución con reemplazo de estructura existente .....	15
Figura 2.5 Solución con aumento de altura de los puntos de apoyo del conductor.....	16
Figura 2.6 Solución con retensado de conductor .....	17
Figura 2.7 Control de flujo de potencia en sistema AC por dispositivos FACT .....	20
Figura 2.8 Impacto de dispositivos FACTS en sistemas AC .....	23
Figura 2.9 Países que actualmente utilizan monitoreo en tiempo real.....	39
Figura 2.10 Anillo de 400 KV de Madrid .....	43
Figura 2.11 Esquema de flujo del sistema de monitoreo.....	44
Figura 2.12 Capacidades dinámicas v/s capacidades estáticas en el anillo de Madrid .....	44
Figura 2.13 Gráficos en tiempo real del sistema de transmisión de California .....	46
Figura 3.1 Esquema de la metodología propuesta a para el análisis de prefactibilidad de la implementación de un sistema de monitoreo dinámico.....	49
Figura 3.2 Esquema de sectores homogéneos .....	58
Figura 3.3 Escenario en que la capacidad dinámica transmisión es menor que la capacidad estática y potencial incumplimiento del criterio N-1. ....	67
Figura 3.4 Esquema de la metodología propuesta para la selección de tecnologías aplicables .....	71
Figura 4.1 Esquema eléctrico del caso de estudio .....	72
Figura 4.2 Esquemático de la situación de alta ventilación en una línea de transmisión. ....	73

Figura 4.3 Trazado geográfico del tramo en 220 kV en estudio.....	74
Figura 4.4 Torre de suspensión tipo 22AD.....	75
Figura 4.5 Velocidades de viento promedio típicas en la zona relevante en el estudio para diferentes horas del día.....	77
Figura 4.6 Diagrama del tramo a estudiar.....	78
Figura 4.7 Sistema eléctrico de potencia equivalente para la zona en estudio.....	80
Figura 5.1 Capacidad dinámica media, mínima y máxima para cada vano de tramo eléctrico para los meses de enero y abril del 2010.....	85
Figura 5.2 Capacidad dinámica media, mínima y máxima para cada vano de tramo eléctrico para los meses de julio y octubre del 2010.....	85
Figura 5.3 Capacidad dinámica media, mínima y máxima por hora de todos los vanos de la tramo para los meses de enero y abril del 2010.....	87
Figura 5.4 Capacidad dinámica media, mínima y máxima por hora de todos los vanos de la tramo para los meses de julio y octubre del 2010.....	87
Figura 5.5 Capacidad dinámica por hora para los meses de enero y abril del 2010.....	88
Figura 5.6 Capacidad dinámica por hora para los meses de julio y octubre del 2010.....	88
Figura 5.7 Capacidad dinámica promedio según ciclo diario para los meses de enero y abril del 2010.....	90
Figura 5.8 Capacidad dinámica promedio según ciclo diario para los meses de julio y octubre del 2010.....	90
Figura 5.9 Capacidad dinámica mínima, media y máxima según ciclo diario de línea 1 para los meses de enero y abril del 2010.....	91
Figura 5.10 Capacidad dinámica mínima, media y máxima según ciclo diario de línea 1 para los meses de julio y octubre del 2010.....	92
Figura 5.11 Capacidad dinámica media, máxima, mínima y estática de línea 4 para los meses de enero y abril del 2010.....	92
Figura 5.12 Capacidad dinámica media, máxima, mínima y estática de línea 4 para los meses de julio y octubre del 2010.....	93
Figura 5.13 Histograma de localización de vanos de mínima capacidad dinámica de transmisión para la tramo en estudio.....	94
Figura 5.14 Capacidad dinámica media, temperatura ambiente y radiación solar según ciclo diario para enero 2010.....	95

Figura 5.15 Capacidad dinámica media, velocidad y dirección del viento con respecto a la línea según ciclo diario para enero 2010 .....	95
Figura 5.16 Capacidad dinámica media, velocidad y dirección del viento con respecto a la línea según ciclo diario para enero 2010 .....	96
Figura 5.17 Capacidad dinámica media, velocidad y dirección del viento con respecto a la línea según ciclo diario para enero 2010 .....	96
Figura 5.18 Perfil del terreno y capacidad dinámica para los meses de enero y abril del 2010. ....	98
Figura 5.19 Perfil del terreno y capacidad dinámica para los meses de julio y octubre del 2010. ....	99
Figura 5.20 Correlación entre capacidades dinámicas de transmisión de los vanos a lo largo de del tramo en estudio. ....	100
Figura 5.21: Confidencia de la estimación de la capacidad dinámica de la línea 1 versus el número óptimo de vanos críticos o de medición.....	102
Figura 5.22 Confidencia de la estimación de la capacidad dinámica de la línea 2 versus el número óptimo de vanos críticos o de medición.....	103
Figura 5.23 Confidencia de la estimación de la capacidad térmica de la línea 3 versus el número de puntos críticos o de medición identificados .....	104
Figura 5.24 Localización de los puntos críticos de medición de la capacidad térmica instantánea de la línea 4 con grado de confianza de 0.9.....	105
Figura 5.25 Flujos Horarios por las líneas - Enero.....	110
Figura 5.26 Flujos Horarios por las líneas - 1 <sup>ra</sup> semana Enero .....	111
Figura 5.27 Número de horas en que no se cumple el criterio N-1 en el tramo eléctrico estudiado .....	113
Figura 5.28 Histogramas de número de horas y porcentaje de sobrecarga de operación para la línea 4, enero y julio. ....	114
Figura 5.29 Histogramas de número de horas y porcentaje de sobrecarga de operación para la línea 1, enero y julio. ....	115
Figura 5.30 Potencial ahorro en el tramo en estudio. ....	117
Figura 5.31 Orden de vanos a repotenciar.....	119

# Índice de tablas

Tabla 2.1 Aplicaciones de FACTS en estado estable .....	22
Tabla 2.2 Aplicaciones dinámicas de FACTS.....	22
Tabla 2.3 Efectos de la velocidad del viento en el cálculo de la capacidad de transmisión para un conductor Drake 795 kcmil ACSR a 100°C, con radiación solar máxima y temperatura ambiente de 40° C .....	25
Tabla 2.4 Comparativa de costos de los distintos métodos de monitoreo dinámico.....	31
Tabla 2.5 Comparativa de alcance de mediciones de los distintos métodos de monitoreo dinámico .....	32
Tabla 2.6 Comparativa de precisión de los distintos métodos de monitoreo dinámico .....	33
Tabla 2.7 Aspectos a considerar al momento de escoger una tecnología .....	33
Tabla 4.1 Características del conductor AASC 740.8 M.C.M. Flint.....	76
Tabla 4.2 Capacidad estática de transmisión .....	76
Tabla 4.3 Energía eólica instalada por subestación .....	79
Tabla 4.4 Costos marginales estimados para centrales de embalse bajo condiciones de hidrología media.....	81
Tabla 4.5 Despacho centrales hidroeléctricas.....	81
Tabla 5.1 Número de horas simuladas por mes.....	83
Tabla 5.2 Número de vanos por línea.....	83
Tabla 5.3 Vanos de ubicación óptimos de los dispositivos de medición para una confianza de 0.9.....	102
Tabla 5.4 Vanos de ubicación óptimos de los dispositivos de medición para una confianza de 0.9 .....	103

Tabla 5.5 Vanos de ubicación óptimos de los dispositivos de medición para una confianza de 0.9 .....	104
Tabla 5.6 Vanos de ubicación óptimos de los dispositivos de medición para una confianza de 0.9 .....	105
Tabla 5.7 Resumen de resultados mensual .....	108
Tabla 5.8 Resumen de resultados.....	108
Tabla 5.9 Porcentaje de tiempo que afecta en el despacho económico el límite por regulación de tensión. ....	109
Tabla 5.10 Porcentaje de horas de operación con posible sobrecarga en caso de falla. ....	113
Tabla 5.11 Evaluación económica y de seguridad para los cuatro meses en estudio (enero, abril, julio y octubre).....	118

# Acrónimos

DLR	: <i>Dynamic Line Rating</i>
SIC	: Sistema Interconectado Central
FACTS	: Flexible Alternating Current Transmission System
GMS	: Sistema Global para Comunicaciones Móviles.
GTO	: <i>Gate Turn-Off Thyristor</i>
IPFC	: Controlador Interlínea de Flujos de Potencia
RF	: Radio Frecuencia.
SCADA	: Supervisory Control and Data Acquisition
SSSC	: Compensador Serie Sincrónico Estático
STATCOM	: Compensador de VAR Estático Avanzado
SVC	: Compensador de VAR Estático
TCPAR	: Regulador de Angulo de Fase Controlado por Tiristor
TCR	: Reactor Controlado por Tiristor
TCSC	: Condensador Serie Controlado por Tiristor
TSSC	: Condensador Serie Conmutado por Tiristor
UPFC	: Controlador Unificado de Flujos de Potencia

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Motivación

La exigencia sobre los sistemas de transmisión se ha incrementado considerablemente los últimos años debido al rápido crecimiento de la demanda. Es sabido que el avance tecnológico, y por ende la calidad de vida de las personas, en tanto no se logren avances en eficiencia energética, va directamente ligado al aumento en el consumo energético de los usuarios del sistema eléctrico. De este modo surge una necesidad de incrementar la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica para así poder cumplir con las exigencias del sistema.

Mientras la ubicación y construcción de centrales generadoras es relativamente fácil (y rentable), la construcción de nuevas líneas para el transporte de energía o el refuerzo de estas resulta muy costoso y de trámite dificultoso debido a la normativa vigente que incluye restricciones ambientales a aplicar, además de lo complejo que resulta obtener los derechos de paso. Por estos motivos, últimamente se ha hecho necesario utilizar al máximo las instalaciones existentes, sin perjuicio de los niveles de seguridad del sistema.

Por su parte la transmisión de energía eléctrica se encuentra restringida por: regulación de voltaje; límite térmico; y estabilidad dinámica. Dentro de estas limitantes, una de las más relevantes (sobre todo para líneas relativamente cortas) es el límite térmico de las líneas, determinado por la carga admisible en función de la máxima temperatura de diseño operativo definido para régimen permanente [1]. El método tradicional para determinar el límite térmico tiene características

determinísticas, ya que utiliza valores estáticos establecidos para las condiciones climáticas y opera con un límite térmico del conductor bastante conservador. Debido a esto último, es necesario buscar formas de poder cuantificar y aprovechar esa eventual capacidad de transmisión ociosa, tema que se enmarca en el esfuerzo actual de desarrollo de las denominadas redes inteligentes [2].

Una de las estrategias que se viene desarrollando hace más de 30 años es la de mejorar el aprovechamiento de las líneas de transmisión mediante el monitoreo dinámico de la capacidad de las líneas logrando de esta manera aumentar la transmisión de energía cumpliendo los patrones de seguridad establecidos.

Un monitoreo más preciso y en tiempo real de las condiciones ambientales (temperatura del aire, velocidad del viento, humedad, etc.) permite operar los equipos con un mayor nivel de potencia, eliminando de esta manera las suposiciones del tipo “peor caso”. Este enfoque es llamado “Capacidad de transmisión dinámica” (DLR por sus siglas en inglés).

Actualmente, debido al desarrollo tecnológico, se han mejorado bastante los sistemas de monitoreo (mayor precisión y menores costos). Asimismo, debido a la integración eólica proyectada para el SIC y a la correlación existente entre la energía eólica generada y el aumento en la capacidad de las líneas de transmisión que transportan dicha energía., es necesario desarrollar una metodología para poder determinar si es pertinente considerar estas nuevas tecnologías bajo las particularidades del sistema eléctrico en Chile.

Este trabajo fue realizado en el marco de un estudio desarrollado por el Centro de Energía (CE-FCFM) para Transelec. Este estudio consiste en un análisis prefactibilidad para la instalación de un sistema de análisis y monitoreo de la capacidad dinámica de transmisión para un tramo troncal del SIC [46]. El proyecto consideró el desarrollo de modelos, tablas y gráficos específicos para el tramo troncal 220kV Nogales-Pan de Azúcar. El nivel de detalle de los modelos debía permitir generar una decisión de la empresa sobre la posterior codificación e implementación en una plataforma computacional de monitoreo en línea de la capacidad de transmisión.

La experiencia adquirida por el equipo del Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile en el desarrollo del proyecto para Transelec fue utilizada en este trabajo para la estructuración de una metodología general para la determinar la prefactibilidad técnico-económica de la implementación de dispositivos de monitoreo de la capacidad dinámica de

líneas de transmisión. De ese modo, a lo largo del documento se utilizaron muchos recursos desarrollados en el marco del proyecto antes mencionado.

## **1.2. Objetivos**

### **1.2.1. Objetivo General**

En el marco del contexto general presentado, el objetivo general de esta memoria de título es estructurar una metodología de análisis que permita evaluar la factibilidad técnica (y económica) de la implementación de dispositivos de monitoreo dinámico para la determinación de la capacidad de líneas de transmisión en un sector del sistema eléctrico chileno.

### **1.2.2. Objetivos específicos.**

Los objetivos específicos del trabajo son:

- Evaluar los aspectos relevantes para la formulación de una metodología para la implementación de capacidad de transmisión dinámica de las líneas aéreas.
- Revisión de los distintos métodos de repotenciación existentes.
- En base al proyecto desarrollado por el CE-FCFM para Transelec, formular una metodología general para la implementación de capacidad de transmisión dinámica de las líneas aéreas, que incluya métodos de repotenciación tradicionales.
- Estudio de aplicabilidad de los métodos de acuerdo a la topología de la red eléctrica chilena, tomando como base los datos obtenidos del estudio para Transelec.
- Recopilación de información meteorológica y simulación de los modelos propuestos.

### 1.3. Alcances

El presente trabajo se desarrolla en el marco de un estudio desarrollado por el Centro de energía para Transelec, que consiste en un análisis de prefactibilidad de la implementación de un sistema de monitoreo dinámico para un tramo troncal del SIC norte. Bajo este contexto, se utilizó la metodología desarrollada en este estudio, para estructurar una metodología general para el análisis de prefactibilidad de la implementación de sistemas de monitoreo de la capacidad de transmisión en líneas aéreas. Básicamente los puntos que contempla esta memoria en base al trabajo del CE-FCFM son los siguientes:

- Estudio del estado del arte de los métodos de repotenciación utilizados (tanto dinámicos como estáticos)
- Revisión bibliográfica de los usos y modos de operación de los sistemas de monitoreo dinámico.
- Estructuración de una metodología general (en base a la metodología desarrollada por CE-FCFM) para el análisis de la implementación de sistemas de monitoreo de la capacidad dinámica incorporando como parte de la solución métodos de repotenciamiento estáticos.
- Aplicación parcial de la metodología estructurada en el marco del proyecto antes mencionado.

## 1.4. Estructura

La estructura del trabajo se resume en los siguientes puntos:

**Capítulo 1:** Este capítulo entrega una breve introducción y motivación al propósito principal de esta memoria. Se revisan algunas investigaciones acerca del tema que motiva la realización de esta memoria. Además se plantean los objetivos y, por último, se describe la estructura de esta.

**Capítulo 2:** En este capítulo se presenta las distintas condiciones limitantes de los sistemas de transmisión. e realiza una revisión de las principales soluciones para repotenciar líneas de transmisión, tanto estáticos como dinámicos.

**Capítulo 3:** En este capítulo se presenta en detalle la metodología de trabajo propuesta.

**Capítulo 4:** Este capítulo presenta el caso de estudio que aplica la metodología propuesta.

**Capítulo 5:** Este capítulo presenta los resultados obtenidos al aplicar la metodología a un sector eléctrico en Chile.

**Capítulo 6:** En este capítulo se presentan las principales conclusiones obtenidas de este trabajo y se propone algunas líneas futuras de investigación.

# Capítulo 2

## Antecedentes Teóricos

### 2.1. Condiciones limitantes en los sistemas de transmisión

Los sistemas de potencia consisten en una combinación en serie y en paralelo de una gran cantidad de equipos eléctricos, cuyo propósito es la transferencia de potencia desde un punto a otro de manera segura y confiable, bajo una amplia variedad de escenarios de operación. Cada elemento de estos sistemas está especificado con un límite máximo de potencia que permite su operación segura y confiable por un extenso periodo de tiempo. [1].

Incrementar el flujo de potencia significa elevar ya sea el nivel de tensión o el flujo de corriente por el equipo, ya que la potencia eléctrica depende de estas cantidades. En algunos elementos del sistema de transmisión es prácticamente imposible elevar la tensión de operación (equipamiento de subestaciones, etc.), siendo más factible y económico elevar la máxima corriente eléctrica (intensidad) para elevar el flujo de potencia. En otros elementos es posible realizar las 2 operaciones (elevar la tensión o la corriente) a través de ciertas modificaciones (Ej. Líneas de transmisión aéreas).

Los sistemas de potencia normalmente se diseñan para que, en condiciones normales de operación, sus elementos (transformadores de poder o líneas de transmisión), operen a valores inferiores de su potencia nominal o máxima de diseño, de manera de solo aproximarse a este valor cuando el sistema esté operando en condiciones de emergencia.

Existen 3 métodos para elevar el flujo de potencia en un sistema: controlar la carga (reactivos), mejorar los modelos y el monitoreo, y realizando modificaciones físicas a los circuitos existentes [1].

Mejorar los modelos puede permitir la operación de los equipos reduciendo sus factores de seguridad, sin reducir la seguridad y confiabilidad total del sistema. Un ejemplo de esto son los modelos de alta temperatura para el cálculo de la flecha en conductores ACSR [3].

Un monitoreo más preciso de las condiciones ambientales (temperatura del aire, velocidad del viento, humedad, etc.) permite además el uso de condiciones menos conservadoras al operar un sistema, sin reducir los parámetros de seguridad y confiabilidad. En este sentido, el uso de un monitoreo en tiempo real permite operar los equipos con un mayor nivel de potencia, eliminando de esta manera las posturas del tipo “peor caso”. Este enfoque es llamado “Capacidad de Transmisión Dinámica” [4].

Las líneas aéreas de transmisión son el principal medio de transferencia de potencia a largas distancias. Estas, al igual que transformadores de poder o subestaciones, también poseen límites térmicos, pero para su operación además es necesario evitar caídas de tensión excesivas o problemas de estabilidad. Incluso es necesario considerar límites de operación de voltaje y corriente, debido a que en muchos casos el área bajo la línea es de uso público. En la figura 2.1 se muestran las principales limitantes de la transmisión de potencia para una línea, en función de la temperatura ambiente.

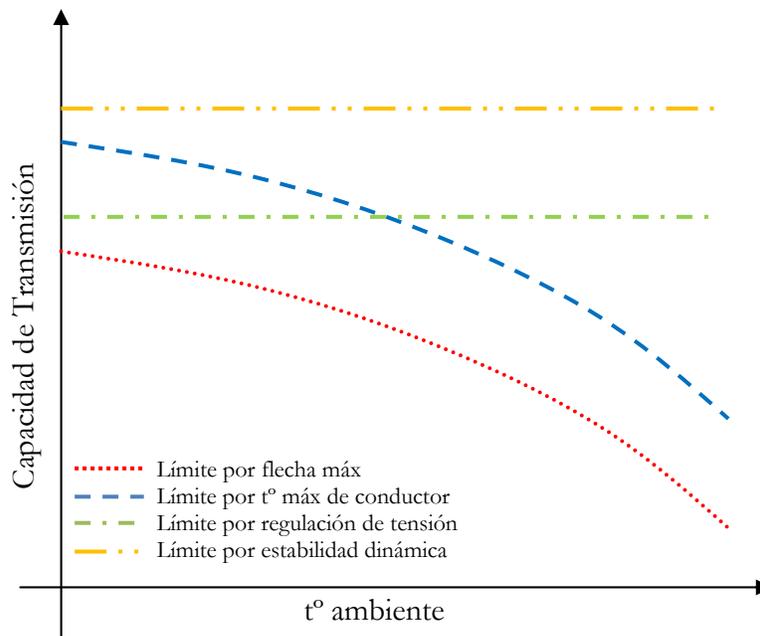


Figura 2.1 Condiciones Limitantes en función de la temperatura ambiente.

A continuación, se presentan varios tipos de limitantes del flujo de potencia para líneas aéreas.

### 2.1.1. Impedancia característica de las líneas

Cuando la carga de una línea es inferior a la carga de impedancia característica SIL (Surge Impedance Loading), la línea producirá potencia reactiva; si no se añade compensación en paralelo, la tensión podrá aumentar excesivamente en los extremos. Si la carga de la línea es superior al valor SIL, la línea consumirá potencia reactiva y la tensión descenderá demasiado. Desde el punto de vista de la confiabilidad, es necesario construir una transmisión de CA dividida en secciones con compensación tanto en serie como en paralelo, además de una interconexión entre las secciones para garantizar la transmisión de la máxima potencia en todo momento. En la figura 2.2 se presenta un gráfico de las condiciones limitantes de los sistemas de transmisión en función de la longitud de la línea [5].

1. Límites térmicos: 0 a 80 km.
2. Regulación de tensión: 80 a 320 km.
3. Límites de estabilidad: sobre 320 km.

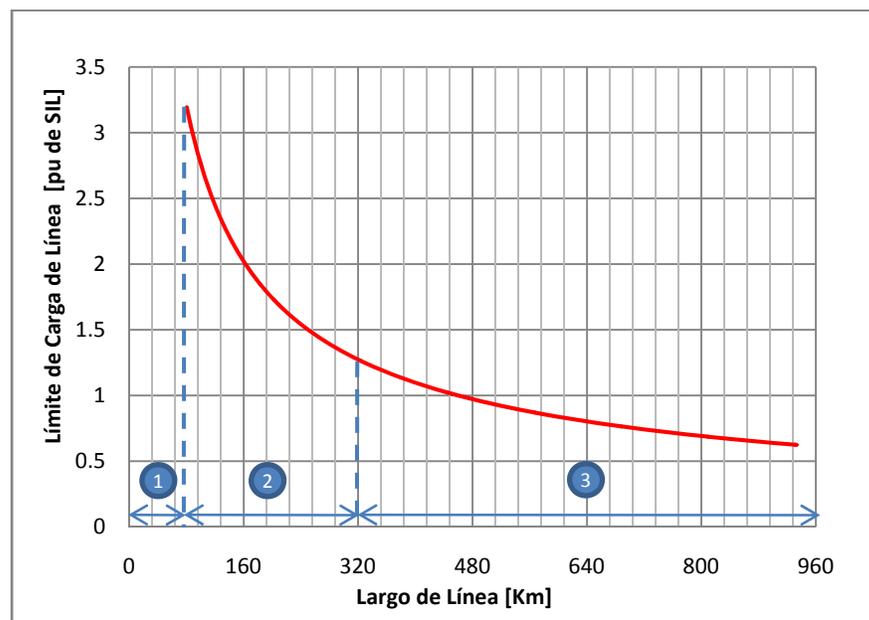


Figura 2.2 Condiciones limitantes en función del largo de línea

## 2.1.2. Regulación de tensión

El control de voltaje en los sistemas de potencias es una preocupación a medida que la carga aumenta. Los voltajes en las barras del sistema se ven afectados por las inductancias en serie y por las capacitancias en paralelo de las líneas de transmisión, y está relacionado con el flujo de reactivos en el sistema. Dependiendo de los flujos de potencias, tanto activas como reactivas, el voltaje puede aumentar o disminuir de un extremo a otro de la línea. En muchos casos, el límite de caída de voltaje en un sistema corresponde a la máxima disminución de voltaje admisible en un extremo de la línea, aunque es deseable que estas diferencias de voltaje no alcancen valores superiores al 5%. En general mientras más larga la línea, menos es el flujo de potencia requerido para alcanzar este límite.

Este problema no siempre es solucionado con modificaciones físicas, de los circuitos. A continuación se presentan métodos que mejoran el control de voltaje en un sistema:

- Se ha usado “haces de conductores” en líneas cortas de bajo voltaje para disminuir las reactancias en serie. En este caso el uso de este tipo de conductores no es requerido ni por razones térmicas ni por el efecto corona.
- Suministro de VARs en varios puntos de la línea, puede ser usado para controlar el voltaje. Antiguamente se usaban condensadores sincrónicos para suministrar VARs, debido a que poseían una base ajustable de forma continua. Ahora comúnmente se usan bancos de condensadores, que pueden ser conectados o desconectados dependiendo del voltaje local. Las compensaciones estáticas de reactivos (SVC: Static VARs Compensations) son usadas también para el control del voltaje en los sistemas de transmisión de potencia eléctrica.
- Reactores Shunt, también son usados en líneas largas de transmisión, donde el suministro de reactivos por la susceptancia capacitiva de línea es más de lo que el sistema es capaz de absorber.

En general, como la caída de voltaje depende principalmente de la reactancia en vez de la resistencia, la repotenciación de líneas mediante el reemplazo de conductor provoca una disminución de la caída de tensión mucho menor a la que puede producir la inclusión de un segundo conductor por fase (o más, formando de esta manera haces de conductores).

### **2.1.3. Límites térmicos**

La capacidad de transporte de corriente de una línea de transmisión aérea es determinada suponiendo el peor escenario de condiciones climáticas, considerando los parámetros del conductor y la máxima temperatura permisible en este. Algunos parámetros que definen la capacidad de transmisión son:

- Construcción del conductor: Diámetro exterior, número de hebras del conductor (y diámetro de estas), etc.
- Resistencia del conductor, que a su vez es dependiente de la temperatura de este.
- Condiciones superficiales del conductor: Absorción solar y emisividad.
- Ubicación de la línea: Latitud, Longitud, Azimut del conductor y altura por sobre el nivel del mar.
- Clima: Flujo solar incidente, temperatura del aire, velocidad y dirección del viento.

Las temperaturas experimentadas por los equipos terminales también puede ser una limitante, ya que por más que se cumpla con los límites térmicos en una línea de transmisión, pueden existir equipos en los extremos que no tengan los mismos límites térmicos que la línea (transformadores de poder, etc.).

### **2.1.4. Límites ambientales y de seguridad**

El campo eléctrico producido por las líneas aéreas de transmisión está influenciado por los siguientes factores:

- Voltaje de la línea.
- Altura de los conductores sobre el suelo.
- Configuración de los conductores (geometría de la línea, espaciamiento entre conductores, uso de haces de conductores, etc.)
- Distancia lateral desde el centro de la línea
- Proximidad de objetos conductores (árboles, rejas, etc.)

El campo eléctrico a ras de tierra producido por las líneas de transmisión induce voltajes y corrientes en los objetos conductores cercanos. Estos objetos son típicamente del tamaño de una persona, animales, vehículos motorizados, etc.

El campo eléctrico admisible está limitado por la máxima corriente y tensión inducida. Por ejemplo, en algunos países se considera 5 mA como límite máximo de corriente de cortocircuito inducida, basado en la susceptibilidad humana a perder el control muscular.

Incrementar la corriente en un sistema de transmisión aumenta el campo magnético, y por lo tanto incrementa los voltajes y corrientes inducidos magnéticamente. Estas variables pueden llegar a tomar valores significativos cuando las líneas de transmisión están ubicadas en paralelo a líneas de tren o cañerías. Es por esto que incrementar la corriente puede acarrear problemas de coordinación con las infraestructuras en paralelo, ya que señales de líneas telefónicas o de instalaciones de ferrocarriles pueden verse afectadas por este campo [6] [7].

### **2.1.5. Límites por contingencias**

En general en los sistemas de transmisión se exige, por motivos de seguridad de servicio, que bajos cierto tipo de contingencias el sistema permanezca estable y dentro de ciertos márgenes operacionales con el fin de que la falla de cierto número de elementos no provoque la salida en cascada de otros componentes del sistema debido a sobrecargas temporales fuera de los estándares y/o producto de la proximidad de condiciones de pérdida de estabilidad, ángulo y/o tensión.

El límite por contingencias es, entonces, la capacidad máxima que puede circular por una línea aérea o circuito, de modo que bajo un cierto set de contingencias el sistema permanezca dentro de un rango operacional estable.

De este modo este límite resulta al cumplir los criterios denominados “N-k” donde k es el número de elementos cuya salida intempestiva de operación debe ser soportada por el sistema. En Chile se utiliza el Criterio N-1 [8], esto quiere decir que el sistema debe ser capaz de soportar sin pérdida de sincronismo la salida intempestiva de un elemento del sistema.

## 2.2. Métodos de repotenciación estáticos de líneas de transmisión.

En este punto se revisarán diferentes técnicas para repotenciar líneas de transmisión. La necesidad de “repotenciamiento” de líneas existentes nace de la necesidad de incrementar la capacidad de transmisión en zonas donde la demanda ha crecido sostenidamente y donde también es muy difícil implementar nuevas líneas de transmisión debido a las dificultades de obtener servidumbres, nuevos corredores de líneas (espacio) o bien por el gran impacto económico que podría provocar expropiar áreas que ya han sido destinadas al asentamiento urbano

En efecto, a medida que una ciudad en continua expansión va rodeando los corredores de líneas existentes y dejando las subestaciones de distribución encerradas en el caso urbano, se va haciendo difícil construir otras líneas paralelas a las existentes, debido a que la ciudad va tomando lugar alrededor de ellas.

Alternativas que se conocen para resolver el problema de aumento de capacidad de las líneas de transmisión, que llegan a los puntos de distribución o consumo, por nombrar las más conocidas y aplicadas, son las siguientes [9] [1]:

- Aumento de la temperatura de operación del conductor existente.
- Aumento de la sección de los conductores de fase (cambio de conductor).
- Aumento del número de conductores por fase (adición de conductores por fase).
- Reemplazo del conductor existente por un conductor que funcione a alta temperatura y baja flecha.
- Implementación de líneas soterradas.

### **2.2.1. Aumento de la temperatura de operación del conductor existente**

Este tipo de soluciones son factibles siempre y cuando sea posible cumplir con el límite térmico del conductor para la condición de transferencia de potencia que se desea alcanzar.

Antiguamente en Chile las líneas de transmisión se diseñaban para operar a una temperatura de entre 50°C y 65°C para la condición de flecha máxima, lo cual permite un aumento desde el punto de vista del límite térmico de los conductores en base de aluminio (hasta 80°C), entre 15°C y 30°C [9].

Debido a lo anterior, el problema que se genera es un aumento en la flecha del conductor, por ende una disminución en la distancia reglamentaria al suelo y a las instalaciones y obras (caminos, ferrocarriles, etc.) existentes que se cruzan con la línea

Las soluciones más utilizadas para estos casos se enumeran a continuación [9] [1] [10]:

- Insertar estructuras en medio del vano.
- Reemplazar una o ambas estructuras adyacentes del vano por estructuras de mayor altura.
- Aumentar la altura de los puntos de apoyo del conductor sobre una o ambas estructuras adyacentes.
- Retensar el conductor.

### 2.2.1.1. Insertar estructuras en medio del vano

Esta solución (figura 2.3) considera un elevado costo, ya que se debe insertar una nueva estructura (de tipo suspensión en la mayoría de los casos), con la desventaja del costo de indemnización que se deberá pagar al propietario afectado con esta nueva estructura, si se logra llegar a un acuerdo. Asimismo esta solución no es muy amistosa con el medio ambiente, ya que se traduce en un impacto visual negativo y generación de residuos y emisiones debido a la construcción y montaje de la nueva estructura. A esto se debe sumar el tiempo de interrupción de servicio de la línea y eventualmente la construcción de circuitos provisionales mientras se desarrollan las obras. Esta solución se utiliza cuando el déficit de altura debido a la flecha ( $\Delta H$ ) es de gran magnitud y no es posible alcanzar la altura deseada con otros métodos.

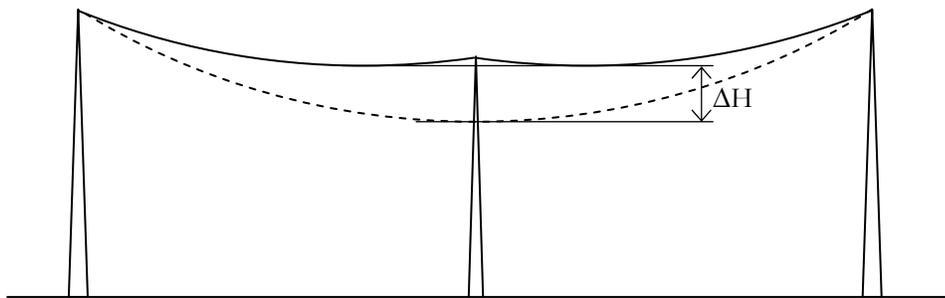


Figura 2.3 Solución con inserción de estructura en medio del vano

### 2.2.1.2. Reemplazo de estructura existente

Esta solución (ver figura 2.4) implica por lo general construir y montar una nueva estructura en una posición adyacente a la estructura existente que se requiere aumentar su altura. Tiene implicancias similares a la situación anterior. Se suma a los costos anteriores la necesidad de desmontar la estructura existente y demoler buena parte de su fundación.

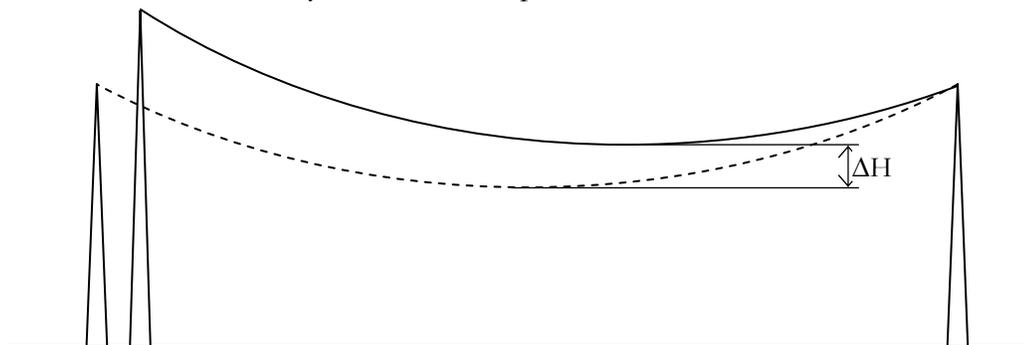


Figura 2.4 Solución con reemplazo de estructura existente

### 2.2.1.3. Aumentar la altura de los puntos de apoyo

Esta solución significa realizar modificaciones estructurales de las torres existentes para aumentar la altura de los puntos de apoyo del conductor, es decir, estudiar y diseñar nuevos cuerpos y refuerzos metálicos que permitan absorber las mayores sollicitaciones mecánicas debido al aumento del momento de las fuerzas en la estructura por la mayor altura de los puntos de apoyo. Su desventaja radica en la intervención que se debe realizar sobre la estructura existente, que en general puede significar dejar fuera de servicio la línea por algunas horas o días, más aún si se trata de líneas de simple circuito.

Una solución menos invasiva para la estructura y que se utiliza ampliamente en el sector urbano de la ciudad de Santiago, consiste en instalar crucetas poliméricas a la misma altura de las crucetas existentes, ganando una altura equivalente de la cadena de aisladores de suspensión, sin provocar mayores aumentos de momentos de las fuerzas en la estructura. En este caso se requieren algunas pocas piezas adicionales de refuerzo. Las crucetas poliméricas consisten en la instalación de un line post horizontal soportado por un tirante compuesto por un aislador polimérico.

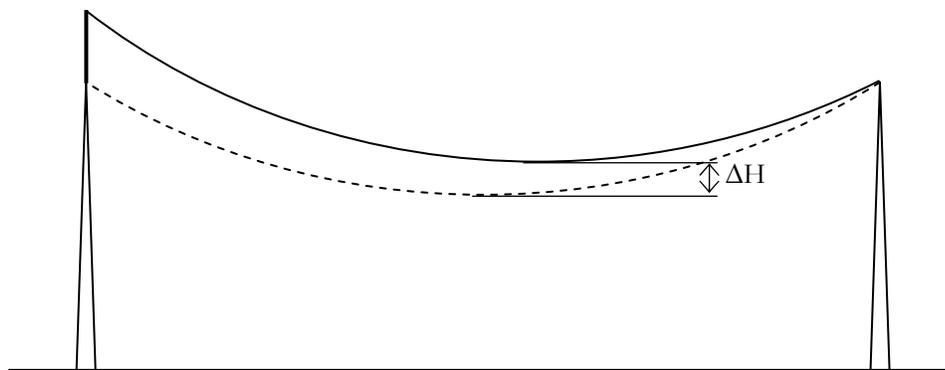


Figura 2.5 Solución con aumento de altura de los puntos de apoyo del conductor

### 2.2.1.4. Retensar el conductor

El retensado del conductor consiste en aumentar la tensión longitudinal del conductor instalado, originalmente con una tensión  $T_{L1}$ , y aumentarla a una tensión  $T_{L2}$  ( $T_{L2} > T_{L1}$ ). Esta solución presenta ventajas cuando en un tramo de tensión existen varios vanos con déficit de altura,

pero de magnitudes menores a 0,5 m. La solución implica recortar parte del conductor instalado entre los extremos de las estructuras de anclaje del tramo, de forma de levantar el conductor en los vanos con déficit y cumplir con el requerimiento de distancia mínima al suelo (DMS). Se deberán realizar estudios de verificación y refuerzo estructural de las torres (de anclaje en particular) por el aumento de la tensión longitudinal del conductor y realizar un nuevo estudio y reacomodación de amortiguación de la línea para la protección contra vibraciones eólicas

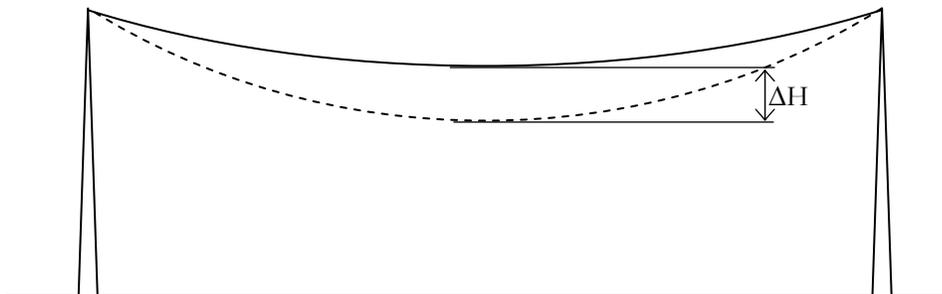


Figura 2.6 Solución con retensado de conductor

### 2.2.2. Aumento de la sección de los conductores de fase (cambio de conductor)

Este caso significa reemplazar el conductor existente de una línea de transmisión por uno de mayor sección, cumpliendo con la distancia mínima al suelo y a las distancias de cruces reglamentarias con otras instalaciones y caminos público, y manteniendo los estándares de seguridad y confiabilidad de la línea original

El aumento de la sección del conductor significará, en muchos casos, los siguientes inconvenientes sobre la línea, a saber:

- Aumento del peso del conductor, por ende un aumento del vano de peso de las estructuras (solicitud vertical)
- Aumento del diámetro del conducto, por ende un aumento de las fuerzas por efecto del viento en los puntos de apoyo del conductor en las estructuras (solicitud horizontal)
- Aumento de la tensión mecánica longitudinal sobre las estructuras para mantener la misma flecha original de diseño de la línea.

Cada uno de los aspectos anteriores se puede ver afectado en mayor o menor medida dependiendo del tipo de conductor existente que se quiere reemplazar. Si la necesidad de repotenciamiento es de gran magnitud, esta solución no es la más adecuada, porque significará intervenir y reforzar gran parte de las estructuras, con todos los inconvenientes que ello pueda significar. Esta solución es factible cuando el aumento del tamaño del conductor se limita hasta un 25% adicional de su sección transversal, obteniéndose repotenciamientos limitados que no superan un incremento del 20% en la capacidad de transmisión de potencia [9].

### **2.2.3. Aumento del número de conductores de fase (adición de conductores por fase)**

Esta solución es posible si las estructuras han sido diseñadas previamente para soportar un segundo conductor por fase, de lo contrario, las modificaciones estructurales serían de gran magnitud, incluyendo refuerzos a nivel de las fundaciones de las estructuras. Muchas veces este trabajo consiste en la instalación de nuevas estructuras en reemplazo de las existentes, es decir, es prácticamente construir una nueva línea de transmisión sobre la faja existente, además del desmontaje completo de la línea original.

### **2.2.4. Aumento del voltaje de la línea**

Al igual que en caso anterior, esta solución es factible si es que las estructuras han sido diseñadas originalmente para el voltaje más alto esperado para la línea, o bien, si el aumento del voltaje no es de gran magnitud. En Chile hay varios casos de este tipo de repotenciamientos. Por ejemplo, por planificación de largo plazo, la línea 2x220 kV Charrúa –Ancoa 1 y 2 operó por muchos años con un doble circuito de 220 kV en disposición horizontal. Luego, cuando se presentó la necesidad de potenciar el sistema de 500 kV, dicha línea se transformó a un simple circuito de 500 kV [11].

## 2.3. Equipos FACTS

La idea operativa fundamental de un dispositivo FACTS es afectar alguno de los parámetros de la ecuación de transferencia de potencia

$$P_{ij} = V_i \cdot V_j \cdot \left( \frac{\text{sen}(\theta_i - \theta_j)}{x_{ij}} \right) \quad (2.1)$$

Los dispositivos FACTS pueden influenciar uno o más de esos parámetros y de este modo afectar el flujo de potencia. En términos generales, estos dispositivos pueden generar los siguientes impactos sobre el sistema de potencia en el que se insertan [12]:

1. Pueden proporcionar un control rápido y continuo del flujo de potencia en los sistemas de transmisión controlando los voltajes en los nodos críticos, cambiando la impedancia de las líneas de transmisión o controlando el ángulo de fase al final de las líneas.
2. Permiten el incremento de la cargabilidad de las líneas de transmisión a niveles cercanos a los límites térmicos. Por ello pueden aumentar la transferencia de potencia a través de sistemas de transmisión que tienen restricciones en la actualidad, optimizando el uso de la infraestructura disponible y suministrando potencia a bajos costos a un gran número de consumidores.
3. Permiten la disminución de las oscilaciones que pueden dañar equipos y/o limitar la capacidad de transmisión de potencia eléctrica. Por esto pueden ser aplicados para manejo de la congestión e incremento de la estabilidad.
4. Permiten al sistema mayor habilidad para transferir potencia eléctrica entre áreas controladas, de forma que los márgenes de generación de reserva se reduzcan de 18% a 15%.
5. Permiten la prevención de apagones en cascada al evitar los efectos de fallas y de equipos dañados.

6. Permiten disminución de pérdidas de potencia activa, menores costos de producción de energía y cumplimiento de requerimientos contractuales mediante el control de los flujos de potencia en la red [13].

Es importante notar que el aprovechamiento de las ventajas de los sistemas de comunicación actuales en las redes de potencia y las altas velocidades de respuesta de los dispositivos tiristores que conforman la dinámica de los FACTS, son esenciales para que estos dispositivos puedan operar sobre los flujos de potencia cuando se quieren resolver problemas de inestabilidad de un sistema. Por otro lado, es un factor crucial seleccionar la mejor solución desde los puntos de vista técnico y económico, dado que hay una gran variedad de dispositivos que pueden ser utilizados para estos efectos

### 2.3.1. Aplicaciones de Dispositivos FACTS

En la figura 2.7 se muestra un diagrama esquemático de una interconexión AC entre dos sistemas, y se muestra la ecuación de transferencia de potencia. En esta figura se indica cual de los parámetros de la ecuación de transferencia de potencia es afectado por algunos de los dispositivos más usuales. Se indica cómo el UPFC tiene la capacidad de alterar los tres parámetros fundamentales en la ecuación de flujo de potencia.

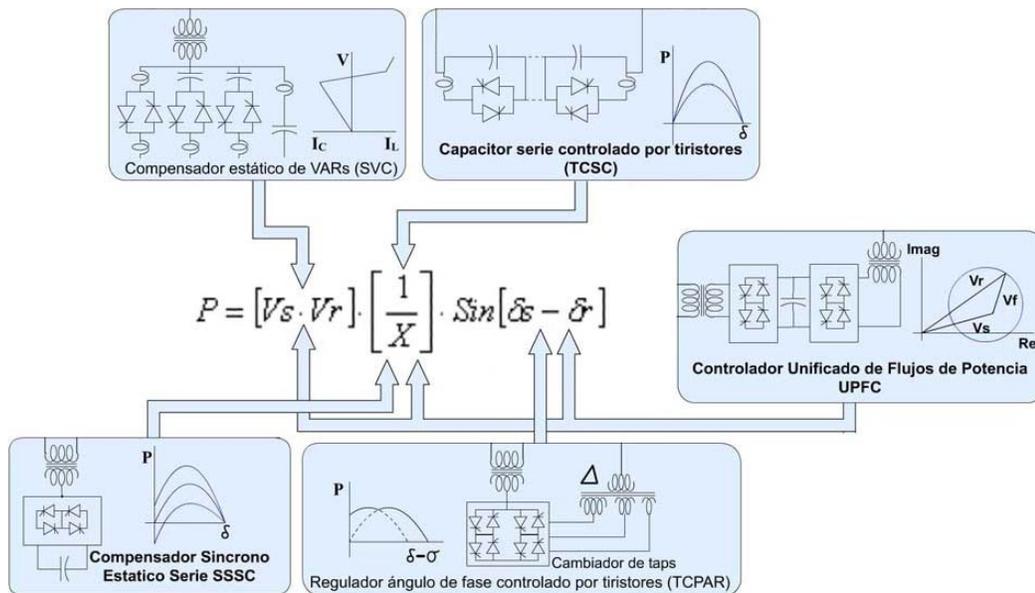


Figura 2.7 Control de flujo de potencia en sistema AC por dispositivos FACT [14]

Los controladores FACTS de mayor aceptación y uso en diversos sistemas en el mundo son esencialmente el SVC, el STATCOM, el TCSC, el SSSC, el TCPAR y el UPFC [14]. El SVC ya ha estado en uso por tres décadas con excelentes experiencias operativas, lo que ha incrementado la demanda de estos dispositivos a medida que el manejo de la carga se hace más pesado en los sistemas y surgen problemas relacionados con el control del voltaje. La capacidad secundaria de un SVC de amortiguar las oscilaciones de potencia e incrementar los límites de estabilidad en sistemas de transmisión de largas distancias, se convierte en un factor de decisión muy importante a la hora de seleccionar este dispositivo como elemento de control en un sistema eléctrico. La alternativa STATCOM (caracterizada por dispositivos GTO), está empezando a tomar más fuerza como alternativa para controladores conectados en paralelo. Aunque por lo general existe una solución convencional, no basada en los avances de la electrónica de potencia, para los problemas que corrigen los FACTS, estos dispositivos superan a los convencionales, dadas su mayor controlabilidad y rapidez de respuesta, y por ello el interés de la comunidad científica mundial en el tema, en realizar aplicaciones tanto en estado estable como en estado dinámico. En las tablas 2.1 y 2.2 se presenta un resumen [15], donde se muestran algunas aplicaciones de controladores FACTS. En la tabla 2.1 se muestran aplicaciones bajo condiciones de estado estable, en temas como límites de tensión y límites térmicos de líneas de transmisión. En la tabla 2.2 se muestran aplicaciones de tipo dinámico y se discriminan los sistemas como de tipo A, aquellos que tienen generación remota y líneas radiales, como sistemas tipo B, aquellos que tienen áreas interconectadas, como sistemas tipo C, aquellas redes altamente enmalladas, y como sistemas tipo D, aquellas redes débilmente enmalladas.

Tema	Problema	Acción Correctiva	Controlador FACTS
<b>Límites de Tensión</b>	Baja tensión debido a gran consumo	Suministrar potencia reactiva	STATCOM, SVC
	Alta tensión debido a consumo ligero	Absorber potencia reactiva	STATCOM, SVC, TCR
	Alta tensión luego de una contingencia	Absorber potencia reactiva, prevenir sobrecarga	STATCOM, SVC, TCR
	Baja tensión luego de una contingencia	Suministrar potencia reactiva	STATCOM, SVC
<b>Límites Térmicos</b>	Circuito de transmisión sobrecargado	Reducir sobrecarga	TCSC, SSSC, UPFC, IPFC, TCPAR
	Desconexión de un circuito paralelo	Limitar carga de circuitos restantes	TCSC, SSSC, UPFC, IPFC, TCPAR
<b>Flujos Circulantes</b>	Reparto de cargas en líneas paralelas	Ajustar reactancia en serie	IPFC, SSSC, UPFC, TCSC, TCPAR

Reparto de flujos de potencia post-falla	Reordenar red	IPFC, TCSC, SSSC, UPFC, TCPAR
Inversión de sentido de flujo de potencia	Ajustar ángulo de fase	IPFC, SSSC, UPFC, TCPAR

**Tabla 2.1 Aplicaciones de FACTS en estado estable**

Tema	Problema	Acción Correctiva	Controlador FACTS
<b>Estabilidad Transitoria</b>	A, B, D	Incrementar torque sincronizante	TCSC, TSSC, UPFC
	B, C, D	Control dinámico de flujos	IPFC, TCPAR, UPFC, TCSC
<b>Amortiguamiento de Oscilaciones</b>	A	Amortiguamiento de oscilaciones de 1Hz	TCSC, STATCOM
	B, D	Amortiguamiento de oscilaciones de baja frecuencia	IPFC, TCPAR, UPFC, TCSC, STATCOM
<b>Control de Tensión Post Contingencia</b>	A, B, D	Soporte dinámico de tensión	STATCOM, UPFC, IPFC
		Control dinámico de flujos	UPFC, IPFC, TCPAR
	A, B, C, D	Soporte de tensión y control de flujos dinámico	IPFC, UPFC, TCSC
		Reducir impacto de la contingencia	TCSC, STATCOM, UPFC
<b>Estabilidad de Tensión</b>	B, C, D	Soporte reactivo	STATCOM, UPFC
		Acciones de control sobre la red	UPFC, TCSC, STATCOM

**Tabla 2.2 Aplicaciones dinámicas de FACTS**

Se han realizado numerosos estudios relativos al uso de equipos FACTS, tanto en régimen permanente como en aplicaciones dinámicas, para resolver los problemas en los sistemas de potencia mencionados en este capítulo en el numeral 2.1. Entre los estudios más relevantes están los de factibilidad de aplicación de controladores FACTS realizados por varios grupos de trabajo en CIGRE e IEEE, quienes han analizado las capacidades y el impacto de los principales controladores FACTS [14]. En la figura 2.8 se muestran de manera resumida estos resultados. En esta figura, son evidentes las ventajas del dispositivo UPFC sobre los otros indicados.

	Control de flujo de carga	Control de voltaje	Estabilidad transitoria	Amortiguamiento de oscilaciones
<b>SVC / STATCOM</b>				
<b>TCSC</b>				
<b>SSSC</b>				
<b>TCPAR</b>				
<b>UPFC</b>				

Nivel de influencia:

-  Pequeño
-  Mediano
-  Fuerte

Figura 2.8 Impacto de dispositivos FACTS en sistemas AC [14]

## 2.4. Métodos de Repotenciación Dinámicos de Líneas de transmisión.

Si se desea utilizar métodos de repotenciación dinámicos para incrementar la capacidad de transmisión de una línea, es necesario transferir datos (meteorológicos, temperatura del conductor o condiciones de flecha/tensión) en tiempo real desde locaciones remotas al centro de control donde se efectúan los cálculos. En estos casos la capacidad de la línea deja de ser una constante y se transforma en una variable dependiente de las condiciones meteorológicas.

Estos sistemas se han implementado en muchas partes del mundo, y es recomendable evaluarla en casos donde se necesita un moderado aumento de capacidad de transmisión a bajos costos de inversión. Esta tecnología requiere flexibilidad en la operación y disponibilidad de sistemas de comunicación SCADA/EMS.

El cálculo de la capacidad dinámica de líneas aéreas se realiza utilizando estándares como el encontrado en [16]. Para los cálculos estáticos de la capacidad de líneas de transmisión, dada una temperatura máxima de operación, la corriente máxima permisible se determina para “el peor caso” de las condiciones meteorológicas.

Para la mayoría de las líneas existentes, la temperatura máxima de operación se encuentra típicamente en el rango de 50°C a 150°C. En general la máxima temperatura de operación se determina a partir de la flecha máxima que puede sufrir la línea de transmisión sin violar las distancias de seguridad reglamentarias. También es común que para el cálculo de la capacidad se supongan condiciones de peor caso bastante conservadoras. Estas condiciones en general corresponden a velocidades de viento de 2 a 3 pies/s (0.6 a 1 m/s), perpendicular al conductor, con radiación solar máxima y temperaturas ambiente relativamente altas (25°C a 35°C). Como resultado la capacidad dinámica de transmisión es generalmente mayor que la estática, pero puede ocasionalmente ser menor.

La tabla 2.3 muestra las ventajas y consecuencias de la suposición de diferentes velocidades de viento. El uso de una velocidad de viento mayor para el cálculo estático de la capacidad de transmisión produce un aumento en su valor, a pesar de que la temperatura máxima de operación del

conductor permanece igual. Por ejemplo, un aumento en la velocidad de viento de 0.61 a 0.91 m/s produce un aumento en la capacidad de la línea de 990 a 1080 A, y como la temperatura de operación es la misma, no se necesitan modificaciones estructurales.

La mayor ventaja de este método es el bajo coste de implementación, en comparación con los métodos tradicionales. Por otro lado, la mayor desventaja se observa en la columna de más a la derecha en la tabla 2.3. Esta columna muestra la temperatura a la que se encuentra el conductor en condiciones de viento nulo, y con el flujo de corriente de la columna 2. Históricamente la condición de máxima carga y condición de viento nulo se ha considerado como un evento de ocurrencia casi nula. Estudios recientes han demostrado que, en ciertas áreas, la probabilidad de viento nulo es mayor al 10%. Esto último muestra que las temperaturas señaladas en la última columna de la tabla 2.3 son un tema a considerar, y que el uso de condiciones menos conservadoras puede afectar la seguridad de la línea.

Velocidad de viento para el cálculo de capacidad de línea	Capacidad de línea para 795 kcmil ACSR @ 100°C	Temperatura del conductor a su máxima capacidad con velocidad del viento nula
(m/seg)	(A)	(°C)
0	750	100
0.61	990	130
0.91	1080	145
1.22	1160	160

Tabla 2.3 Efectos de la velocidad del viento en el cálculo de la capacidad de transmisión para un conductor Drake 795 kcmil ACSR a 100°C, con radiación solar máxima y temperatura ambiente de 40° C.

A continuación se detallan las tecnologías más utilizadas para el aumento dinámico de la capacidad de transmisión de las líneas aéreas.

### 2.4.1. Estaciones Meteorológicas

**Descripción:** Las estaciones meteorológicas pueden incluir anemómetros de hélice, o las unidades más sofisticadas de 3-D ultrasónico. Estas últimas son bastante costosas, pero no tienen partes móviles, lo que las hace muy confiables y bastante precisas, incluso a bajas velocidades de viento. Además se puede medir el movimiento vertical del aire.

***Mediciones:***

- Temperatura ambiente
- Radiación solar
- Velocidad y dirección del viento
- Precipitaciones (opcional)

***Instalación:*** La instalación de una estación meteorológica debe ser en a una altura similar a la del conductor y que no exista bloqueo del sol ni de viento.

***Método:*** Si la corriente de la línea y las condiciones climáticas son conocidas en tiempo real, la temperatura de esta en puntos cercanos a la estación de monitoreo pueden ser calculadas en tiempo real. El cálculo de la capacidad de transmisión de una línea aérea basado en los datos meteorológicos es quizás uno de los más simples y menos costosos. Básicamente es cambiar la condición de “peor caso” y considerar el escenario real de la línea. Debido a lo anterior los cálculos de capacidad de línea por monitoreo de variables meteorológicas no requieren de la medida de la corriente de línea.

## **2.4.2. Dispositivo de Monitoreo de Temperatura**

Existen actualmente dos tipos de dispositivos de monitoreo de temperatura.

### **2.4.2.1. Medición de temperatura directa:**

***Descripción:*** Consisten en una termocupla directamente instalada en el conductor energizado y conectado mediante radio a una estación remota. El dispositivo se alimenta mediante el campo magnético proporcionado por la línea. Para la determinación de capacidad de transmisión de líneas se instala una estación meteorológica para la medición de la radiación solar y la temperatura ambiente [17] [18].

***Mediciones:***

- Corriente de línea
- Voltaje

- Temperatura del conductor
- Temperatura ambiente (estación meteorológica)
- Radiación solar

**Instalación:** El dispositivo se instala directamente en el conductor. En el caso de los Power Donuts<sup>®</sup>, una vez configurado el dispositivo, se abre con una llave especial. La llave posee el acople para montar con pértiga clásica. Con la pértiga se acerca al cable el cual puede estar energizado. Una vez montado el dispositivo en el cable, se gira la pértiga, cerrando el dispositivo, hasta tener una buena fijación del sensor. La instalación de la estación meteorológica debe ser en un lugar en que no exista bloqueo del sol y no toma más de 20 min [19].

**Método:** La determinación de la capacidad de transmisión de la línea se efectúa convirtiendo la temperatura de la línea en una velocidad de viento equivalente perpendicular. Luego esta velocidad es utilizada junto con la temperatura ambiente, la radiación solar y los parámetros de la línea para determinar la capacidad máxima de transmisión.

#### 2.4.2.2. Medición de temperatura indirecta:

**Descripción:** Consiste en dos barras de aluminio que funcionan como imitaciones del conductor. Las barras se eligen de tal forma que posean el mismo diámetro y material que el conductor real. Una de las barras posee un radiador a modo de simular el comportamiento de un conductor energizado, mientras que el otro solo se dispone de forma natural al ambiente [20] [21].

**Mediciones:**

- Temperatura barra energizada
- Temperatura barra no energizada

**Método:** La determinación de la capacidad de transmisión de una línea de transmisión mediante el método de la imitación de conductor se lleva a cabo de la siguiente forma: Primero determina efecto de radiación a partir de las temperaturas de ambas barras, luego se determina el efecto de convección y a partir de este último se calcula una velocidad de viento

efectiva. Una particularidad de este método es que no es necesaria la medición de la temperatura ambiental ni de la radiación solar para ninguno de los cálculos, ya que estos fenómenos quedan incluidos de manera implícita en las medidas de temperatura de ambas réplicas [20] [21].

### 2.4.3. Dispositivos de Monitoreo de Tensión (mecánica)

**Descripción:** Los dispositivos son células de carga que miden la tensión mecánica en los extremos de las líneas. Una unidad de transmisión es montada sobre la estructura y conectada a las células de carga vía cable. La comunicación a una estación remota es generalmente por radio y las unidades pueden ser alimentadas mediante paneles solares [22][23].

**Mediciones:**

- Tensión mecánica
- Radiación solar (unidad de transmisión)
- Temperatura ambiente (unidad de transmisión)

**Instalación:** Los dispositivos son instalados entre la estructura y la cadena de aisladores en las torres de anclaje. Los dispositivos se conectan a una unidad de transmisión que debe ser montada en la misma estructura. La instalación de estos dispositivos requiere que la línea no esté energizada.

**Calibración:** Para la determinación de la capacidad de transmisión es necesario realizar un proceso denominado “calibración de línea”. La calibración se lleva a cabo midiendo la tensión y temperatura en condiciones de baja corriente y poca radiación solar (idealmente de noche y fuera de servicio). Los datos obtenidos se grafican, y luego una curva normalizada se ajusta a las mediciones obteniendo así una aproximación del comportamiento de la línea.

**Método:** La tensión medida es transformada a una temperatura promedio del conductor en un tramo, mediante la curva de calibración. Luego esta temperatura promedio (en combinación con la corriente de línea, temperatura ambiente, y radiación solar) es convertida a una velocidad de viento promedio efectiva. El límite térmico de la línea es entonces calculado usando el algoritmo de balance térmico meteorológico. Una característica de este

método es que se utiliza el concepto de “vano equivalente” para así representar las condiciones mecánicas de la línea en todo un tramo mas que en un vano particular [22] [23].

#### 2.4.4. Dispositivos de Monitoreo de Flecha

**Descripción:** Consiste principalmente en una cámara de video y un reflector pasivo, además del sistema de comunicación y la electrónica asociada. Este dispositivo opera mediante algoritmos de reconocimiento de imágenes [1][24].

**Mediciones:**

- Flecha
- Radiación solar (unidad de transmisión)
- Temperatura ambiente (unidad de transmisión)

**Instalación:** La cámara se monta en una de las estructuras de la línea que se desea monitorear. Luego el reflector pasivo es instalado en el conductor. Un foco de bajo consumo (láser o LED) se fija junto a la cámara para iluminar el objetivo por las noches, o cuando la luz ambiente no es suficiente.

**Calibración:** Al igual que en el caso de los monitores de tensión, para la determinación de la capacidad de transmisión es necesario realizar un proceso denominado “calibración de línea”. La calibración se lleva a cabo midiendo la flecha y temperatura en condiciones de baja corriente y poca radiación solar (idealmente de noche y fuera de servicio). Los datos obtenidos se grafican, y luego una curva normalizada se ajusta a las mediciones obteniendo así una aproximación del comportamiento de la línea.

**Método:** La flecha medida es transformada a una temperatura promedio del conductor en un tramo, mediante la curva de calibración. Luego esta temperatura promedio (en combinación con la corriente de línea, temperatura ambiente, y radiación solar) es convertida a una velocidad de viento promedio efectiva. El límite térmico de la línea es entonces calculado usando el algoritmo de balance térmico meteorológico. Una característica de este método es que se utiliza el concepto de “vano equivalente” para así representar las condiciones mecánicas de la línea en todo un tramo mas que en un vano particular [1] [24].

## 2.5. Criterios de Selección

Básicamente los criterios de selección se pueden dividir en 3 categorías:

- Costos
- Alcance de las mediciones
- Precisión
- Aspectos Prácticos

### 2.5.1. Costos

Los costos pueden desglosarse en 3 grupos:

- Costos de Inversión: Corresponden al costo de los insumos necesarios para la implementación de DLR. Estos incluyen el costo de los dispositivos, sistema de comunicaciones y software en los casos necesarios.
- Costos de Instalación: En el costo de instalación se incorpora el costo de la mano de obra de instalación y de la incorporación del software al sistema SCADA. En general los equipos que requieren instalar elementos sobre la línea (métodos directos) poseen un costo de instalación más elevado producto de que se necesita montar equipos sobre el conductor energizado.
- Costos de Mantenimiento: Consisten en los costos de calibración y limpieza de piezas de los equipos.

A continuación se presenta un cuadro comparativo de los costos de los equipos [25].

Monitor	Costo		
	Inversión	Instalación	Mantenimiento
Estación meteorológica	Bajo	Bajo	Bajo
Réplica de conductor	Bajo	Bajo	Bajo
Temperatura	Alto	Medio	Alto
Tensión	Alto	Alto	Alto
Flecha	Alto	Medio	Alto
Combinado <sup>1</sup>	Bajo	Medio	Medio

Tabla 2.4 Comparativa de costos de los distintos métodos de monitoreo dinámico

## 2.5.2. Alcance de las mediciones

Cada una de las tecnologías revisadas anteriormente posee características particulares en cuanto a la forma en que se miden las condiciones en las que se encuentra el conductor. Existen tecnologías que miden directamente algunas variables para un vano en específico, como otras que estiman las condiciones en que se encuentra un sector de la línea mediante variables involucradas en el proceso térmico. Así se pueden dividir los alcances de las mediciones de las distintas tecnologías en 3:

- *Puntuales*: Son aquellas que monitorean las condiciones en un vano en particular. Tienen la ventaja de poseer bastante precisión en la información que entregan pero pueden o no ser representativas de las condiciones a lo largo de la línea.
- *Múltiples vanos*: Son aquellas que monitorean las condiciones promedio a lo largo un sector de la línea. Tienen la ventaja de ser representativas de las condiciones de la línea pero la precisión de los datos depende de la calibración y de los métodos de cálculo.

---

<sup>1</sup> Uso simultáneo de un método directo (tensión, flecha o temperatura) y uno indirecto (est. meteorológica o réplica de conductor)

- *Variables*: Son aquellas que dependiendo de las condiciones de la línea y de los métodos de cálculo de la capacidad dinámica puede caer dentro de alguna de las definiciones anteriores.

A continuación se presentan las distintas tecnologías y los respectivos alcances de sus mediciones [25].

Monitor	Alcance de las mediciones
Estación meteorológica	Variable
Réplica de conductor	Variable
Temperatura	Puntual
Tensión	Múltiples Vanos
Flecha	Múltiples Vanos
Combinado	Múltiples Vanos

Tabla 2.5 Comparativa de alcance de mediciones de los distintos métodos de monitoreo dinámico

### 2.5.3. Precisión

La precisión de los dispositivos a la hora de estimar la capacidad dinámica de transporte de energía depende primordialmente de la forma o método que se utiliza con cada dispositivo para determinar la máxima corriente permisible bajo las condiciones medidas. De este modo los distintos dispositivos se ven afectados en su cálculo de la capacidad dinámica según la relación entre la resolución de las variables medidas y el valor que se obtendrán de estas. Así se puede encontrar con que a bajas densidades de corriente (menores a 1 A/mm<sup>2</sup>) los dispositivos que miden tensión y flecha no son muy precisos ya que no se produce una buena estimación de la velocidad del viento promedio efectiva [26]. Por otra parte a bajas velocidades de viento las estaciones meteorológicas pierden precisión al medir esta variable debido a que los anemómetros (en particular los de cúpula) poseen cierta inercia que, en esta situación, afecta las mediciones.

A continuación se presentan las precisiones de los dispositivos de acuerdo a las condiciones de carga de la línea y de velocidad de viento [25].

Monitor	Precisión			
	Viento normal Carga alta	Viento normal Carga baja	Viento bajo Carga alta	Viento alto Carga alta
<b>Estación meteorológica</b>	Buena	Buena	Baja	Buena
<b>Réplica de conductor</b>	Buena	Buena	Buena	Buena
<b>Temperatura</b>	Buena	Baja	Buena	Buena
<b>Tensión</b>	Buena	Baja	Alta	Buena
<b>Flecha</b>	Buena	Baja	Alta	Buena
<b>Combinado</b>	Buena	Buena	Alta	Buena

Tabla 2.6 Comparativa de precisión de los distintos métodos de monitoreo dinámico

## 2.5.4. Aspectos prácticos

Producto de la particularidad de cada tecnología se hace necesario evaluar la factibilidad de la implementación de cada una de estas como solución para así discriminar cuales, debido a la naturaleza del problema, no son viables. Dentro de este punto se deben considerar los sistemas de comunicación disponibles, la accesibilidad a la zona de monitoreo y las condiciones necesarias para un correcto funcionamiento de los dispositivos.

Monitor	Sistemas de Comunicación	Se necesita desenergizar Conductor	Condiciones para el correcto funcionamiento
<b>Estación meteorológica</b>	GSM, RF, Fibra óptica	No	Evitar bloqueo de sol y viento
<b>Réplica de conductor</b>	RF	No	Evitar bloqueo de sol y viento
<b>Temperatura</b>	GSM, RF	No	Corriente de línea sobre 50 A <sup>1</sup>
<b>Tensión</b>	GSM, RF	Si	-
<b>Flecha</b>	GSM, RF, Fibra óptica	No	Evitar bloqueo visual de objetivo

Tabla 2.7 Aspectos a considerar al momento de escoger una tecnología

<sup>1</sup> Duración de batería de 12 horas para corrientes menores a 50 A. Se carga en 6 horas a 120 A, según [18]

## **2.6. Objetivos de la aplicación de Monitoreo Dinámico**

Existen diversos usos para los sistemas de monitoreo vistos anteriormente. A continuación se comentan algunos usos comunes que se pueden encontrar en la bibliografía [4] [27]:

### **2.6.1. Evitar acciones de contingencia innecesarias**

La mayoría de redes de transmisión funcionan bajo el criterio n-1 de operación, lo que significa que el sistema puede soportar la pérdida de los elementos más críticos sin problemas. Si se produce una perturbación, el sistema debe ser devuelto a un estado de seguridad dentro de un corto período de tiempo, normalmente 5-15 minutos [4]. Si las capacidades de transmisión de la línea se determinan en base a estimaciones muy conservadoras, una contingencia causada por una sobrecarga de la línea puede llevar a un cambio innecesario en el despacho del sistema. Varias empresas eléctricas alrededor del mundo ya están utilizando los sistemas de monitoreo en tiempo real para evitar o reducir al mínimo los cambios en el despacho bajo contingencias. Cabe destacar que incluso si es necesario un redespacho, el monitoreo en tiempo real permite a los operadores retrasar la acción hasta el momento en que las distancias críticas de seguridad se alcancen, permitiendo así obtener el máximo provecho de la inercia térmica del conductor.

### **2.6.2. Aprovechar coincidencia de condiciones favorables de ventilación y ciclos de carga de líneas**

El factor más relevante en la disminución de la temperatura de operación de las líneas es el viento. Si la velocidad del viento se encuentra por sobre 2 m/s la capacidad de transmisión de la línea aumenta típicamente entre un 30 a un 40 % con respecto al valor determinado con una velocidad de 0.61 m/s [4]. No es muy conocido el hecho de que las velocidades de viento son mucho más altas en el día que en la noche, especialmente en verano. Los datos obtenidos mediante monitoreo en tiempo real ha demostrado que en general en estas condiciones, las capacidades de transmisión obtenidas durante el día son consistentemente mayores a las ocurridas durante la noche, incluso a pesar de las mayores temperaturas ambiente y de la radiación solar. Esta coincidencia permite que algunos

sistemas eléctricos minimicen su costo de operación al descongestionar el sistema al aumentar la capacidad de las líneas.

### **2.6.3. Reducir el reforzamiento de líneas y retrasar inversiones**

En el caso en que se proyecte la saturación de una línea en el corto plazo y la construcción del refuerzo haya sufrido un retraso, el monitoreo dinámico es una muy buena solución. Debido a que puede ser de rápida implementación, se ha utilizado como un método provisorio de repotenciamiento de líneas de transmisión, mientras la línea se refuerza paralelamente con métodos tradicionales. Una vez que el repotenciamiento permanente entre en operación los dispositivos pueden ser removidos y volver a ser utilizados en otra situación similar.

### **2.6.4. Manejar sobrecargas de línea por desconexiones intempestivas o programadas**

Hay muchos sistemas eléctricos en los cuales se tiene una gran carga o una gran generación conectada a una sola línea de doble circuito, y la capacidad de transmisión máxima requerida excede la capacidad de uno de los circuitos. Si las líneas de transmisión son monitoreadas en tiempo real, las desconexiones intempestivas pueden ser maniobradas con una alta probabilidad de éxito, manteniendo los niveles de seguridad requeridos. Además, la información recopilada puede ser utilizada para estimar las condiciones y el momento óptimo para la mantención de la línea.

### **2.6.5. Uso en el despacho de energía eólica**

Estudios efectuados en líneas que transfieren principalmente energía proveniente de fuentes eólicas muestran que, como es de esperar, existe una alta correlación entre la generación eólica y la capacidad de transmisión de las líneas cercanas. Cabe destacar que no siempre se da esta situación debido a la diferencia de altura entre las turbinas eólicas y las líneas de transmisión. Incluso se puede dar que en el frente de viento se encuentre atravesando el parque eólico, pero no alcance el extremo opuesto de la línea.

A pesar de lo anterior, estudios han demostrado que con una mínima cantidad de vertimiento eólico (menos del 0.2-1% del tiempo), estas líneas puede transportar del 30-50% más que lo que se

logra con la capacidad estática de transmisión, cuando a los flujos se encuentran preponderantemente determinados por generación eólica. En estos casos, el ahorro producto de evitar el refuerzo de la línea es mucho mayor que el costo de la energía vertida.

## **2.7. Operación de monitoreo dinámico**

A continuación se detallan los métodos de operación de los sistemas de monitoreo dinámico más utilizados [4] [27]:

### **2.7.1. Método de alarma de flecha**

Este método posee un algoritmo donde computa el cambio que se produce en la flecha de los vanos monitoreados cuando la flecha se acerca al límite de distancia mínima al suelo permitida, y calcula la máxima corriente permisible y el tiempo faltante para alcanzar esta. Luego el dispositivo le envía esta información al operador del sistema, entregándole tiempo suficiente para efectuar las maniobras correspondientes para evitar que se sobrepase la capacidad máxima.

Este modo de operación muestra una aplicación simple de monitoreo dinámico para situaciones donde la línea se acerque a los límites de distancias de seguridad. Esto se suma a un relativamente bajo uso computacional del sistema SCADA.

### **2.7.2. Método de “rating on demand”**

La información es recolectada del sistema de monitoreo solo cuando el operador lo requiera. La estación receptora de la información es la cual lleva a cabo los cálculos. Este método es ideal para líneas que se sobrecargan bajo condiciones de contingencia. También es apropiado para el monitoreo de líneas limitadas por la capacidad del conductor (annealing). Su óptimo aprovechamiento se obtiene al utilizarse conjuntamente con el método de alarma de flecha.

### **2.7.3. “Continuous Real time Ratings”**

En este método la información es transmitida en intervalos regulares al sistema SCADA a través de una unidad terminal remota (RTU). El acceso a información en tiempo real puede ayudar al operador a realizar mejores y más oportunas maniobras en consideración de los circuitos monitoreados. Este método provee el rango más amplio de aplicaciones, pero requiere de comunicación dedicada. También puede necesitar modificaciones de las interfaces y programas del

SCADA. Cabe destacar que la información recolectada puede ser utilizada para variadas aplicaciones, una de ellas es utilizarla para predecir las condiciones futuras.

El uso de datos meteorológicos provenientes de modelos permite dar una primera estimación de los beneficios que podría tener la incorporación de equipos de monitoreo en las líneas para el cálculo de la capacidad de transmisión.

## **2.8. Modelos Meteorológicos**

Debido a la importancia de los datos meteorológicos en la determinación de la capacidad de transmisión de las líneas aéreas, es necesario contar con un modelo adecuado a la hora de evaluar las condiciones de una zona en particular. En general, es poco probable contar con mediciones de estaciones meteorológicas en los puntos que se desean evaluar. Así, los modelos se utilizan para estimar las condiciones en los puntos de interés en función de algunas pocas mediciones cercanas.

Los modelos numéricos permiten conocer la distribución espacial y temporal de las variables que caracterizan la atmósfera por medio de la solución de un conjunto de ecuaciones de fluidodinámica que describen la circulación atmosférica. Estos modelos, debido a que la atmósfera corresponde a un sistema altamente no lineal, y a que no se pueden encontrar soluciones analíticas, discretizan la atmósfera en una malla de tres dimensiones y emplean diferencias finitas en el espacio-tiempo. De esta manera y dada una condición inicial y las condiciones de borde, se integran numéricamente las ecuaciones matemáticas que controlan la evolución de las variables.

## 2.9. Experiencias Internacionales

El monitoreo en tiempo real de las líneas de transmisión es una tecnología que ya lleva más de 2 décadas aplicándose. A continuación se muestra un mapa de los países que actualmente están utilizando mediciones en tiempo real.



Figura 2.9 Países que actualmente utilizan monitoreo en tiempo real

### Australia

- Tasmania: [25]
  - Hydro Tasmania: Monitoreo de Tensión (CAT-1)
  - Transend: Estaciones Meteorológicas (15) y monitores de tensión (19) en 12 circuitos de transmisión.

## **Nueva Zelanda**

- Transpower: Instalación de monitores de tensión en 2 líneas como prueba, pero por impedimentos en el mercado eléctrico neozelandés (NZEM) su aplicación se ha visto retrasada [25] [28] [29] [30].

## **Alemania**

- E-ON Netz: Monitores de Tensión CAT-1 y estaciones meteorológicas.

## **Dinamarca**

- ELTRA: En 1997 instaló monitores de tensión en una línea de HVDC a Noruega. La información fue comparada con estaciones meteorológicas y verificadas con mediciones ópticas de flechas y mediciones directas de temperatura del conductor. Posteriormente se relocalizaron a 2 líneas de 220 kV en la misma área [28].

## **España**

- En 1997 instaló monitores de tensión en el anillo de Madrid de 400 kV [31].

## **Polonia**

- Instalación en el año 2000 de monitores de tensión CAT-1, en conjunto con estaciones meteorológicas.

## **USA**

- California:
  - PG&E (Pacific Gas & Electric): Instalación de 4 monitores de tensión en la zona “Path 15” en 4 circuitos de 230 kVs [32] [33].
  - San Diego G & E: Monitores de Tensión [30].
- Wisconsin:

- Wisconsin Power & Light: En conjunto con NITECH Inc., inicio su investigación en 1989 con la instalación de 8 sensores de medición directa de temperatura y estaciones meteorológicas.
- Colorado:
  - New Century Energies inc. (NCE): Monitores de tensión en una línea de doble circuito de 230 kV (entre Broomfield y Valmont) y en una línea de 230 kV entre Boone y Lamar [28].
- Portland:
  - Portland General Electric (PGE): En 1994 comenzó la instalación de monitores de tensión en 5 líneas de transmisión [28].
- West Virginia:
  - Virginia Power: A partir de 1991 comenzó la instalación de monitores de tensión, en líneas de 500 kV y 115 kV [30].
- Illinois:
  - Illinois Power Company: Monitores de tensión y estaciones meteorológicas [30].
- Filadelfia:
  - PECO Energy: Monitores de tensión y estaciones meteorológicas [30].
- Arizona:
  - Salt River Power: Monitores de Tensión
- Lousiana
  - Entergy: Instalación de 2 monitores de tensión en la línea de 230 kV Bagatelle-Conway en el año 1994 [30].

## **Investigación y Desarrollo**

### **Italia**

- ENEL: Desarrollo de un sistema de monitoreo electro-óptico que ha sido usado para calibrar sistemas de monitoreo basados en parámetros ambientales [4].

### **USA**

- Desarrollo del “Sagometer” (sistemas de reconocimientos de targets) [4].

### **Canadá**

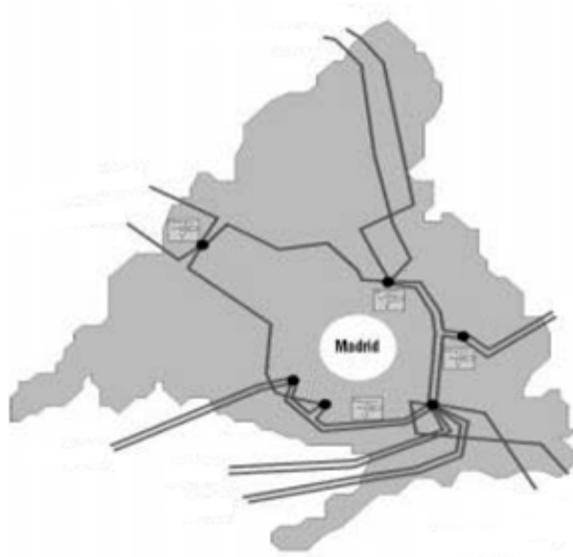
- Medición de altura del conductor con sistemas ultrasónicos [4].

### **Chile**

- Minera Los Pelambres: Experimentación en el uso de PowerDonuts [34].
- Chilectra: implementación de 6 Power Donuts<sup>®</sup> [34].
- Transelec: Estudio de prefactibilidad de la implementación de dispositivos [35].

### **2.9.1. Red española de transmisión de 400 kV**

El sistema de transmisión de la capital española (Madrid), está configurado en forma de anillo similar al de Santiago de Chile. La tensión nominal es de 400kV. Hasta hace algunos años, el diseño y las características de explotación de dicho sistema eran muy conservadores, coartando así la posibilidad de obtener un mejor rendimiento de las instalaciones existentes.



**Figura 2.10 Anillo de 400 KV de Madrid**

Para mejorar las condiciones operacionales del sistema y acercarse a un óptimo funcionamiento, la Red eléctrica Española e Iberdrola, realizaron las siguientes acciones [31].

- Estudio de las condiciones meteorológicas históricas para determinar y estructurar un mejor modelo térmico
- El diseño de las nueva líneas de transmisión considera 85° como la temperatura de trabajo y no 50°, valor que se usaba anteriormente.
- Establecer cuatro límites térmicos distintos uno para cada estación del año.
- En el año 1997 inician un proyecto de investigación denominado Implementación de Capacidad Dinámica en Tiempo Real para líneas de Transmisión (DITER, por sus siglas en inglés). Este proyecto contempla en principio la instalación de monitores en tiempo real de factores medioambientales en puntos específicos del sistema de transmisión de Madrid.

El esquema del proyecto implementado es el siguiente:



Figura 2.11 Esquema de flujo del sistema de monitoreo

Con estas medidas la Red Española de transmisión y en particular la empresa Iberdrola, logró un 25% de aumento de capacidad de transmisión en régimen permanente para el sistema de Madrid, principalmente gracias al efecto de utilizar condiciones medioambientales reales.

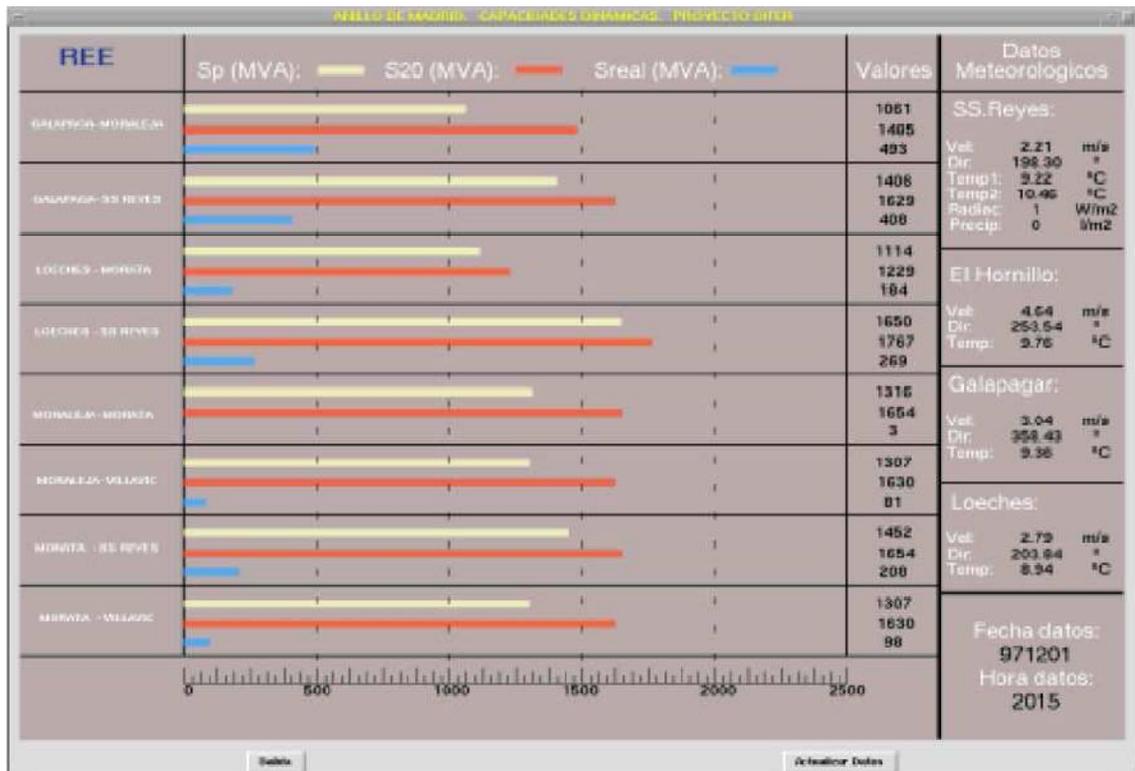


Figura 2.12 Capacidades dinámicas v/s capacidades estáticas en el anillo de Madrid

Donde:

$S_p$  (MVA): Máxima capacidad de transmisión en estado estable

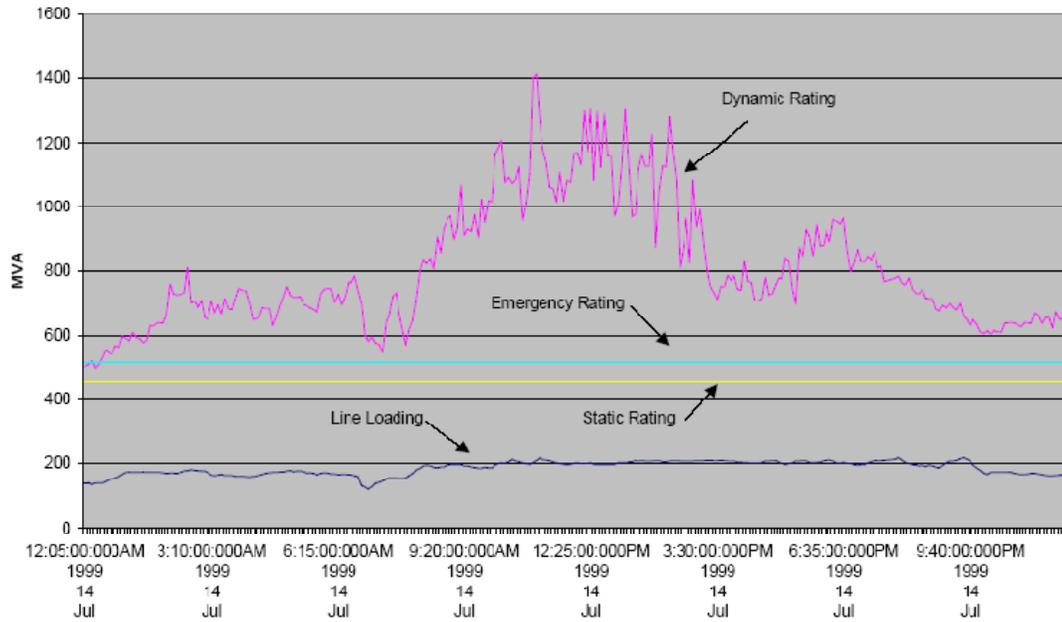
$S_{20}$  (MVA): Máxima capacidad de sobrecarga. (Aumento en corto tiempo)

$S_{real}$ : Carga Real de la línea de transmisión

## 2.9.2. California y Nueva Zelanda

En la misma línea que el sistema de transmisión de Madrid, los sistemas californianos y neozelandeses realizaron exhaustivos estudios [36] [29] para determinar la opción más rentable y a la vez confiable a la hora de estructurar capacidad dinámica de transmisión, con el fin de postergar inversiones referentes al repotenciamiento de líneas eléctricas. Para esto se realizaron las siguientes acciones:

- La compañía de Gas y Electricidad de San Diego (California) y Transpower (Nueva Zelanda), evaluaron distintas tecnologías para desarrollar la capacidad de transmisión en tiempo real.
- Estudio de las condiciones meteorológicas históricas para determinar y estructurar un mejor modelo térmico.
- Instalación de 4 estaciones meteorológicas para monitorear en tiempo real las variables medioambientales presentes en el proceso de transferencia de calor del conductor
- Instalación de monitores de tensión mecánica los cuales cuentan a su vez con medidores de viento, para así estructurar cargabilidad dinámica en las líneas eléctricas.



**Figura 2.13 Gráficos en tiempo real del sistema de transmisión de California**

Con estas acciones ambos sistemas lograron mejorar la utilización de sus sistemas, obteniendo en promedio un aumento de 30 % en capacidad de transmisión.

# Capítulo 3 Metodología para la Implementación de un Sistema de Monitoreo Dinámico

## 3.1. Descripción de la Metodología

En general, la modelación y análisis del impacto y la prefactibilidad de un sistema de monitoreo de la capacidad de transmisión de una línea puede ser realizada bajo los siguientes enfoques []:

- Desprendimiento de carga (segundos).
- Regulación secundaria (1 hora).
- Pre-despacho y despacho económico (24 horas).
- Planificación de la expansión de la capacidad de transmisión.

En este trabajo, se considera el impacto sobre la operación económica, tanto en los costos de operación como en la seguridad del sistema.

El análisis de la implementación de un sistema de monitoreo de la capacidad dinámica de transmisión de línea incluye diversos aspectos relacionados tanto a la caracterización de la línea desde

el punto de vista topográfico y eléctrico, recopilación de información meteorológica relevante, definición de puntos críticos, la simulación del impacto de un sistema de monitoreo bajo la perspectiva económica y de despacho del sistema eléctrico, donde la línea participe, y el análisis de los resultados para escenarios de generación y demanda en el horizonte de tiempo.

En la figura 3.1 se presenta un esquema de la metodología propuesta en este capítulo. Los cuadros en azul corresponden a la información de entrada, que es abordada en el punto 3.2. Los cuadros en rojo corresponden a los procesos de la metodología, los cuales son detallados entre los puntos 3.3 y 3.7. Los cuadros púrpura corresponden a decisiones comprendidas dentro del punto 3.7. Finalmente los cuadros verdes con las salidas o resultantes de la metodología.

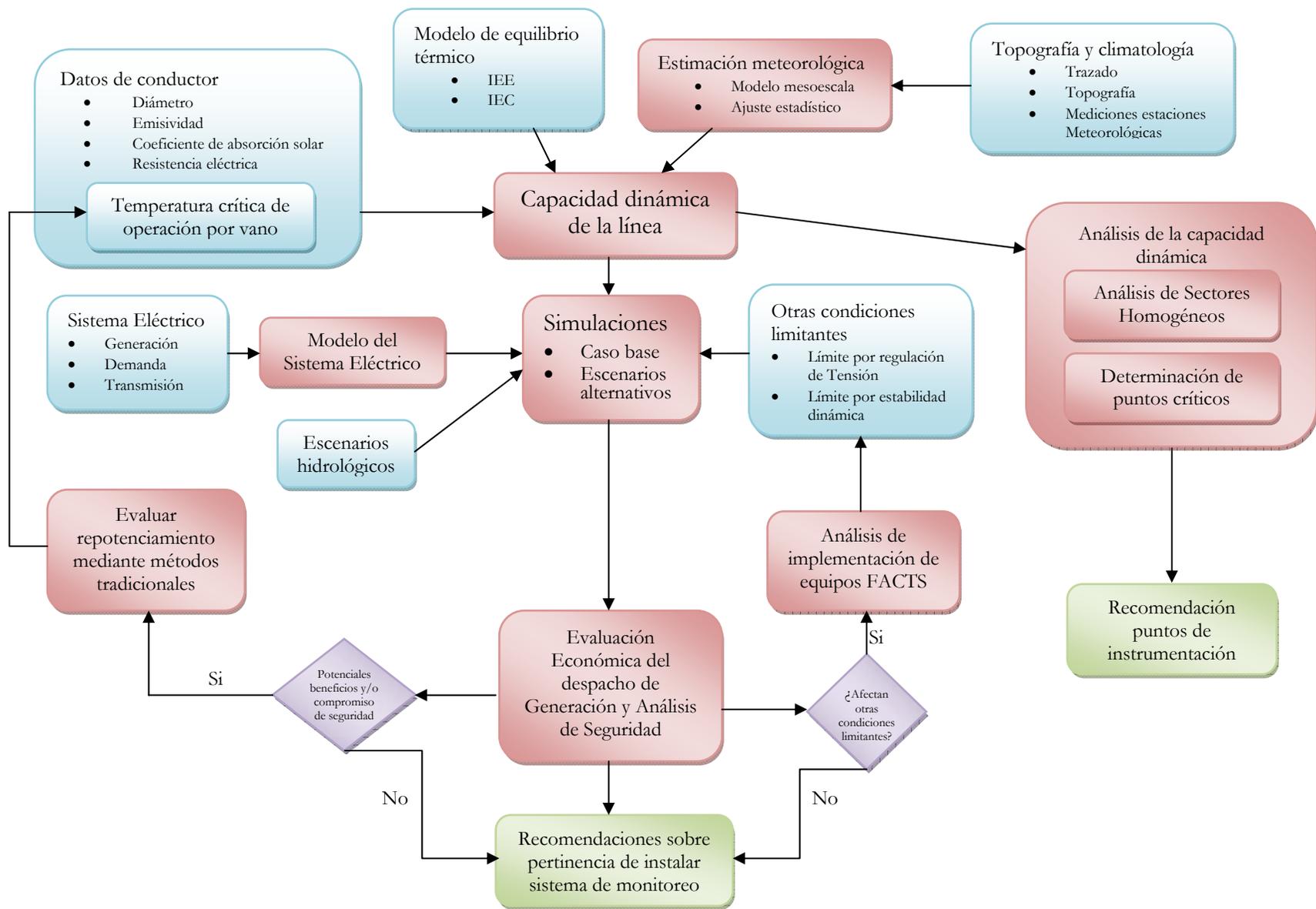


Figura 3.1 Esquema de la metodología propuesta para el análisis de prefactibilidad de la implementación de un sistema de monitoreo dinámico

## 3.2. Recopilación de Información

Para hacer un estudio preliminar de la utilización de dispositivos de monitoreo de capacidad dinámica es necesario recopilar la mayor cantidad posible de información sobre el tramo de estudio, teniendo en cuenta los alcances del trabajo.

### 3.2.1. Datos de la línea

A continuación se detalla la información a recopilar.

- *Trazado de la línea:* El trazado corresponde a la ubicación geográfica de cada poste o torre de la línea de transmisión. En general esta información se encuentra en posesión de los dueños de las líneas y posibles interesados en el estudio. De no tener acceso a esta información es posible lograr una buena aproximación del trazado ubicando las torres mediante Google Earth<sup>®</sup>.
- *Tipos de torres:* Los distintos tipos de torres utilizadas a lo largo de la línea en estudio sirve para determinar la altura con respecto al nivel del suelo de los vanos a estudiar. De este modo los datos meteorológicos obtenidos mediante observaciones, modelos o pronósticos pueden ser ajustados a la altura deseada.
- *Datos de conductor:* Es necesario tener los datos de diseño del conductor e información sobre algún cambio de conductor o reforzamiento existente en algunos vanos de la línea a estudiar. Esto con el objetivo de poder definir, para cada vano, la temperatura máxima de operación. Además se necesita información que se utilizará como entrada en el modelo de equilibrio térmico a utilizar.

### 3.2.2. Topografía y climatología de la zona

A continuación se detalla la información a recopilar.

- *Perfil de la línea:* El perfil de la línea es útil para identificar vanos que poseen menos holgura en cuanto a las distancias de seguridad. Si no se tiene acceso al perfil de la línea y se desea realizar un estudio más exhaustivo es recomendable tratar de simular las condiciones de flecha de los vanos más largos, para lo que es necesarios tener los datos de diseño de la línea
- *Datos Meteorológicos:* Para realizar los posteriores análisis también se imprescindible tener observaciones, modelos o pronósticos de las condiciones meteorológicas en la zona en cuestión. Con esta información se puede determinar las condiciones a las cuales se encontrará sometida la línea que se desea estudiar. Cabe destacar que para los efectos de este trabajo los datos necesarios son: velocidad y dirección del viento, temperatura ambiente y radiación solar.

### 3.2.3. Escenario Eléctrico

Para poder formular un buen modelo del sistema es imprescindible definir las condiciones en las cuales se evaluará este. Se recomienda considerar al menos los siguientes puntos:

- *Sistema Eléctrico:* Para las simulaciones se debe definir el sistema eléctrico a utilizar. El SEP formulado debe emular el comportamiento de la línea para las diferentes condiciones de operación que se desean evaluar. Es importante detallar las condiciones tanto de generación como demanda utilizadas ya que estas pueden afectar o condicionar el resultado.
- *Escenarios Hidrológicos:* En Chile el Sistema Interconectado Central (SIC) está compuesto por un 53% de generación hidráulica [37]. Así, el evaluar distintos escenarios hidrológicos es imprescindible para poder sensibilizar los resultados obtenidos y lograr un análisis más completo.

### 3.3. Estimación Meteorológica

A partir de las observaciones, modelos o pronósticos de las variables meteorológicas se puede estimar las condiciones a lo largo de la línea en estudio para un periodo de tiempo determinado. Las estimaciones se obtienen como resultado de la aplicación de algún método con el respectivo nivel de resolución que tengan estos. Lo ideal es tener una resolución espacial por vano, y una resolución temporal horaria al menos.

La información meteorológica necesaria en general es escasa y de difícil acceso, por esto en el análisis posterior se utilizan datos proporcionados por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile.

Cabe destacar que debido al comportamiento de las variables meteorológicas es recomendable, para lograr un análisis satisfactorio, considerar (al menos) 4 escenarios, representativos de las distintas estaciones del año.

A continuación se describe el modelo utilizado posteriormente.

#### 3.3.1. Modelo Meteorológico

La principal fuente de datos para el monitoreo en tiempo real son los datos meteorológicos de las estaciones, pero a falta de estas, es útil contar con modelo que simule valores (con un cierto grado de error) de las condiciones de viento, temperatura ambiente y radiación solar en la zona deseada.

El modelo numérico “*Weather Research and Forecasting (WRF)*” [38] permite conocer la distribución espacial y temporal de las variables que caracterizan la atmósfera por medio de la solución de un conjunto de ecuaciones de fluido-dinámica que describen la circulación atmosférica. Entre dichas ecuaciones destacan la ecuación de conservación de momentum, la ecuación de conservación de energía, la ecuación de conservación de masa y la ecuación de gases ideales. Debido a que la atmósfera corresponde a un sistema altamente no lineal, y a que no se pueden encontrar soluciones analíticas, se recurre a métodos numéricos que discretizan la atmósfera en una malla de tres dimensiones y emplean diferencias finitas en el espacio-tiempo. Además, se parametrizan los

procesos de sub-grilla (física de nubes, procesos de capa límite, transferencia radiativa, procesos superficiales, nubosidad convectiva, etc.). De esta manera y dada una condición inicial y las condiciones de borde, se integran numéricamente las ecuaciones matemáticas que controlan la evolución de las variables. El modelo WRF representa las variables de la atmósfera (los 3 componentes de viento, la temperatura y la radiación solar, etc.) en la grilla tridimensional de alta resolución, cuyos niveles verticales siguen la topografía. WRF dispone de opciones para el anidamiento y acoplamiento numérico entre grillas de menor y mayor resolución espacial y temporal.

Debido a que WRF es un modelo de escala regional, usualmente es inicializado y forzado por los bordes usando datos meteorológicos de modelos globales de baja resolución obtenidos a partir de datos de re-análisis de NCEP-NCAR [39][40], que están disponibles para todo el mundo con resolución temporal de 6 horas y espacial de  $2.5^\circ$ . Los re-análisis incorporan todas las observaciones sinópticas disponibles –desde modelos globales hasta mediciones- incluyendo datos de radiosonda, por lo que los datos de re-análisis se pueden considerar bastante realistas para la zona de modelación, y en consecuencia aptos para proveer las condiciones de borde para un modelo regional.

### 3.4. Determinación de la Capacidad dinámica [47].

Para analizar la capacidad dinámica de transmisión de la línea, se considera alguno de los estándares que actualmente se utilizan para la determinación de la capacidad estática [16][41][42] pero los valores de las variables meteorológicas de entrada corresponden a valores dinámicos obtenidos de observaciones, modelos o pronósticos. Puesto que la dinámica del fenómeno meteorológico impone variaciones temporales y espaciales, es de esperar que la capacidad dinámica de transmisión calculada igualmente varíe tanto en el tiempo como a lo largo de la línea.

Para cada punto de la línea se calcula un valor de capacidad, que considera los valores meteorológicos provistos por observaciones, modelos o pronósticos para cada instante, como también la temperatura máxima de operación para este. Estos valores se introducen en alguno de los modelos de equilibrio térmico, obteniendo así un valor de capacidad de transmisión del conductor en cuestión distintivo para cada punto de resolución espacial y para cada instante evaluado.

Lo anterior se puede expresar analíticamente como:

$$C_i(h) = C_{T_i^c}(v_i(h), t_i(h), s_i(h)) \quad (3.1)$$

con

$C_i(h)$  capacidad de transmisión del punto  $i$  en el instante  $h$

$v_i(h)$  velocidad del viento (magnitud y dirección relativa a la línea) representativa del punto  $i$  en el instante  $h$

$t_i(h)$  temperatura ambiente representativa del punto  $i$  en el instante  $h$

$s_i(h)$  radiación solar representativa del punto  $i$  en el instante  $h$

$C_{T_i^c}(\cdot)$  es la fórmula de capacidad del conductor para la temperatura de diseño del  $T^c$  del punto  $i$

De esta manera, una vez obtenidos los valores de capacidad por punto para un instante dado según la ecuación (3.1), la capacidad de la línea se obtiene al considerar la capacidad del punto con menor valor capacidad para el instante dado. Es decir,

$$C_L(h) = \min_{i \in S_L} C_i(h) \quad (3.2)$$

donde

$C_L(h)$  capacidad de transmisión de la línea  $L$  para el instante  $h$

$S_L$  conjunto de índices de todos los puntos de la línea  $L$

$C_i(h)$  capacidad del punto  $i$  para el instante  $h$

Se debe señalar que la capacidad dinámica de la línea depende de la variabilidad espacial y temporal de las condiciones climáticas y de la disposición geográfica de la línea que define la orientación del viento respecto de la misma.

De aquí que, para determinar la capacidad de la línea para un instante dado, se requerirían diversos puntos de medición a lo largo de la línea. La cantidad de mediciones y su localización depende de la dinámica del sistema y del nivel de precisión con que se quiera medir la capacidad, lo cual es discutido en el punto 3.5.

## 3.5. Análisis de la capacidad dinámica

Una vez obtenida la información antes mencionada, es posible caracterizar la capacidad dinámica a lo largo de la línea en función del nivel de resolución que posean los datos meteorológicos. A continuación se detallan algunos puntos relevantes.

### 3.5.1. Análisis general de la capacidad dinámica

Una vez calculada la capacidad de la línea, es relevante analizar el comportamiento de esta desde distintos puntos de vista. Así en esta parte de la metodología se pretende dejar en evidencia el comportamiento general del tramo en estudio y de reconocer en cierta medida las zonas más conflictivas en cuanto a capacidad se refiere. Es pertinente, además del análisis de la capacidad de la línea como un todo, el análisis por vano, ya que de este modo se puede determinar la distancia en términos de capacidad dinámica que existe entre las condiciones de las zonas más críticas con respecto a los sectores más favorables. Así, para una línea en que los sectores consistentemente limitantes sean relativamente cortos, de capacidades muy bajas con respecto a las otras zonas, puede evaluarse una solución de repotenciamiento tradicional, para de este modo lograr un aumento mucho mayor en la capacidad de transmisión de la línea. A continuación se mencionan los análisis a realizar:

- *Capacidad de la línea por punto de resolución (idealmente vano):* Este análisis da cuenta de las condiciones medias a lo largo de la línea. Se puede apreciar la relación entre los mejores puntos y los más críticos
- *Capacidad dinámica por hora:* Este punto muestra el comportamiento de todos los puntos de la línea en función del tiempo. También sirve para evidenciar el comportamiento general de la línea en estudio.
- *Capacidad dinámica según ciclo diario:* Aquí se desea caracterizar el comportamiento diario de la capacidad dinámica con el fin de establecer una relación entre la capacidad dinámica y las curvas de carga de la línea y/o las curvas de demanda en el sistema.

- *Localización de puntos de capacidad mínima:* Para cada instante del periodo en estudio se determina el punto que limitó la capacidad de transferencia de la línea. De este modo se puede evidenciar la distribución de los puntos conflictivos y establecer zonas críticas.

### **3.5.2. Determinación de Sectores Homogéneos [46].**

Con el fin de simplificar el problema, en este punto se plantea la necesidad de determinar la existencia de sectores homogéneos a lo largo de la línea que se desee estudiar. Así, se desea agrupar vanos adyacentes que compartan características similares considerando los siguientes aspectos:

- *Dirección de la línea*
- *Condiciones meteorológicas (velocidad y dirección del viento, temperatura ambiente, etc.)*
- *Topografía de la zona*

Un método para determinar la existencia de sectores homogéneos consiste en, una vez obtenidas las capacidades a lo largo de la línea, realizar una comparación entre puntos adyacentes de la misma. Con esto es posible generar una matriz de correlaciones donde se pueden distinguir zonas homogéneas. Así se sintetiza el análisis de las características antes mencionadas ya que todas las variables involucradas se encuentran implícitas en este análisis. En la figura 3.2 se muestra un esquema de los resultados hipotéticos para una línea de 12 puntos (vanos). Es de esperar que la matriz muestre bloques diagonales de alta correlación, los que representan las zonas homogéneas. En el caso de la figura se muestran 4 bloques altamente correlacionados que representan las zonas homogéneas de la línea.

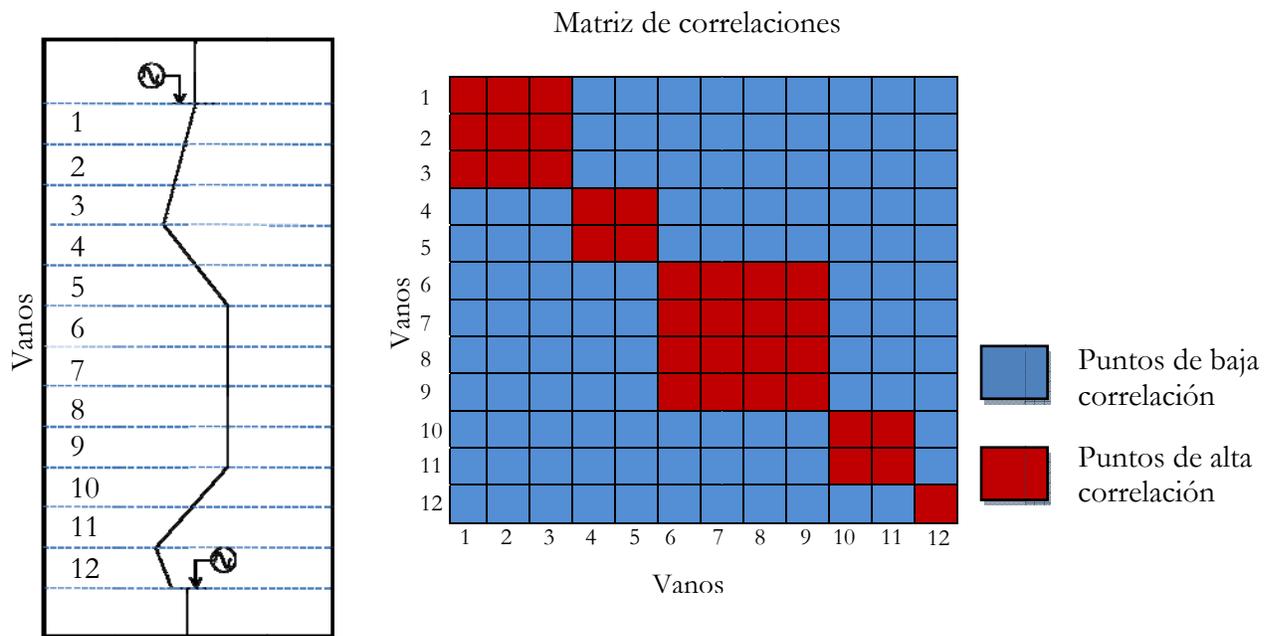


Figura 3.2 Esquema de sectores homogéneos

### 3.5.3. Determinación de Puntos Críticos [46].

Para determinar un sistema óptimo de medición de la capacidad dinámica de transmisión de la línea, ya sea en tiempo real o predictivo, con el cual se pueda monitorear la capacidad térmica instantánea con una confianza dada utilizando un conjunto de sensores mínimo, se desarrolló una heurística que define la noción de puntos críticos de medición y la manera de identificarlos.

La heurística se basa en utilizar la información obtenida en la etapa anterior y extraer aquellos puntos críticos que definen preponderantemente la capacidad total de la línea.

Si se considera entonces la definición de la capacidad térmica instantánea para una línea, como el mínimo de los valores de cada vano,

$$(3.3)$$

Entonces es posible cuantificar cuán buenos serían los valores de capacidades térmicas instantáneas medidos en un vano en particular para pronosticar la capacidad térmica total de la línea, a partir de la correlación entre los valores de cada vano y la capacidad total de la línea:

$$(3.4)$$

Si estuviésemos en el caso en que un vano dado  $i$  fuese siempre el vano limitante de la capacidad (en el caso, por ejemplo, en que se diera que la temperatura ambiente es siempre máxima y la velocidad del viento siempre fuese mínima en dicho vano) se daría que el valor de capacidad de la línea sería igual al valor de la capacidad medida en el vano para toda hora,  $C_L(h) = C_i(h)$ , y que la correlación calculada  $r_i$  alcanzaría su valor máximo de 1. En este caso hipotético, este vano sería el único lugar donde se necesitaría realizar mediciones.

Lamentablemente, lo anterior no es el caso general, y el valor mínimo no siempre ocurra en un único vano. Sin embargo, basado en el ejemplo anterior, y en ausencia de un vano donde la correlación adquiriera el valor máximo del 1, resulta natural elegir aquel vano que maximice el valor de la correlación como el candidato óptimo para localizar un único o primer sensor.

Se define entonces como el punto crítico de medición inicial a aquel que maximice el valor de la correlación  $r_i$

$$i^f = \max_{i \in S_L} r_i \quad (3.5)$$

Y si fuese este el único punto de medida, la capacidad de la línea sería estimada por el valor medido en este vano  $i^f$ , con la confianza estadística de la correlación  $r_{i^f}$

Si se considera el caso más general en que se dispone de un conjunto de uno o más mediciones en distintos vanos de la línea, la capacidad de la línea se estimaría como el mínimo valor de todos los valores medidos para un instante dado, es decir

$$C_M(h) = \min_{j \in M} C_j(h) \quad (3.6)$$

Donde  $M$  es el conjunto de índices de los vanos donde se realizan las mediciones,  $C_j(h)$  es la capacidad medida en el vano  $j$  para la hora  $h$  y  $C_M(h)$  es la estimación de la capacidad instantánea de la línea. Para este conjunto de medidores, la confianza estadística de la estimación se calcula igualmente a partir de correlación entre la capacidad estimada y la capacidad total de la línea, es decir:

$$r_M = \text{Corr} < C_M(h), C_L(h) > \quad (3.7)$$

Mientras mayor sea el valor  $r_M$ , mejor será el conjunto de medidores. Y bajo esta premisa es posible construir iterativamente un conjunto óptimo de puntos de medición, partiendo con el vano

que maximiza la correlación entre su capacidad y la de la línea, y agregando sucesivamente aquellos vanos que maximicen el grado de confianza de la capacidad estimada por el nuevo conjunto de medidores. En términos matemáticos, si  $k$  es el índice del proceso iterativo que permite construir el conjunto óptimo de puntos de medición, entonces,

- $M_1 = [i^f]$  , donde  $i^f$  es el índice del vano que maximiza la correlación entre su capacidad y la capacidad de la línea:

$$i^f = \max_{i \in S_L} \text{Corr} < C_i(h), C_L(h) > \quad (3.8)$$

- $M_{k+1} = M_k \cup [l^f]$ , donde  $l^f$  es el índice del vano que maximiza la correlación entre el nuevo conjunto  $M_{k+1}$ , formado de considerar el conjunto anterior de índices de puntos de medición  $M_k$  y un nuevo punto  $l$ , y la capacidad de la línea:

$$l^f = \max_{l \in M_k} \text{Corr} < C_{M_k \cup [l]}(h), C_L(h) > \quad (3.9)$$

## 3.6. Simulación de Despacho de Generación

En esta parte se realizan las simulaciones de despacho del sistema en estudio bajo las condiciones estipuladas en el primer punto de la metodología. Como el objetivo es tener un contraste entre el uso de capacidad dinámica y las condiciones actuales con capacidad estática, las simulaciones se llevan a cabo para ambos casos.

Para las simulaciones se utiliza el programa Deep Edit [43] con su herramienta de “Despacho económico con restricciones de seguridad”. A continuación se detalla el fundamento de la herramienta a utilizar, desarrollada en [44] [46].

### 3.6.1. Descripción del despacho económico con restricciones de seguridad

El problema de optimización presentado en esta sección corresponde a un problema no-lineal en donde se busca minimizar los costos de generación, el costo de falla por desprendimiento de carga y el costo de falla de corta duración esperado ante distintos escenarios de contingencia (criterio N-1), para así determinar la consigna de generación de las centrales en línea y asignar los distintos servicios de reserva

El modelo intenta resolver el problema de optimización siguiente:

$$\min \left( \sum_{i=1}^{N_g} Cg_i(P_i) + \sum_{i=1}^{N_l} Cd(PU_i) + \sum_{i=1}^K \sum_{i=1}^{N_l} Cd(\Delta D_i^k) \cdot p_{falla,k} \right) \quad (3.10)$$

Donde  $Cg_i(P_i)$  corresponde al costo de generación de la unidad  $i$ ,  $Cd(PU_i)$  los costos asociados por la energía no servida del consumo  $i$ ,  $PU_i$ , además de los costos esperados por desprendimientos de cargas ante acciones correctivas por fallas de elementos en el sistema  $\sum_k \sum_i Cd(\Delta D_i^k) \cdot p_{falla,k}$ , término que representa el Costo Futuro de Corta Duración (CFCD) esperado, el cual corresponde al costo en el que, en promedio, incurren los consumidores finales al verse interrumpido su abastecimiento eléctrico en forma súbita.

### 3.6.1.1. Restricciones de balance nodal

Las restricciones de balance nodal son descritas a través de un flujo de potencia DC con pérdidas. Las pérdidas del sistema de transmisión se aproximan a través de la siguiente expresión.

$$P_{Lij} \approx r_{ij} \frac{(\delta_i - \delta_j)^2}{x_{ij}^2} = r_{ij} P_{ij}^2 \quad (3.11)$$

Donde  $r_{ij}$   $r_{ik}$  corresponde a la componente resistiva de la rama serie del elemento de transmisión que conecta la barra  $i$  con la barra  $j$ . Esta última relación encontrada para las pérdidas óhmicas de las líneas es la aproximación más utilizada en modelos de despacho basados en flujos de potencia lineal y es incluida en la ecuación de balance por nodos, donde la suma de todas las potencias activas inyectadas y retiradas de una barra, más las pérdidas de transmisión en la red asociadas a flujos desde o hacia la barra, debe ser nula. Así la ecuación de balance nodal que se obtiene para la barra  $i$  es la mostrada en (3.12)

$$\sum_{j \in \Omega_i^G} P_j - \sum_{j \in \Omega_i^N} \left( \frac{\delta_i - \delta_j}{x_{ij}} + \frac{1}{2} G_{ij} (\delta_i - \delta_j)^2 \right) - \sum_{j \in \Omega_i^L} (D_j - PU_j) = 0 \quad (3.12)$$

donde

- $P_j$ : Potencia activa inyectada por la unidad  $j$ .
- $\Omega_i^G$ : Conjunto de índices de generadores conectados a la barra  $i$ .
- $\Omega_i^N$ : Conjunto de índices de barras conectados a la barra  $i$ , por algún equipo de transmisión.
- $\Omega_i^L$ : Conjunto de índices de cargas conectados a la barra  $i$ .
- $D_j$ : Potencia activa demandada por la carga  $j$ .
- $\delta_i$ : ángulo de fase asociado a la barra  $i$ .
- $G_{ij}$ : conductancia de la línea  $ij$  (parte real de la admitancia serie del elemento de transmisión).

La ecuación nodal por barras expuesta en (3.12) corresponde al denominado estado de pre-contingencia, el cual corresponde al estado de operación normal del sistema en el instante  $t$ . Suponiendo un set dado de contingencias creíbles  $k = 1, \dots, K$ , las ecuaciones de balance nodal bajo

contingencia también deben ser satisfechas, así es posible observar las variaciones sobre el estado normal del sistema en las unidades generadoras y en el consumos. Bajo esta perspectiva será posible determinar las reservas mínimas para asegurar una operación segura del sistema. Dado lo anterior se obtiene relación mostrada en (3.13).

$$\sum_{j \in \Omega_i^G} (P_j + \Delta P_{pj}^k) - \sum_{j \in \Omega_i^N} \left( \frac{\delta_i^k - \delta_j^k}{x_{ij}^k} + \frac{1}{2} G_{ij}^k (\delta_i^k - \delta_j^k)^2 \right) - \sum_{j \in \Omega_i^L} (D_j - PU_j + \Delta D_j^k) = 0 \quad (3.13)$$

Es importante notar de la ecuación anterior que en la expresión (3.13) la aparición de los términos  $P_j$  y  $D_j$  ligan el intervalo de regulación primaria con la operación normal del sistema. El superíndice  $k$  señala que las ecuaciones nodales deben cumplirse para el set dado de contingencias posibles, entre las cuales pueden ser la caída en una unidad generadora, la salida intempestiva de un consumo o bien la apertura de líneas.

Cabe destacar que el análisis aquí descrito es de carácter estático y tiene como objetivo fundamental determinar los niveles de reservas que debe tener el sistema para operar de forma segura. Además la red puede cambiar en el caso del balance nodal postcontingencia, y esto se manifiesta a través del cambio de la matriz de admitancia.

### ***3.6.1.2. Restricciones de flujo máximo***

Estas restricciones limitan el flujo por las ramas de la red en las distintas condiciones de operación.

$$-F_{max} \leq \frac{\delta_i - \delta_j}{x_{ij}} \leq F_{max} \quad \forall i, j \quad (3.14)$$

$$-F_{max} \leq \frac{\delta_i^k - \delta_j^k}{x_{ij}^k} \leq F_{max} \quad \forall i, j, k \quad (3.15)$$

Las ecuaciones anteriores restringen el flujo por las líneas de transmisión tanto en las condiciones de precontingencia (3.14) como en el set de contingencias posibles (3.15).

### 3.6.1.3. Límites de generación y consumo durante regulación primaria

Las ecuaciones (3.16) y (3.17), representan las restricciones a las cuales se ven sometidas las variaciones de potencia tanto en las unidades generadoras como en los consumo, en forma posterior a una contingencia evidenciada en el sistema.

$$P_{min_i} \leq P_i + \Delta P_{pi}^k \leq P_{max_i} \quad \forall i \in \{1, \dots, N_g\}, \forall k \in \{1, \dots, K\} \quad (3.16)$$

$$D_{min_i} \leq D_i + \Delta D_{pi}^k \leq D_{max_i} \quad \forall i \in \{1, \dots, N_l\}, \forall k \in \{1, \dots, K\} \quad (3.17)$$

### 3.6.1.4. Requerimientos de reserva

Estudios dinámicos realizados con anterioridad acerca de la reserva mínima disponible en el sistema con tal de asegurar su estabilidad de frecuencia ante eventuales contingencias entregan información relevante al modelo en cuanto a los distintos requerimientos. Esta información es tomada en consideración a través de las siguientes expresiones.

$$\sum_{j=1}^{N_g} R_{pi}^{up} \geq Req_p^{up} \quad (3.18)$$

$$\sum_{j=1}^{N_l} Rd_{pi}^{up} = \sum_{k=1}^K \sum_{i=1}^{N_l} \Delta D_i^k \cdot p(falla_k) \quad (3.19)$$

$$\sum_{j=1}^{N_g} R_{pi}^{dn} \geq Req_p^{dn} \quad (3.20)$$

Es preciso mencionar que los desprendimientos de cargas llevados a cabo por la demanda para lidiar con las contingencias evidenciadas en el sistema, solo son considerados como aporte en la regulación primaria de subida, en cuyo caso su reserva es valorizada al costo de la energía no suministrada. Además, debido al análisis de contingencias realizado, la reserva asociada a cada unidad debe ser mayor que las variaciones realizadas en todos los escenarios estudiados. Es decir, los montos asignados a cada unidad permiten su despliegue en cada contingencia considerada:

$$R_{pi}^{up} \geq \Delta P_{pi}^k \quad (3.21)$$

$$R_{pi}^{dn} \geq -\Delta P_{pi}^k \quad (3.22)$$

$$R_{pi}^{up} \geq -\Delta D_i^k \quad (3.23)$$

## **3.7. Evaluación Económica y de Seguridad**

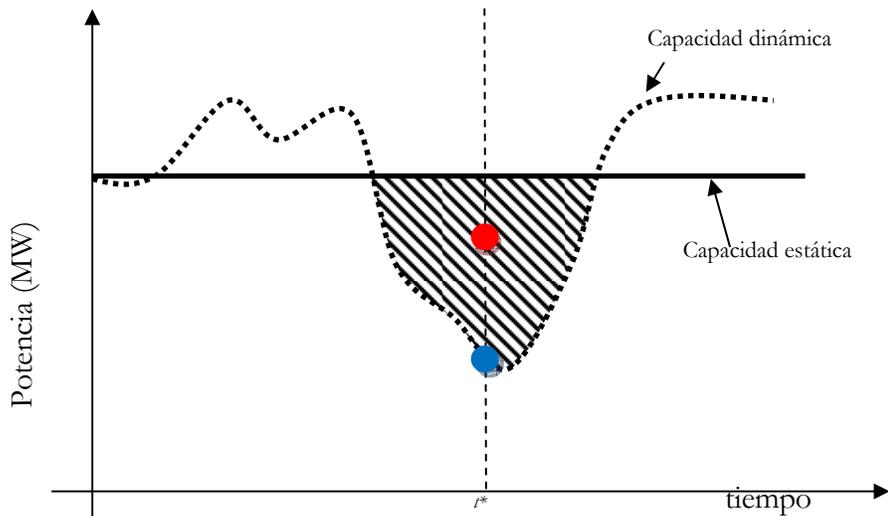
En este punto deben evaluarse el impacto económico de la implementación de un sistema de monitoreo de capacidad dinámica. Además, debe analizarse los efectos en la seguridad del sistema. Así para el análisis económico final se consideran todos los aspectos involucrados.

### **3.7.1. Impacto económico en la operación**

El potencial punto donde la implementación de un sistema de monitoreo de capacidad dinámica tiene mayor impacto es en los costos de generación. En los sistemas con restricciones de transmisión, cualquier descongestión en las líneas libera restricciones en el problema de despacho óptimo, lo que se traduce en que la solución que se encuentra es mejor (más económica). Así, bajo el supuesto de que la implementación de estos sistemas efectivamente liberan restricciones de transmisión, va a existir un beneficio económico. Las situaciones en que no se produce beneficio económico en el despacho de energía serían: si el límite de transmisión no se alcanza (la línea no se congestiona) o se topa una cantidad reducida de tiempo (donde no tendría sentido realizar el estudio); y cuando los valores utilizados para el cálculo del límite estático son cercanos o mejores que la realidad meteorológica de la línea, en cuyo caso es necesario evaluar los beneficios que entrega el sistema de monitoreo desde el punto de vista de la seguridad del sistema.

### **3.7.2. Análisis de seguridad**

Ante la posibilidad de que las condiciones meteorológicas estimadas mediante los modelos sean peor que las condiciones evaluadas según el cálculo de límite estático, se hace imprescindible evaluar las condiciones de seguridad del sistema para estos casos.



**Figura 3.3 Escenario en que la capacidad dinámica transmisión es menor que la capacidad estática y potencial incumplimiento del criterio N-1.**

En la figura 3.2 se representa las situaciones en las cuales la seguridad del sistema podría verse disminuida al considerar la capacidad estática durante la operación en tiempo real. El área sombreada indica el periodo de tiempo en el cual la capacidad dinámica resulta ser inferior a la capacidad estática de la línea. Las curvas de capacidad indicadas, representan la máxima capacidad de transmisión para cumplimiento del criterio N-1.

Para un instante dado  $t^*$ , se muestra en rojo el flujo resultante del despacho económico cuando se considera la capacidad estática de la línea, mientras que en azul se muestra el flujo producto de dicho despacho considerando la capacidad dinámica. La seguridad en la operación podría verse afectada si, para esos niveles de transferencia operando con la capacidad estática de la línea, ocurriese una contingencia simple que origine una sobrecarga permanente en el circuito operacional. Dicha sobrecarga podría encontrarse en un nivel tal que no pueda ser detectada por las protecciones de sobrecarga presentes en la línea (esquema 51) ni por el Centro de Control a cargo de la línea, es decir, el sistema sería completamente ignorante de la situación.

Debido a lo anterior en este punto se intenta cuantificar el estado de la seguridad del sistema, al determinar la porción de tiempo que en la simulación estática se opera sin cumplir el criterio N-1 estricto, establecido por el límite dinámico que es más cercano a la realidad meteorológica de la línea. De este modo también se puede evaluar el nivel de sobrecarga potencial al que se puede ver sometida la línea bajo estas condiciones.

### 3.7.3. Evaluación de repotenciamiento mediante métodos tradicionales

Una vez realizada la evaluación de costos de operación y de seguridad del sistema, es posible mediante los análisis de la capacidad dinámica del tramo en estudio, determinar si es conveniente implementar algún método de repotenciamiento tradicional con el fin de efectuar un levantamiento de restricciones en las zonas conflictivas, si estas existen.

Así, si la capacidad dinámica determinada no es representativa de las condiciones generales a lo largo del tramo en estudio, y más aún, si las zonas que limitan la capacidad de transmisión del tramo se encuentran localizadas y no distribuidas de manera cuasi uniforme a través de la zona estudiada, se posee un sistema candidato a ser repotenciado de manera tradicional. De este modo con una limitada inversión se puede lograr un aumento considerable de la capacidad de transmisión.

A continuación se propone un método para determinar que vanos son candidatos a ser repotenciados. En la metodología el repotenciamiento mediante métodos tradicionales se traduce en un aumento de la temperatura crítica de operación del conductor.

#### 3.7.3.1. Determinación de Puntos a repotenciar

Para determinar un sistema óptimo de puntos a repotenciar se sigue la misma línea de la heurística utilizada en el punto 3.5.3 de la metodología presentada en este trabajo. El objetivo de esta nueva metodología es encontrar un conjunto de vanos a repotenciar siguiendo algún criterio de selección.

Entonces, considerando la definición de capacidad térmica ya presentada en la ecuación (3.3), es posible cuantificar cuán responsable es un vano en particular de la capacidad dinámica que presenta la línea a partir de la correlación entre los valores de cada vano y la capacidad total de la línea:

$$r_i = \text{Corr} < C_i(h), C_L(h) > \quad (3.24)$$

Se define entonces como el punto de repotenciación inicial a aquel que maximice el valor de la correlación  $r_i$

$$i^1 = \max_{i \in S_L} r_i \quad (3.25)$$

Luego el punto seleccionado se asume como no limitante y se procede a determinar una nueva capacidad dinámica de la línea sin considerarlo. De este modo, se encontrará un siguiente punto a repotenciar que sea el más representativo de la capacidad dinámica del conjunto de índices restantes. Así, si consideramos como  $R_k$  al conjunto de índices de vanos a repotenciar en la iteración  $k$ , entonces el conjunto de índices de vanos restantes para ese instante se definiría como  $S_L^k = S_L / R_k$ , luego la capacidad dinámica del conjunto de índices restantes correspondería a la siguiente expresión

$$C_L^k(h) = \min_{i \in S_L^k} C_i(h) \quad (3.26)$$

y el grado de participación en la determinación de la capacidad dinámica de la línea sería como (3.27)

$$r_i^k = \text{Corr} < C_i(h), C_L^k(h) > \quad (3.27)$$

Con esto, el siguiente punto a repotenciar queda determinado por

$$i^k = \max_{i \in S_L^k} r_i^k \quad (3.28)$$

Para que así finalmente el nuevo conjunto de puntos a repotenciar queda determinado por

$$R_{k+1} = R_k \cup \{i^k\} \quad (3.29)$$

El criterio para detener el proceso podría ser eventualmente un determinado número de iteraciones, o un valor de capacidad dinámica media de los vanos restantes.

### 3.7.4. Análisis de implementación de equipos FACTS

En el caso en que el beneficio económico obtenido por la implementación de sistemas de monitoreo dinámico se vea mermado por el tropiezo con otra limitante de la capacidad de transmisión (límite por regulación de tensión o estabilidad dinámica) es pertinente el evaluar la implementación de algún equipo FACTS (Flexible A.C. Transmission System). A pesar de que los costos de estos dispositivos son relativamente altos, en líneas con límites térmicos y por regulación

de tensión bastante cercanos, es probable que el potencial beneficio económico en la operación del sistema al implementar ambas tecnologías justifique su inversión. De este modo resulta razonable realizar una evaluación económica de la solución conjunta.

### 3.8. Identificación de Tecnologías Aplicables

A partir de las características de las tecnologías mencionadas en la sección 2.5 es posible establecer cuáles de estas son apropiadas para la zona de estudio. El criterio a utilizar puede considerar los aspectos mencionados en el capítulo anterior. Así el análisis se lleva a cabo según los pasos que se detallan en la figura 3.4. En esta se observa que a partir de las condiciones del caso de estudio se llevan a cabo las evaluaciones detalladas en la sección 2.5. Finalmente al haber considerado todos estos puntos se puede evaluar la aplicabilidad de la tecnología.

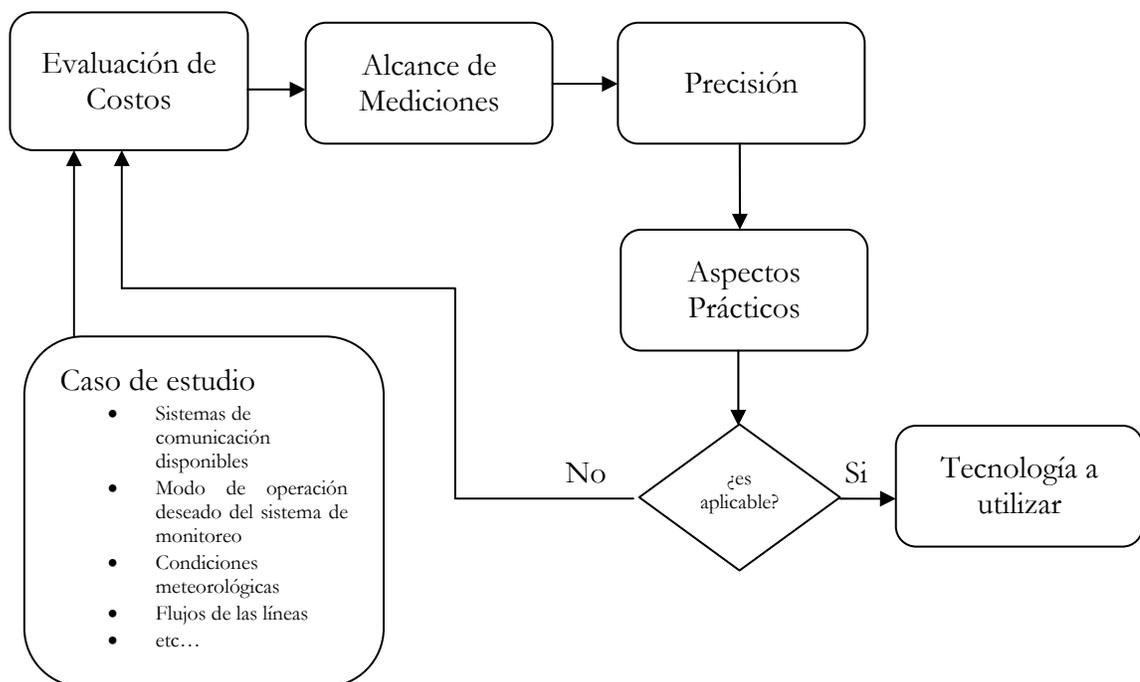


Figura 3.4 Esquema de la metodología propuesta para la selección de tecnologías aplicables

# Capítulo 4

## Caso de estudio

Como caso de estudio se considera un tramo del sistema eléctrico, ubicada en la zona norte de Chile, en 220 kV, que comprende una extensión de 325 km, y donde se conectan parques eólicos en 2 barras intermedias. Para estos parques se va a considerar una capacidad instalada conjunta actual de 490.8 MW.

En la figura 4.1 se muestra el diagrama unilineal simplificado del tramo del sistema eléctrico. En esta se puede apreciar la existencia de barras y tramos interiores. Así, el estudio de la línea y su dinámica correspondan a la de un sistema eléctrico completo, con diferentes segmentos de transmisión y puntos de generación y demanda.



Figura 4.1 Esquema eléctrico del caso de estudio

En esta zona se asume que la línea, que en gran parte se desarrolla en forma cercana y paralela a la costa, se expone a niveles de ventilación similares a los de los parques eólicos que se conectan a esta. Y puesto que las condiciones de operación quedan determinadas por las fuentes de generación, los consumos y la infraestructura de transmisión, en el caso de situaciones de alta ventilación, pueden cambiar las condiciones del sistema eléctrico.

Un escenario posible de alta ventilación y generación eólica se grafica en figura 4.2. En esta se aprecia una potencial inversión del flujo de potencia en el tramo sur, producto del aumento de inyección del parque eólico (considérese que el flujo de potencia típico es hacia el norte). Esta situación puede llegar a provocar congestión en dicho tramo, obligando a una limitación de la inyección del parque. Este es uno de los tipos de escenarios en que un sistema de monitoreo dinámico de la capacidad puede reconocer holguras que pueden ser aprovechadas en las distintas condiciones de operación, resguardando los criterios de seguridad del sistema.

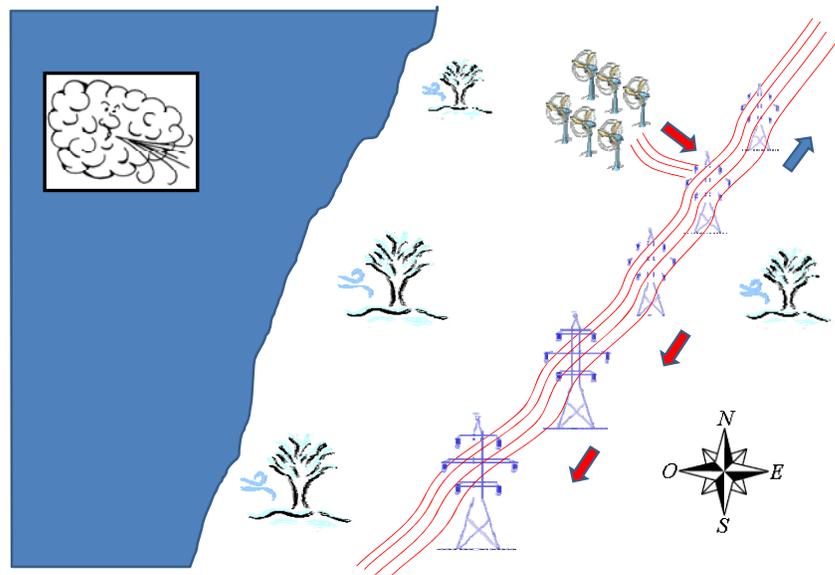


Figura 4.2 Esquemático de la situación de alta ventilación en una línea de transmisión [46].

## 4.1. Datos de la línea

### 4.1.1. Trazado

En la figura 4.3 se presenta el trazado del tramo en estudio en Goolge Earth<sup>®</sup>. De esta figura se aprecia que el tramo a estudiar, entre las subestaciones A y E, tiene una extensión de 325 km aproximadamente. Este se compone de 4 líneas doble circuito: línea A-B (98 km); línea B-C (73 km); línea C-D (27 km); y línea D-E (126 km).

Es posible apreciar en la figura 4.3 que la mayor parte del trazado está situado cercano a la costa, zona por lo general ventosa, pero en los extremos la línea se interna en el continente a zonas donde la ventilación baja de forma significativa.

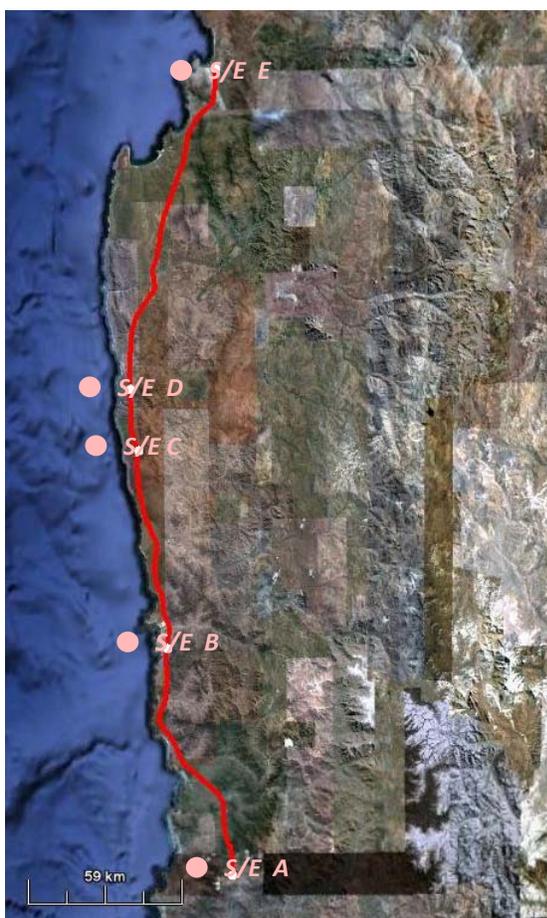


Figura 4.3 Trazado geográfico del tramo en 220 kV en estudio.

## 4.1.2. Tipos de torres

Para la zona en estudio utilizó como referencia para la medida de altura la torre de suspensión tipo 22AD, que se muestra en la figura 4.4

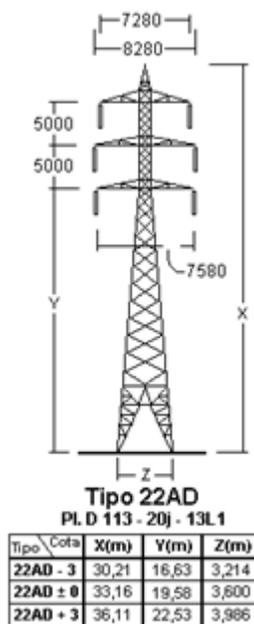


Figura 4.4 Torre de suspensión tipo 22AD

La altura de los conductores en la torre (considerando la cadena de aisladores) será de entre 15 y 25 m. Para el estudio se supone una flecha media de 5 metros, lo que entrega una altura entre 10 y 20 metros para la zona más baja. Debido al nivel de resolución vertical del modelo meteorológico que se utilizará (5, 15 y 25 metros) se decide finalmente utilizar una altura de 15 metros, que el nivel más cercano a la altura media de los conductores.

## 4.1.3. Datos del conductor

Las líneas de transmisión de la zona en estudio utilizan un conductor de aleación de aluminio, AASC 740.8 M.C.M. Flint. Las características del conductor se muestran en la tabla 4.1

AASC 740.8 M.C.M. Flint		
<b>Diámetro</b>	25.17	(mm)
<b>Sección</b>	375.4	(mm <sup>2</sup> )
<b>Peso propio</b>	1035	(kg/m)
<b>Tensión ruptura</b>	11625	(kg)
<b>Módulo elasticidad</b>	6450	(kg/mm <sup>2</sup> )
<b>Coef. Dilatación térmica</b>	0.000023	(1/°C)
<b>Resistencia a 25°C</b>	0.089	(ohm/km)
<b>Coef. de var. de resistencia</b>	0.0034	(1/°C)
<b>Emisividad relativa</b>	0.5	-
<b>Coef. de absorción solar</b>	0.5	-

Tabla 4.1 Características del conductor AASC 740.8 M.C.M. Flint

A partir de los datos expuestos en la tabla 4.1 más la temperatura máxima de operación especificada y las condiciones meteorológicas en la tabla 4.2 se obtiene, mediante las ecuaciones del estándar IEEE Std 738 [16], la capacidad de transmisión del conductor para una temperatura de 25°C. Las condiciones meteorológicas expuestas en la tabla 4.2 corresponden a las más ampliamente utilizadas para el cálculo de la capacidad de transmisión de líneas aéreas.

Capacidad estática de transmisión	
<b>Temp. máx. operac.</b>	55 (°C)
<b>Altura sobre el nivel del mar</b>	300 (m)
<b>Velocidad del viento</b>	2 (pies/s)
<b>Ángulo entre la dirección del viento y el conductor</b>	90 °
<b>Radiación solar</b>	1000 (W/m <sup>2</sup> )
<b>Cap. de transmisión a 25°C</b>	223.5 (MVA)

Tabla 4.2 Capacidad estática de transmisión

Además la línea a estudiar posee un límite por regulación de tensión de 253 MVA [45] cuyos efectos en el impacto económico se evaluarán posteriormente.

## 4.2. Topografía y climatología de la zona

Para el análisis de la topografía y climatología de la zona, se realizó un levantamiento geográfico de la línea, determinando la ubicación de las torres de la línea en coordenadas geográficas. Estas coordenadas fueron utilizadas como datos de entrada en un modelo meteorológico que genera los datos requeridos para calcular la capacidad térmica de la línea en forma espacial y con la resolución de un valor por cada vano entre torres. Igualmente, las coordenadas de las torres fueron utilizadas para calcular la dirección de cada vano, lo cual es relevante para calcular la orientación relativa del viento respecto de la línea.

En la figura 4.5 se muestran las velocidades de viento típicas de la zona en estudio para diferentes horas del día. Es fácil ver que los sectores costeros poseen mayor ventilación.

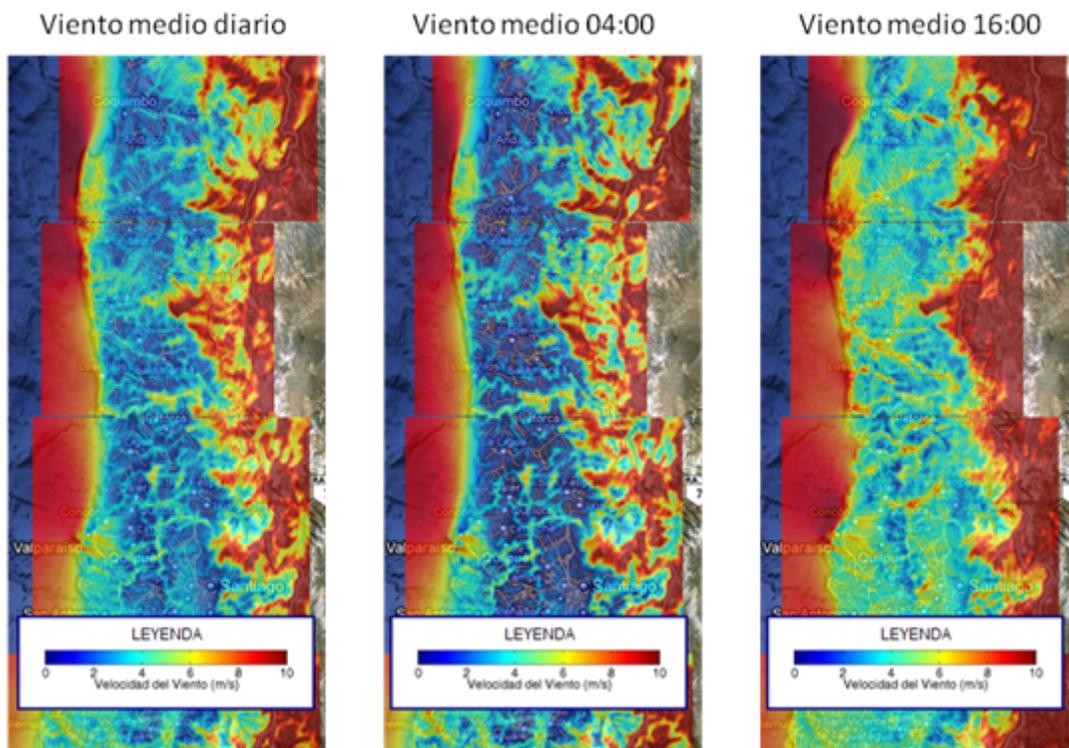


Figura 4.5 Velocidades de viento promedio típicas en la zona relevante en el estudio para diferentes horas del día [46].

## 4.3. Escenario eléctrico

### 4.3.1. Descripción general

El tramo eléctrico consistirá solo de 4 líneas eléctricas de doble circuito con topología y transferencias distintivas. En la figura 4.6, se presentan el esquemático del tramo eléctrico en estudio.

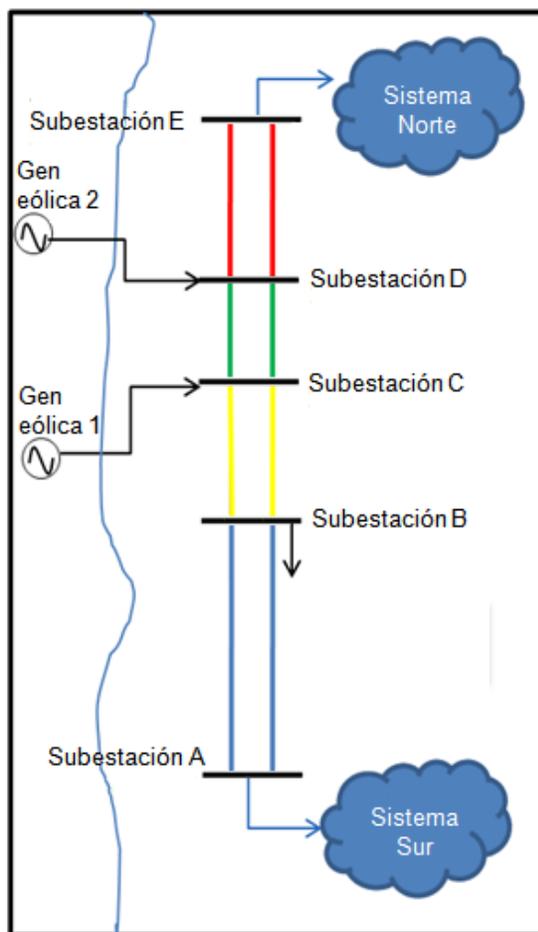


Figura 4.6 Diagrama del tramo a estudiar.

Las líneas que componen el sistema se enumeran a continuación:

- Línea 1: A – B
- Línea 2: B – C
- Línea 3: C – D

- Línea 4: D – E

La energía que se inyecta en las barras C y D proviene de parque eólicos cercanos. Las capacidades de inyección de energía eólica por subestación se detallan a continuación.

S/E	$P_{inst}$ (MW)	$P_{inst}$ Total (MW)
<i>C</i>	266.6	490.8
<i>D</i>	224.2	

**Tabla 4.3 Energía eólica instalada por subestación**

### 4.3.2. Sistema Eléctrico

El sistema eléctrico a modelar consta de 13 barras, 29 generadores y 13 cargas. El sistema al norte del tramo en estudio consta principalmente de generación térmica, mientras que la zona al sur posee generación térmica e hidráulica. Para el sector al sur de la línea solo se utilizó un generador equivalente para modelar toda la generación térmica. Lo mismo sucede para las hidráulicas de pasada y las de embalse. Y también se utilizó una sola carga para modelar los consumos y pérdidas del sistema sur. La zona al norte se desarrolló con más detalle, ya que es importante evaluar los efectos que tiene la generación en esta zona.

En la figura 4.7 se muestra el diagrama del sistema eléctrico modelado, que se utilizará para las posteriores simulaciones. Los detalles del sistema se muestran en el Anexo A.

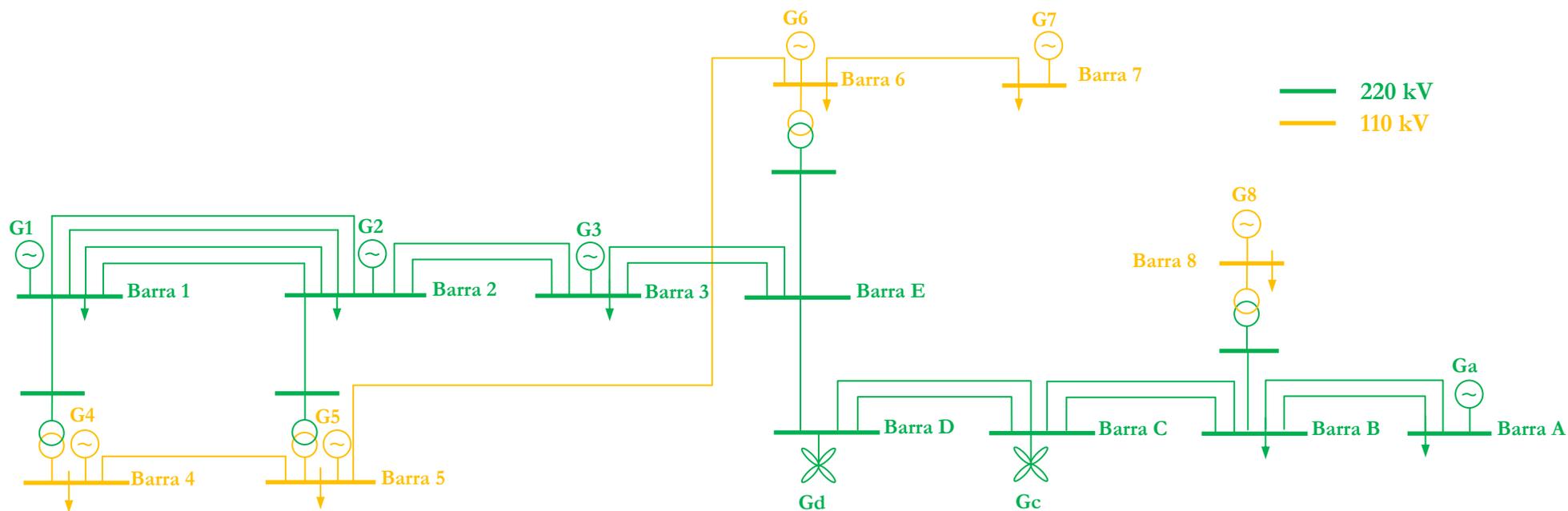


Figura 4.7 Sistema eléctrico de potencia equivalente para la zona en estudio.

### 4.3.3. Escenarios hidrológicos

A partir de la tabla de energía de afluentes al SIC (“Fijación de precios de nudo abril de 2010 Sistema Interconectado Central, informe técnico definitivo”), se eligieron tres años con hidrologías húmeda, seca y media.

El año húmedo elegido, 1972, corresponde al año con mayor aporte de energía de los afluentes al SIC, desde 1960 hasta 2007. De la misma forma para el escenario seco se eligió el 1998 y para el escenario medio se considero el año 1991.

Cabe señalar que no se utilizaron bloques de demanda para representar la potencia de cada central, ya que se consideró la demanda promedio para todos los días de cada mes.

De esta forma se agruparon las centrales de pasada y las centrales de embalse como 2 grandes centrales hidrológicas conectadas a la barra “A” donde el costo marginal de la central de pasada equivalente es 0 y el de la central de embalse equivalente es el costo de la central El Toro. A continuación se muestra en la tabla 4.4 los costos marginales para los cuatro meses considerados para el escenario hidrológico medio. En la tabla 4.5 se presenta el detalle de despacho de centrales hidroeléctricas para los tres escenarios planteados.

Escenario hidrológico medio				
	Enero	Abril	Julio	Octubre
<b>Costo marginal</b>	27.57	28.35	29.72	29.62

**Tabla 4.4 Costos marginales estimados para centrales de embalse bajo condiciones de hidrología media**

	Enero		Abril	
	Embalse (MW)	Pasada (MW)	Embalse (MW)	Pasada (MW)
<b>Húmeda</b>	2438	1973	1768	1408
<b>Media</b>	1301	1860	1297	1174
<b>Seca</b>	828	1306	422	641
	Julio		Octubre	
	Embalse (MW)	Pasada (MW)	Embalse (MW)	Pasada(MW)
<b>Húmeda</b>	2250	1575	1663	1514
<b>Media</b>	2603	1449	2308	1770
<b>Seca</b>	1123	983	2091	1546

**Tabla 4.5 Despacho centrales hidroeléctricas**

# Capítulo 5

## Resultados y análisis

### 5.1. Análisis de capacidad estática y dinámica de transmisión

Como se mencionó anteriormente, para analizar la capacidad dinámica y estática de la línea en estudio se consideraron cuatro meses representativos de las estaciones del año 2010 (enero, abril, julio y octubre). Para estos meses, y utilizando el modelo de Mesoescala, se generaron las condiciones meteorológicas relevantes simuladas.

Para efectos del estudio se realiza una simplificación de la dinámica meteorológica. Se asume que las condiciones son lo suficientemente estables como para ser consideradas constantes para una hora dada y/o a lo largo de cada vano, es consistente con la dinámica y resolución del modelo de Mesoescala, de 1000 m y 15 minutos, y la dinámica térmica del conductor.

En este estudio se utilizaron los valores de las variables meteorológicas obtenidas del modelo de Mesoescala. Este modelo permite obtener los valores de viento, radiación solar y temperatura para un conjunto de meses precalculados y distintas coordenadas geográficas que incluyen la zona donde se encuentra el tramo en estudio.

Como simplificación necesaria, entonces, se considera que las condiciones meteorológicas se pueden considerar constantes para periodos de una hora, pudiendo variar de hora en hora según la dinámica propia del modelo de Mesoescala.

Con este mismo enfoque, se considera la capacidad del conductor como constante en cada vano de la línea, aunque pueda variar para los distintos vanos.

En la tabla 5.1 se detalla el número total de horas simuladas por mes y en la tabla 5.2 se muestra el número total de vanos por línea.

mes	Nº de horas simuladas
<b>Enero</b>	720
<b>Abril</b>	696
<b>Julio</b>	720
<b>Octubre</b>	720

Tabla 5.1 Número de horas simuladas por mes

Línea	Nº de vanos o puntos de resolución
<b>Línea 1</b>	248
<b>Línea 2</b>	197
<b>Línea 3</b>	67
<b>Línea 4</b>	339

Tabla 5.2 Número de vanos por línea

En estas condiciones se determinó para cada hora y para cada vano o punto de medición su capacidad dinámica. Luego de realizar los cálculos, estos se tabularon y analizaron según diferentes criterios, los cuales se presentan a continuación.

### 5.1.1. Capacidad dinámica de transmisión por vano de la línea

Las figuras 5.1 y 5.2 muestran a modo de distribución los percentiles 10, 25, 50, 75 y 90 de las capacidades para todos los vanos, en los meses de enero, abril, julio y octubre. En estas, el vano 1 corresponde al primer vano de la línea cercano a la subestación *A* y el vano 851 al último vano de la línea cercano a la subestación *E*. En los gráficos se detalla las zonas que corresponden a cada una de las líneas.

Al observar las gráficas se puede apreciar los vanos que consistentemente presentan una menor o mayor capacidad de transmisión. Es decir, esto nos permite tener una idea de los vanos críticos, o “*hot spots*”, en los cuales la capacidad dinámica de transmisión es consistentemente menor. Para una mejor comparación, en las figuras se incluye la capacidad térmica estática de la línea, correspondiente a 587 A (224 MVA) como referencia.

Además es posible observar que el mes de julio es aquel que presenta mayores capacidades a lo largo de todo el tramo. Esto es consistente con las condiciones meteorológicas ya que corresponde al mes representativo de invierno, donde ocurren temperaturas más bajas y vientos más fuertes. Por

otro lado se tiene que el mes representativo de verano es el que muestra peores capacidades. Esto último se debe a que, a pesar de que es igualmente un mes ventoso (sobre todo en la costa), las temperaturas son mucho más elevadas.

De la forma en que se muestran las curvas es evidente como los vanos ubicados en los extremos son los que poseen menor capacidad de transmisión. Esto es consistente con el hecho de que se encuentran alejados de la costa y protegidos por cerros, lo que hace que los vientos observados sean mucho menores.

Así, se observa que los primeros 20 vanos más de un 10% del tiempo su capacidad dinámica se encuentra por debajo de la capacidad estática. Esto último deja en evidencia que la zona que limitará la línea 1 será una zona muy específica.

Cabe destacar que el hecho de que el extremo norte de la línea 4 se encuentre más del 90% del tiempo sobre la capacidad estática da cuenta de que los vanos que limitan la línea pueden estar más dispersos que el extremo sur de la línea 1, y no necesariamente de que a capacidad de la línea 4 se encuentre el 90% del tiempo sobre la capacidad estática.

Finalmente de los gráficos queda claro que la mayor parte de la línea tiene potencial para ser explotada. Se observa que en particular entre el vano 100 al 700 la capacidad dinámica se encuentra más del 90% del tiempo alrededor de 100 amperes por sobre el límite estático, lo que equivale a alrededor de un 17% de capacidad adicional.

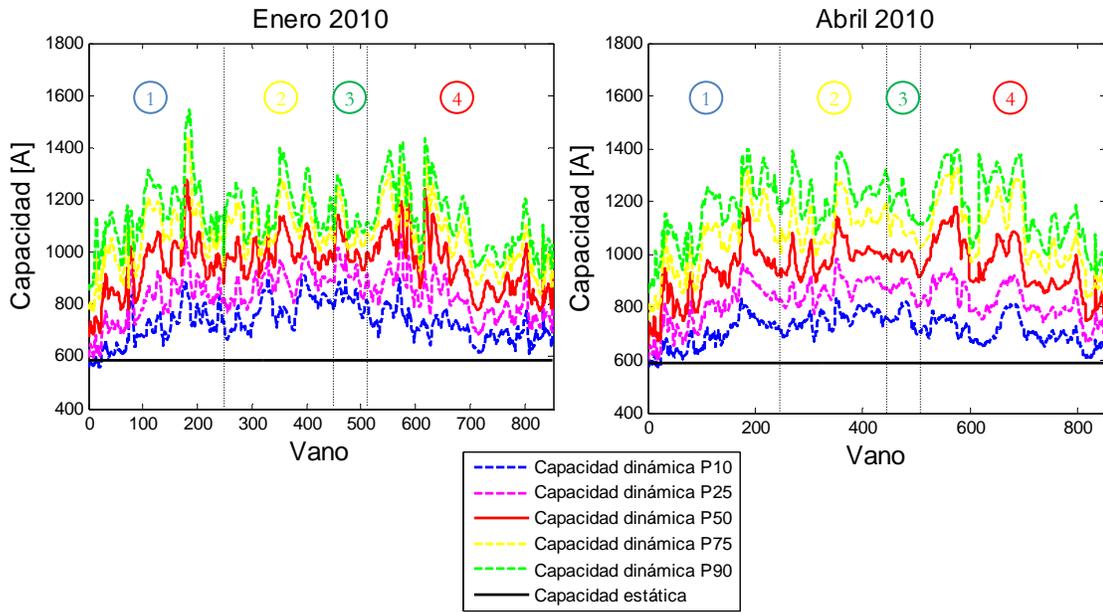


Figura 5.1 Capacidad dinámica media, mínima y máxima para cada vano de tramo eléctrico para los meses de enero y abril del 2010

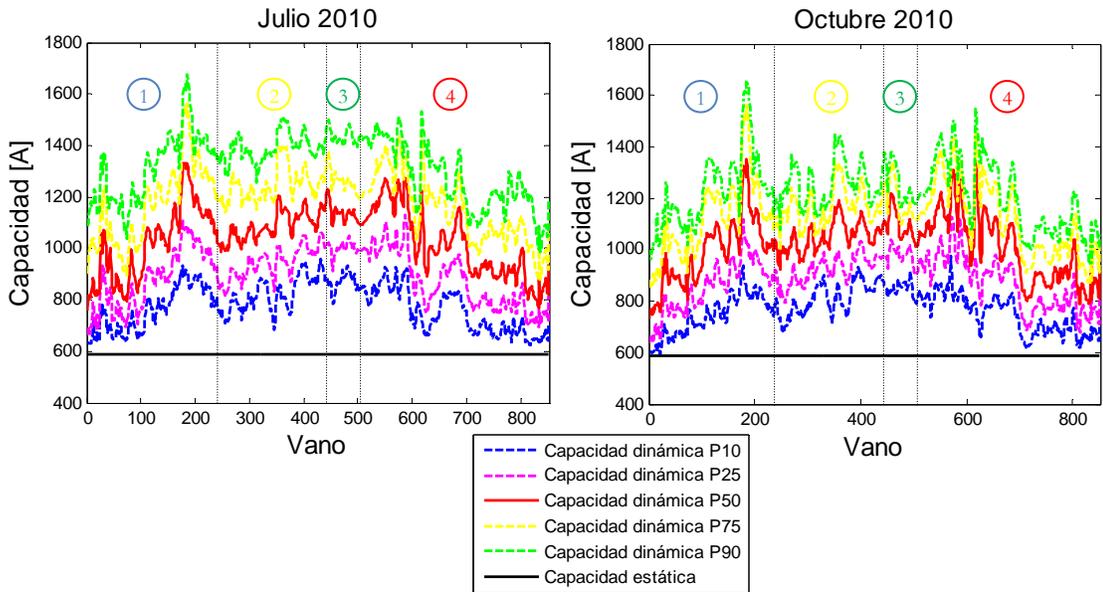


Figura 5.2 Capacidad dinámica media, mínima y máxima para cada vano de tramo eléctrico para los meses de julio y octubre del 2010.

## 5.1.2. Capacidad dinámica de transmisión por hora

Las figuras 5.3 y 5.4 muestran la capacidad dinámica mínima, media y máxima de todos los vanos a lo largo del tramo en estudio, por hora para los cuatro meses considerados. Asimismo, como referencia se grafica el valor de la capacidad estática de transmisión reportada para la línea.

Cabe notar que las figuras están realizadas en horas UTC (“Tiempo Universal Coordinado”), ya que Chile posee cambios de horario en verano e invierno. Para el año 2010 el horario de invierno empezó a las 24 horas del día 3 de abril (retraso de una hora) y finalizó el día 9 de octubre a las 24 horas (adelanto de 1 hora). Por lo tanto para los meses de enero y parte de octubre, para llevar a las horas correspondientes se debe restar la horas UTC por -3 (el horario de verano en Chile continental es igual a UTC - 3), y en para los meses de abril y julio se debe restar 4 horas (el horario de invierno en Chile continental es UTC - 4).

En las figuras la curva de “Capacidad dinámica mínima” se compone de los valores que se obtienen al determinar la capacidad mínima de todos los vanos (todo el tramo) para cada hora del mes correspondiente. Así, esta curva representaría la capacidad de transmisión de la línea si esta se considerara como un tramo eléctrico simple con flujo eléctrico uniforme. Se observa entonces que para el total de los meses en estudio existen horas en las que la capacidad dinámica está por debajo de la capacidad estática. Esto indica que en al menos una de las cuatro líneas existe el potencial de que no se esté cumpliendo el criterio N-1.

De los meses representativos estudiados se aprecia que enero es el mes en que ocurre la situación descrita anteriormente con mayor frecuencia, y julio es el mes en que esta situación se produce la menor cantidad de veces, lo que es consistente con las condiciones de ventilación y temperatura asociadas a las estaciones de verano e invierno respectivamente.

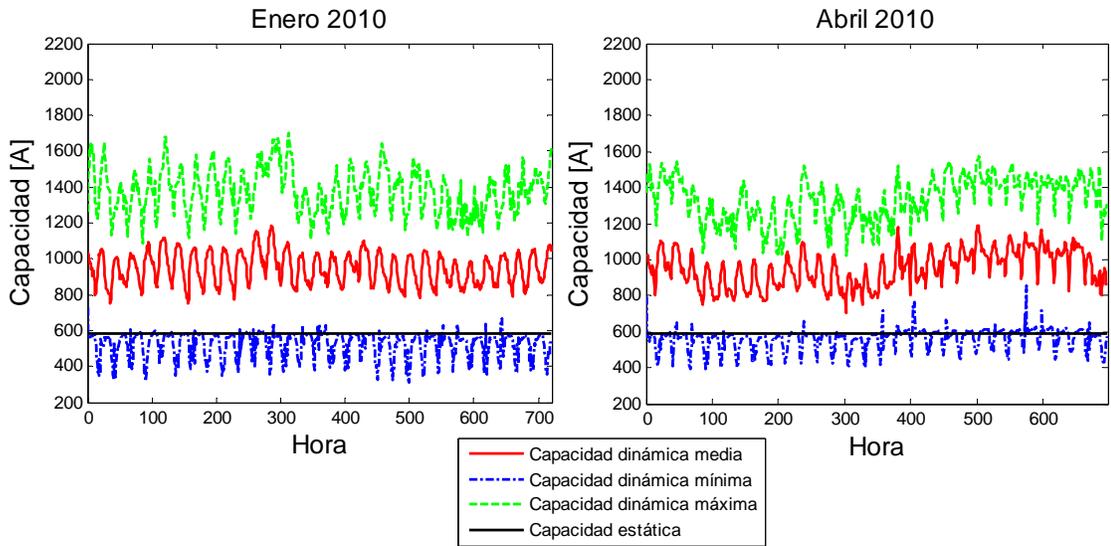


Figura 5.3 Capacidad dinámica media, mínima y máxima por hora de todos los vanos de la tramo para los meses de enero y abril del 2010.

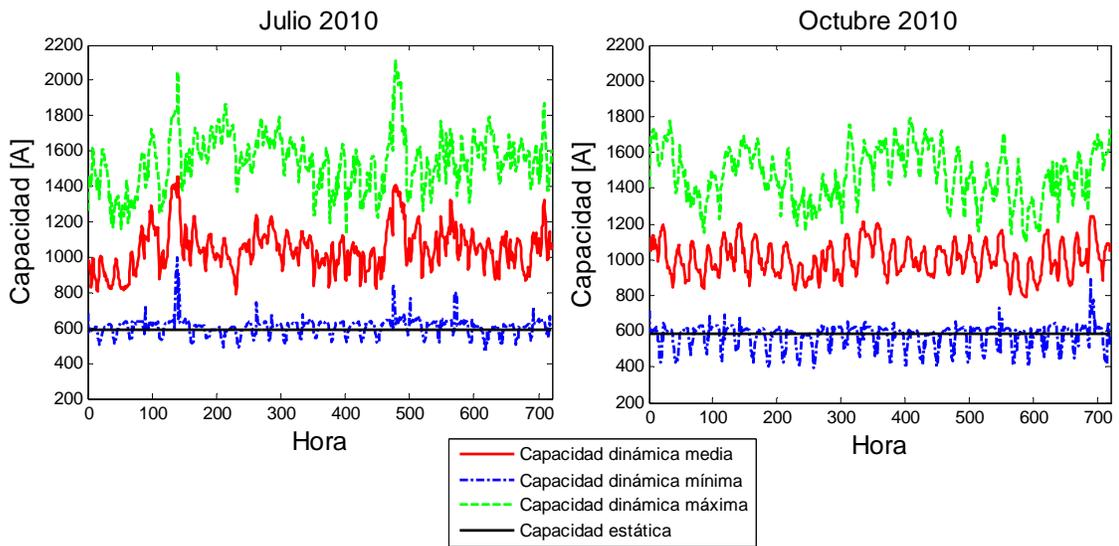


Figura 5.4 Capacidad dinámica media, mínima y máxima por hora de todos los vanos de la tramo para los meses de julio y octubre del 2010.

### 5.1.3. Capacidad dinámica de transmisión horaria por línea

Las figuras 5.5 y 5.6 muestran las capacidades dinámicas de transmisión según hora para las diferentes líneas del tramo en estudio y para los cuatro meses de estudio. En estas figuras se observa la formación de ciclos diarios para los valores de capacidad dinámica, los cuales siguen el patrón de los ciclos diarios de las condiciones meteorológicas.

Se aprecia nuevamente que las líneas 2 y 3 (curvas en amarillo y verde), correspondientes a los tramos costeros, presentan capacidades dinámicas de transmisión mayores que la de las líneas 1 y 4 (curvas en rojo y azul), corroborando lo mencionado anteriormente.

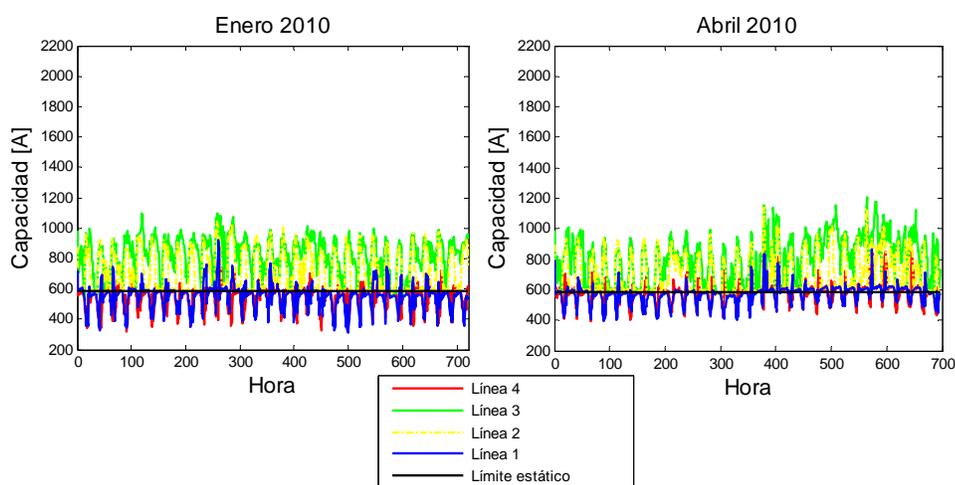


Figura 5.5 Capacidad dinámica por hora para los meses de enero y abril del 2010

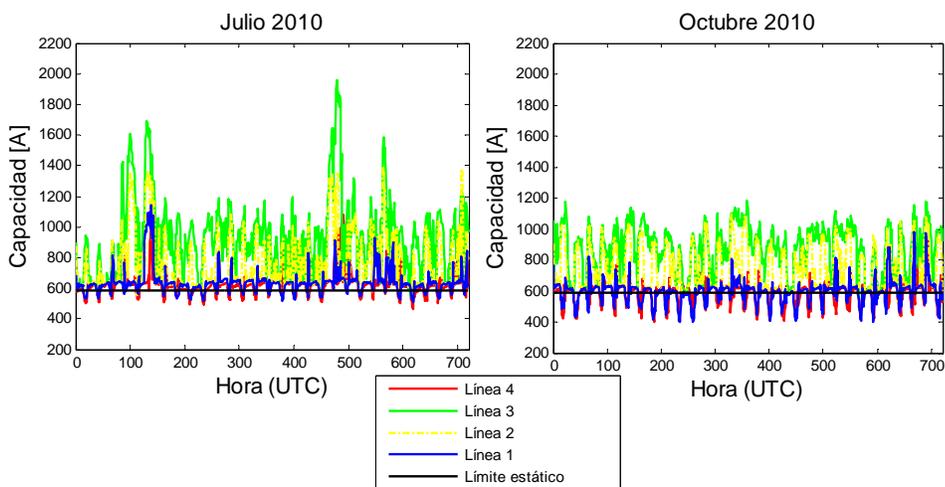


Figura 5.6 Capacidad dinámica por hora para los meses de julio y octubre del 2010.

#### 5.1.4. Capacidad dinámica promedio de transmisión según ciclo diario por línea

En las figuras 5.7 y 5.8, se presentan las capacidades dinámicas de transmisión promedio para cada una de las 4 líneas del tramo estudiado. Para caracterizar el comportamiento diario de la capacidad dinámica de transmisión, los datos se organizaron por hora del día. Así las capacidades dinámicas promedio por tramo según el ciclo diario se calculan considerando el mínimo valor de capacidad dinámica de todos los vanos de un tramo dado para cada hora del día, y promediando sobre todos los días de un mes. Estas figuras muestran además la hora en que se produce la demanda *peak* (considerando el promedio de demanda para todos los días de cada mes).

Para enero y abril las horas de demanda *peak* corresponden a las 2 y 1 horas UTC respectivamente, equivalente a las 23 horas del día para enero y 21 horas del día para abril. Para julio la hora *peak* se produjo a la 1 hora UTC, correspondiente a las 21 horas del día, y para octubre a las 2 horas UTC, correspondientes a las 23 horas del día.

A partir de los gráficos se aprecia que para las líneas 2 y 3 las capacidades dinámicas de transmisión están muy por encima de la capacidad estática actual, independiente del mes considerado. Esto es, como se mencionó anteriormente, debido a que se encuentran cercanas a la costa. Por otra parte las líneas 1 y 4 se observa que consistentemente los valores de capacidad dinámica son inferiores a la capacidad estática de transmisión. También se aprecia la estacionalidad de las variables involucradas, ya que en los meses de enero y abril las capacidades dinámicas son, en general, menores que las observadas en julio y octubre.

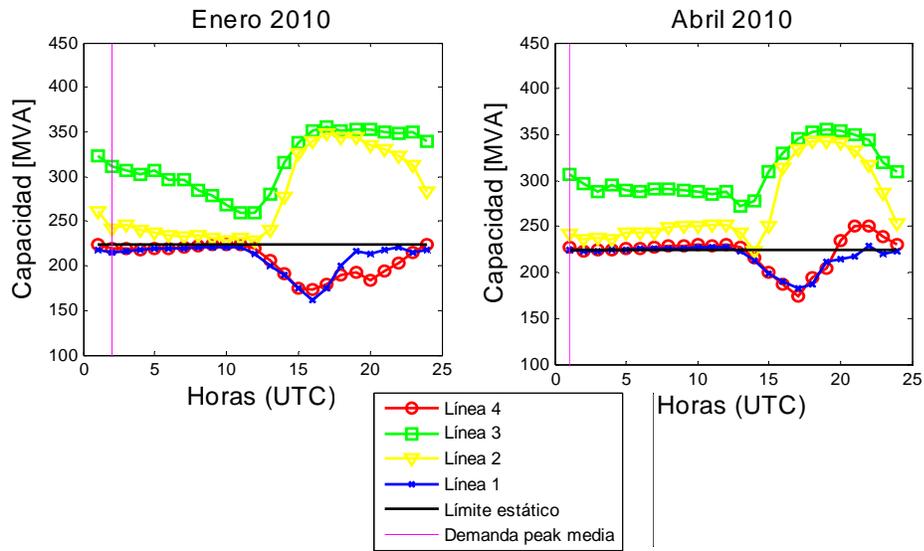


Figura 5.7 Capacidad dinámica promedio según ciclo diario para los meses de enero y abril del 2010

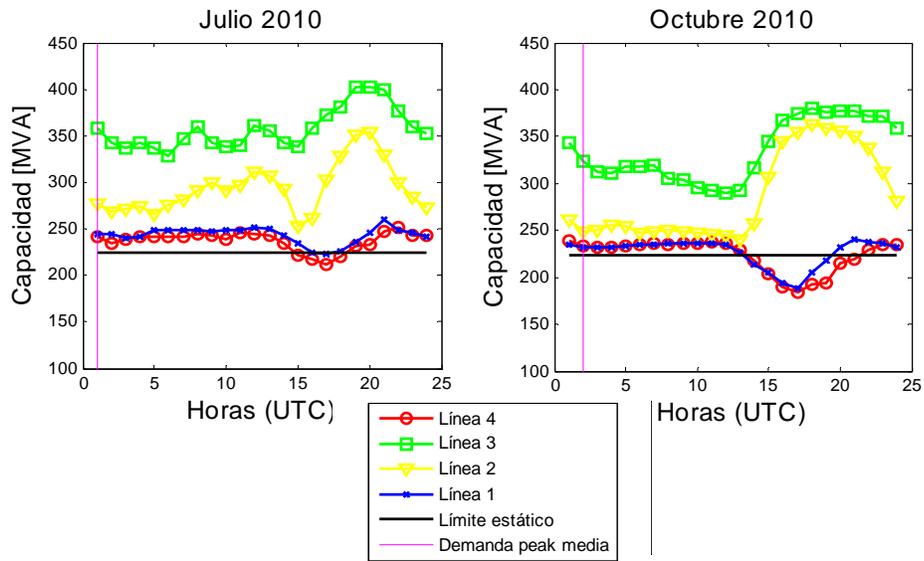


Figura 5.8 Capacidad dinámica promedio según ciclo diario para los meses de julio y octubre del 2010

### 5.1.5. Capacidad dinámica de transmisión según ciclo diario en líneas críticas

De las figuras presentadas los puntos anteriores se observa que las líneas 1 y 4 son las que presentan menores capacidades dinámicas, y por ende, son las líneas que pueden limitar la transferencia de potencia en el tramo en estudio. Además, debido a que sus capacidades se

encuentran en muchas horas del día por debajo de la capacidad estática, existe una alta posibilidad de que se violen el criterio N-1 para ciertas horas en del día.

En las figuras 5.9 y 5.10 se presentan con mayor detalle la capacidad dinámica media, máxima y mínima según el ciclo diario para la línea 1, considerando como siempre que la capacidad dinámica de transmisión del tramo corresponde al valor mínimo observado en todos sus vanos para una hora dada.

En las gráficas se logra apreciar el ciclo diario que presenta la capacidad dinámica. Los puntos más bajos se obtienen entre las horas 15 y 20 UTC (correspondiente al rango entre las 12 y 18 horas del día). De este modo las capacidades dinámicas bajan en el día y en la noche en general se mantienen alrededor de la capacidad estática. Además se observa que la variabilidad en el día es mayor, esto es debido a que en el día se produce un aumento en las temperaturas ambiente y la velocidad de los vientos.

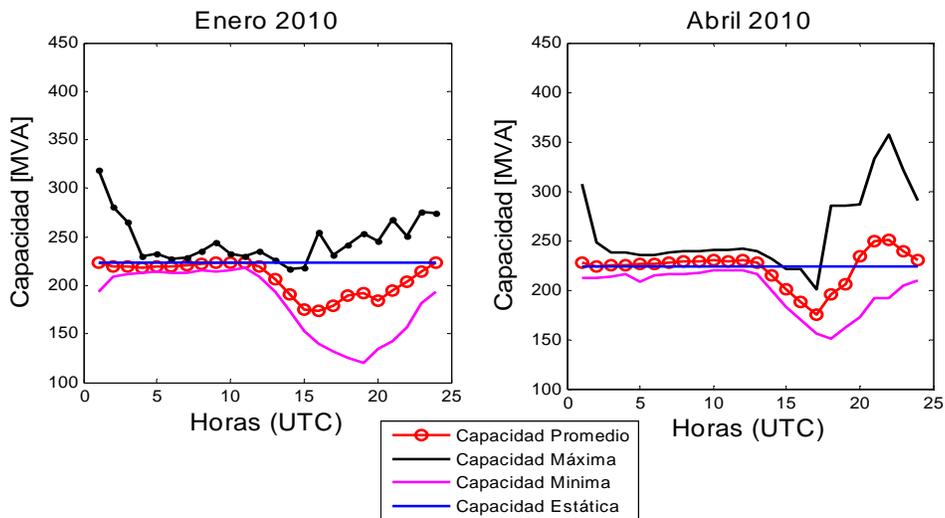


Figura 5.9 Capacidad dinámica mínima, media y máxima según ciclo diario de línea 1 para los meses de enero y abril del 2010.

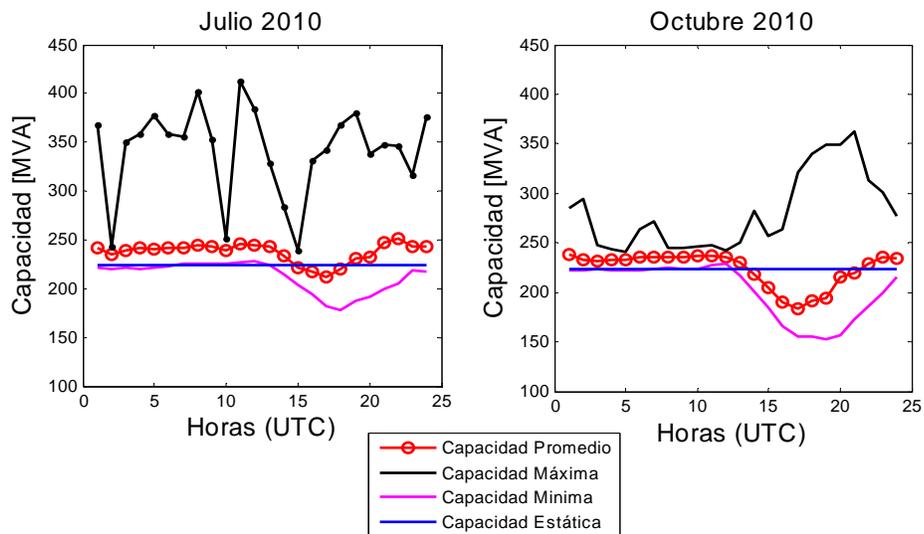


Figura 5.10 Capacidad dinámica mínima, media y máxima según ciclo diario de línea 1 para los meses de julio y octubre del 2010.

En las figuras 5.11 y 5.12, se presentan las capacidades dinámicas de la línea 4 para los cuatro meses en estudio. Se observa que para este tramo la capacidad dinámica alcanza en promedio valores cercanos a 150 MVA en ciertas horas del día, y que como en el caso anterior, las horas de mínima capacidad dinámica coinciden con las horas de máxima temperatura diarias.

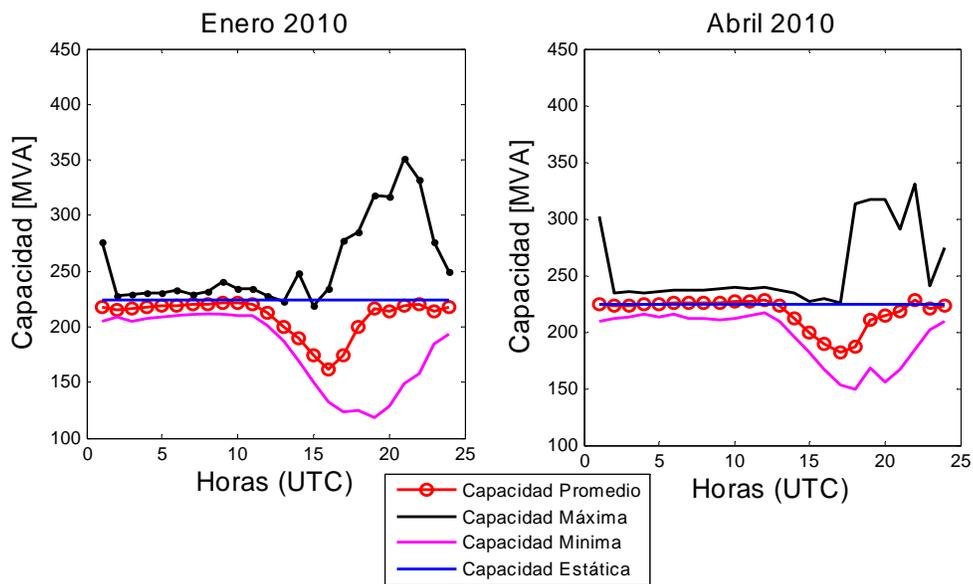


Figura 5.11 Capacidad dinámica media, máxima, mínima y estática de línea 4 para los meses de enero y abril del 2010

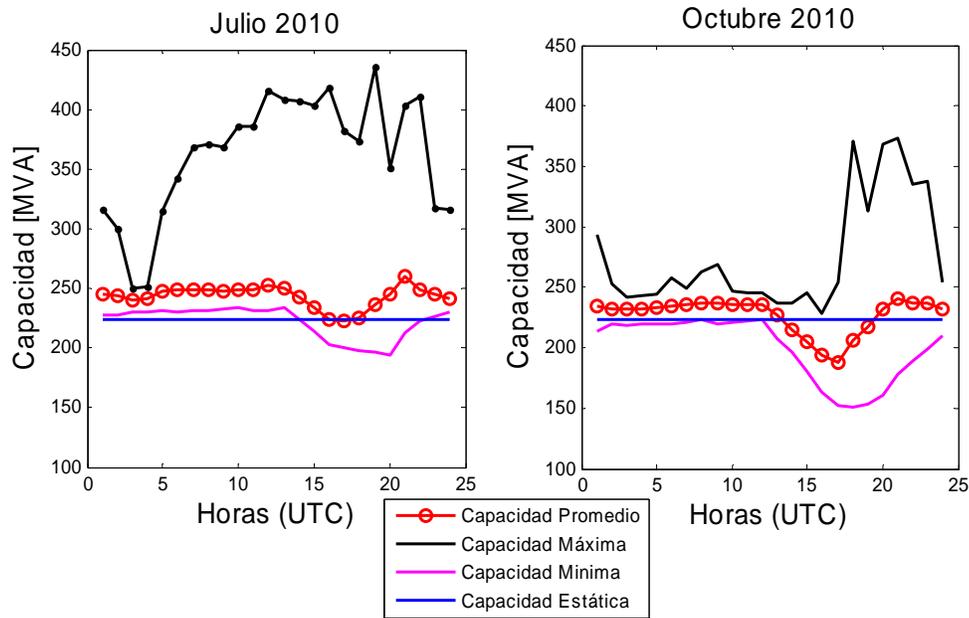


Figura 5.12 Capacidad dinámica media, máxima, mínima y estática de línea 4 para los meses de julio y octubre del 2010.

### 5.1.6. Localización de vanos de capacidad dinámica mínima

Los vanos o puntos críticos de una línea son aquellos que definen o limitan la capacidad de un tramo y/o línea. Esto ocurre si en estos vanos la ocurrencia de valores mínimos de capacidad dinámica es consistentemente mayor que en el resto de la línea.

En la parte superior de la figura 5.13 se muestra el vano de ocurrencia de la mínima capacidad dinámica de transmisión de todo el tramo en estudio para cada hora de los cuatro meses (las 2856 horas). En la parte inferior se muestra el histograma del número de ocurrencias de valores mínimos de la capacidad dinámica de transmisión acumula por vano a lo largo de la línea, es decir, cuantas veces cada vano fue el que marcó la capacidad mínima de todo el tramo.

Según se puede apreciar, hay una mayor ocurrencia de valores mínimos en las áreas cercanas a la SE A (los primeros 100 vanos) y a la SE E (los últimos 150 vanos), lo que es consecuente con lo observado en las figuras anteriores donde la capacidad dinámica de transmisión en las líneas de los extremos es consistentemente menor que en las líneas cercanas a la costa.

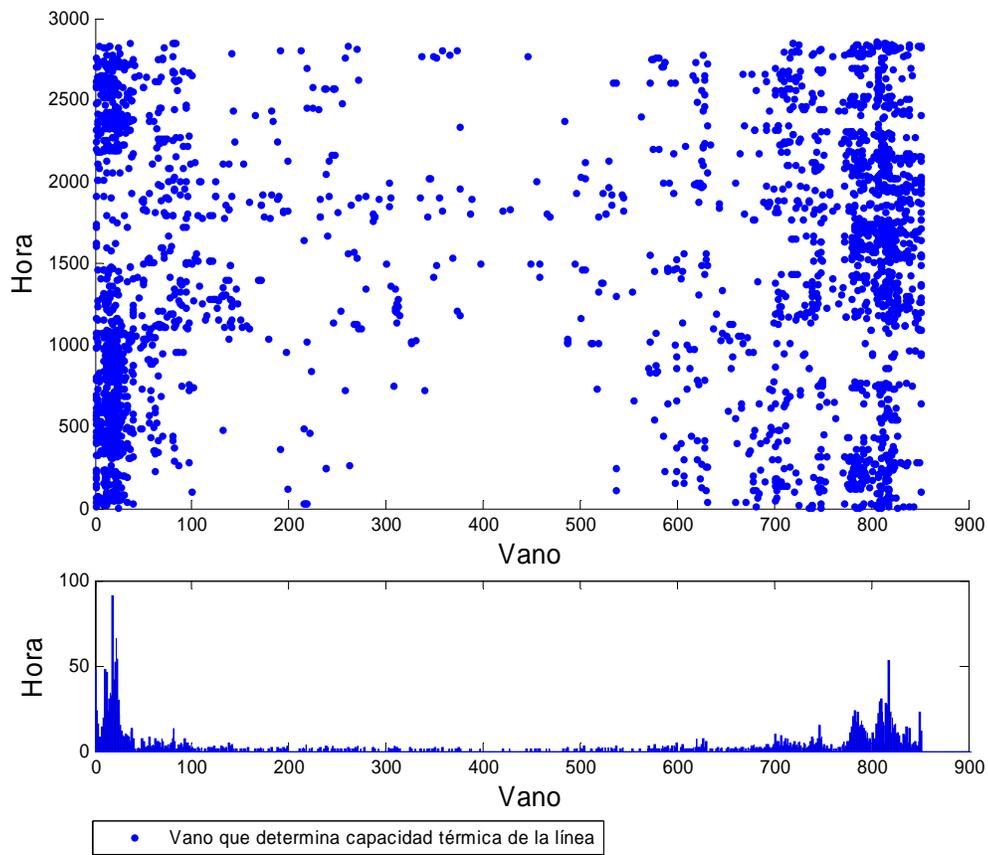


Figura 5.13 Histograma de localización de vanos de mínima capacidad dinámica de transmisión para la tramo en estudio.

### 5.1.7. Capacidad dinámica versus variables meteorológicas

Los gráficos que se muestran a continuación pretenden explicar porqué en ciertas líneas la capacidad es alta y en otras baja. Para esto se grafican las capacidades dinámicas de las respectivas líneas con las variables meteorológicas en la zona de trazado.

El análisis se hace solo para enero (el mes con menos capacidad) y para 2 líneas: línea 1, representativa de las líneas extremas con sectores hacia el interior y línea 2, representativa de las líneas costeras.

### 5.1.7.1. Línea 1

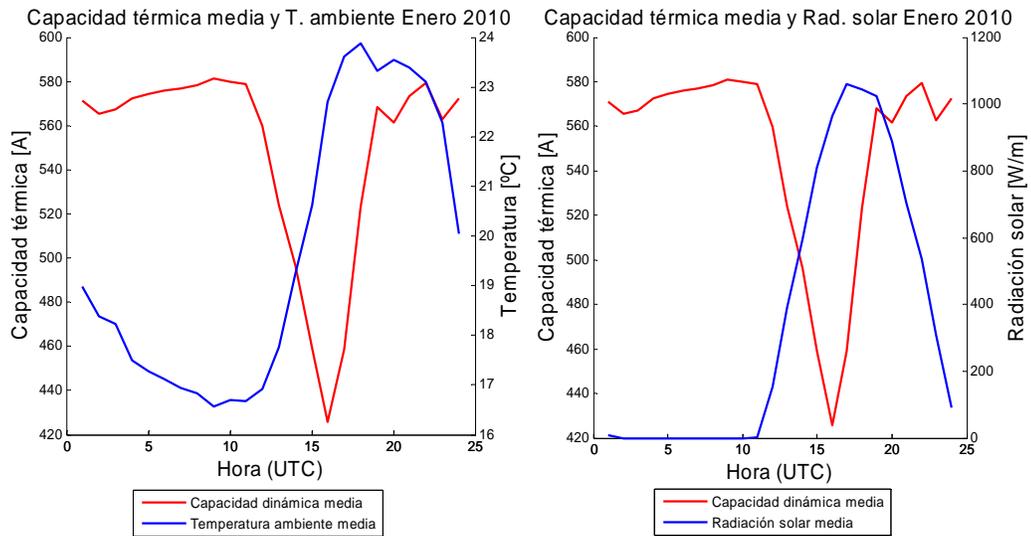


Figura 5.14 Capacidad dinámica media, temperatura ambiente y radiación solar según ciclo diario para enero 2010

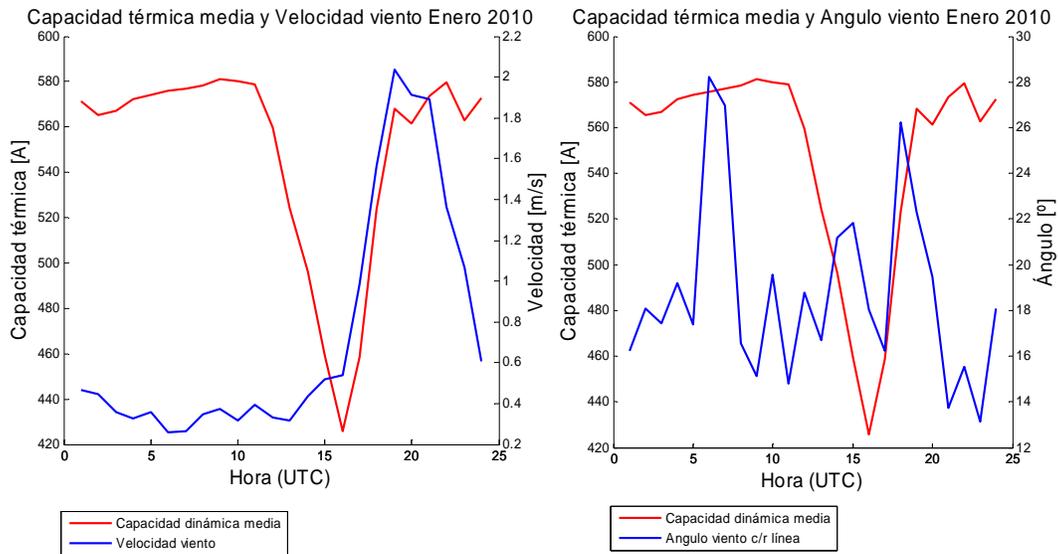


Figura 5.15 Capacidad dinámica media, velocidad y dirección del viento con respecto a la línea según ciclo diario para enero 2010

En las figuras 5.14 y 5.15 se observa la capacidad media para el mes de enero contrastada con cada una de las 4 variables meteorológicas que se utilizan para la determinación de la capacidad dinámica. A partir de los gráficos es evidente como el la temperatura ambiente se encuentra anticorrelacionada con la capacidad dinámica, y como el viento se relaciona directamente a esta misma. De los gráficos se desprende entonces que la capacidad dinámica es de las zonas hacia el

interior es producto de que los vientos en este sector son mucho más bajos y su máximo se produce entre las 18 y 21 horas UTC (que corresponde a las 15 y 17 horas en Chile). Así, las variables que determinan la capacidad dinámica son la mayor parte del tiempo la temperatura ambiente y radiación solar.

### 5.1.7.2. Línea 2

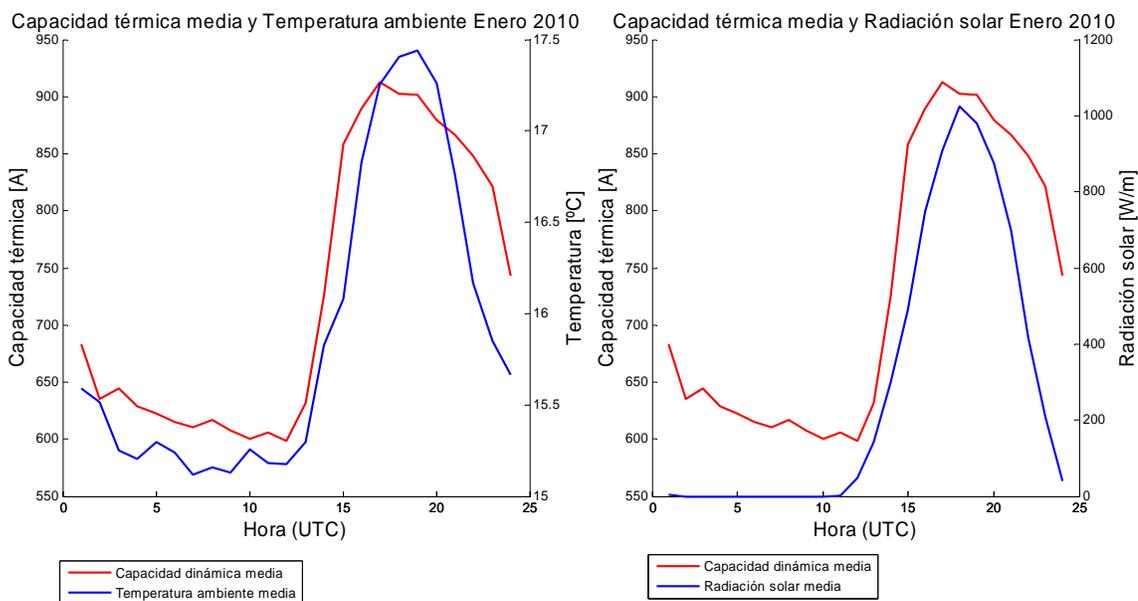


Figura 5.16 Capacidad dinámica media, velocidad y dirección del viento con respecto a la línea según ciclo diario para enero 2010

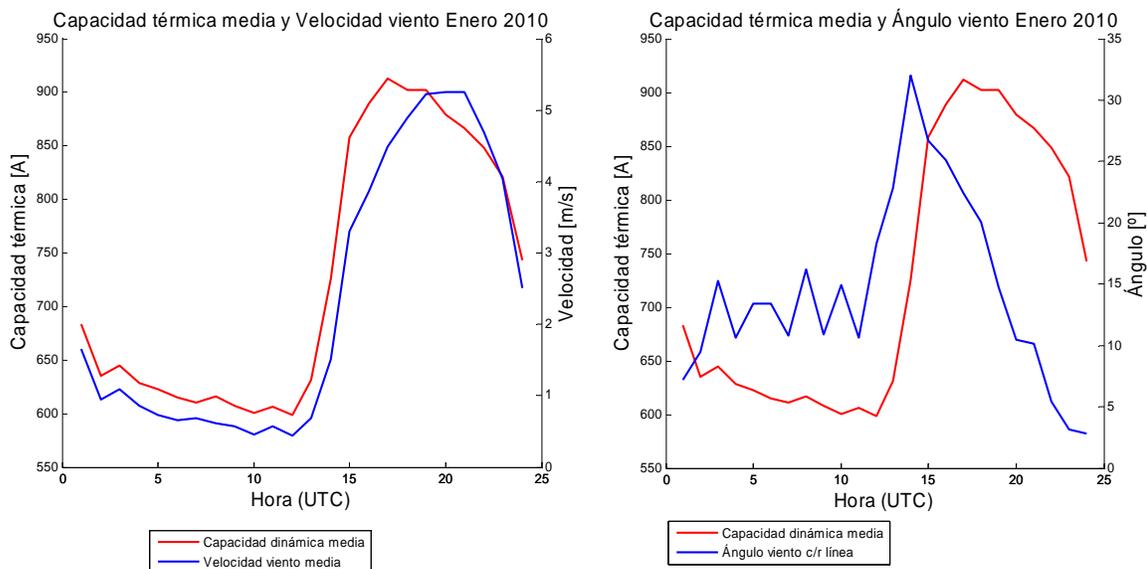


Figura 5.17 Capacidad dinámica media, velocidad y dirección del viento con respecto a la línea según ciclo diario para enero 2010

En las figuras 5.16 y 5.17 se observa la capacidad media para el mes de enero contrastada con cada una de las 4 variables meteorológicas que se utilizan para la determinación de la capacidad dinámica. En estos gráficos a diferencia de los anteriores la la velocidad del viento es preponderante en la determinacion de la capacidad, desplazando a los efectos de la temperatura ambiente y de la radiacion solar.

## 5.2. Determinación de Sectores Homogéneos

### 5.2.1. Capacidad dinámica de transmisión por vano versus la topografía

En las figuras 5.18 y 5.19, se presenta el perfil topográfico del trazado del tramo en estudio, con la altura media de cada vano, y las capacidades dinámicas medias para cada vano en los cuatro meses analizados. A su vez, se grafica el límite térmico actual de estas líneas, que corresponde a 587 A o de forma equivalente a 224 MVA de transferencia máxima.

Según se observa, no existe una relación evidente entre la altitud de cada vano y la capacidad dinámica media del mismo. Solo se aprecia, como fue mencionado, una disminución de la capacidad térmica en los vanos extremos de la línea, lo que se atribuye a la poca ventilación en las zonas donde las líneas se internan en el continente.

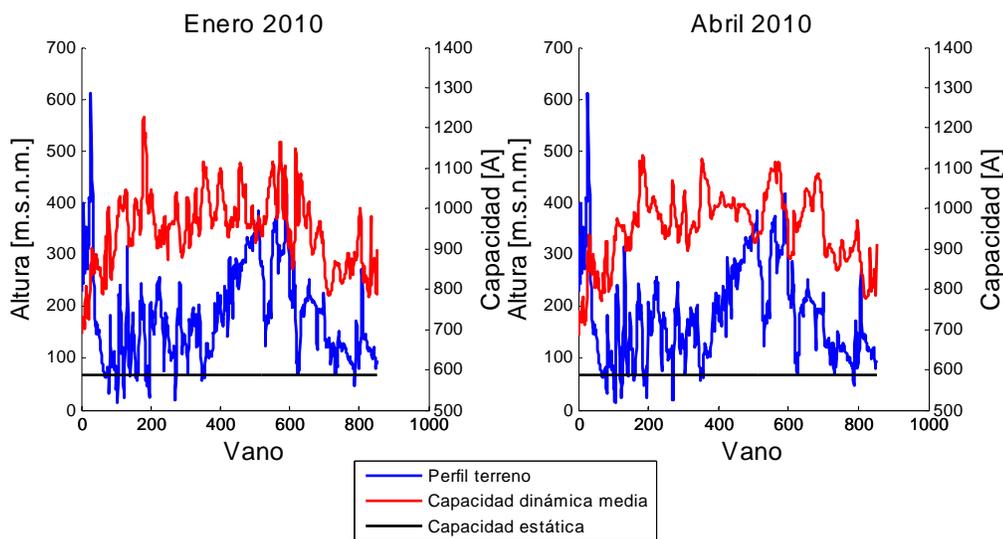


Figura 5.18 Perfil del terreno y capacidad dinámica para los meses de enero y abril del 2010.

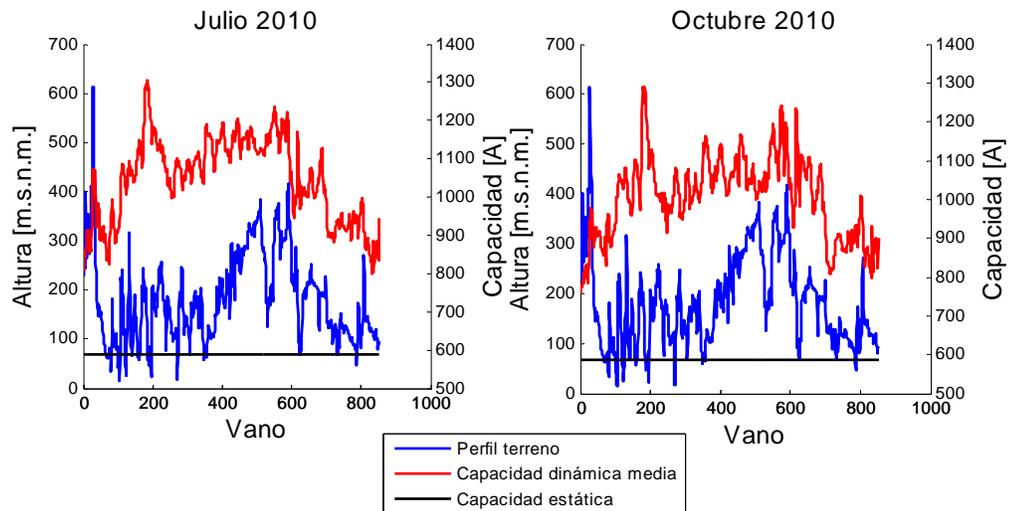


Figura 5.19 Perfil del terreno y capacidad dinámica para los meses de julio y octubre del 2010.

### 5.2.2. Correlación horaria de capacidad dinámica de transmisión entre vanos

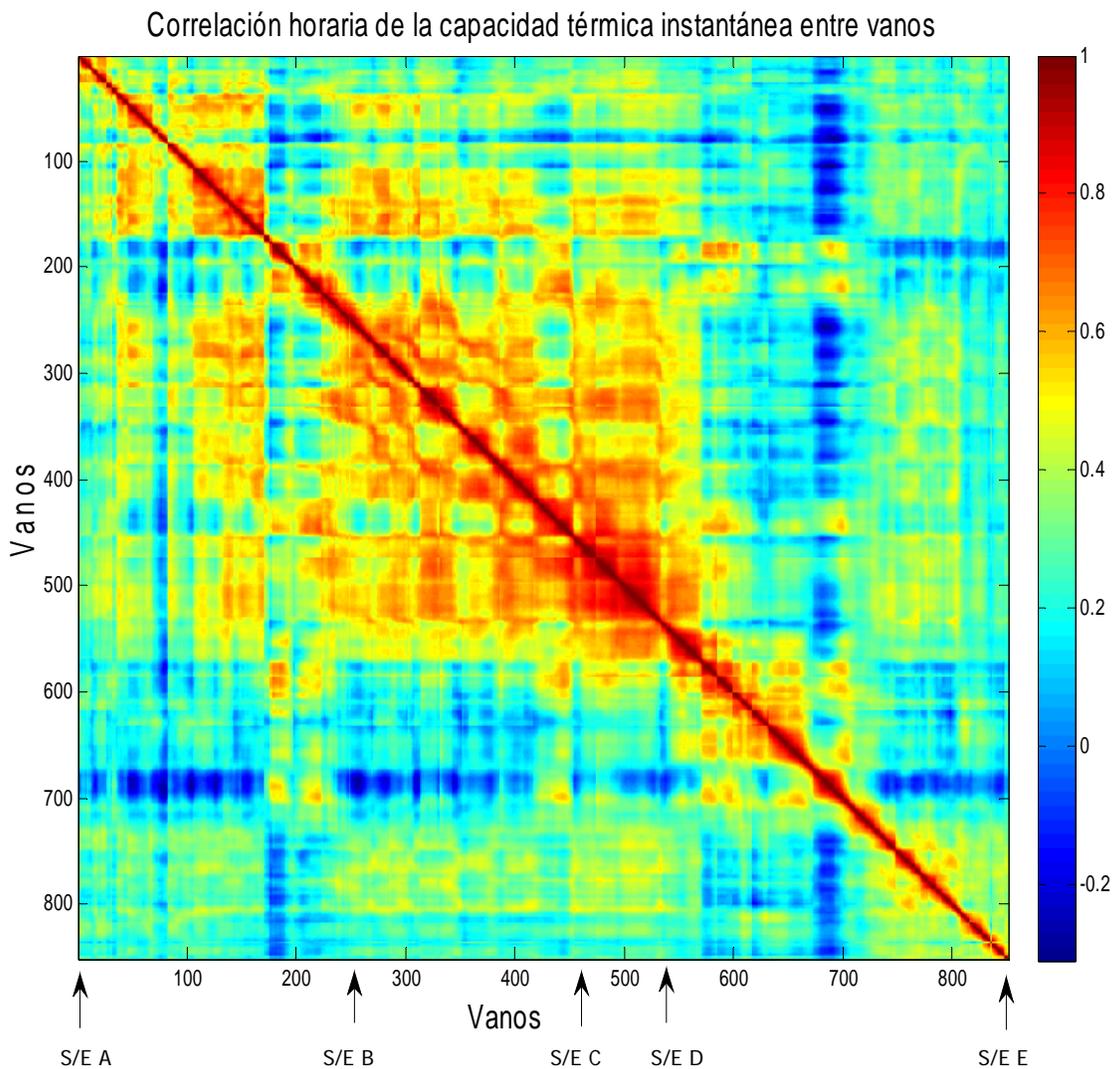
Uno de los problemas que enfrentaba la metodología propuesta era el de encontrar y caracterizar sectores homogéneos de condiciones climatológicas y de capacidades dinámicas de transmisión, en pro de la simplificación del análisis del problema.

La figura 5.20 muestra la matriz de correlaciones horarias de las capacidades dinámicas de transmisión entre vanos, que fue elaborada para establecer si la simplificación y definición sectores homogéneos era recomendable en este caso de estudio.

Así, se calculó la correlación entre vanos de las capacidades dinámicas de transmisión para todas las horas de los meses de estudio, obteniéndose una matriz cuya diagonal son puntos de auto-correlación con valor máximo 1, y el resto son puntos que indican qué tan correlacionado están 2 vanos dados. Mientras mayor correlación (más negro-rojo en la figura), más se asemejan sus capacidades dinámicas en el periodo de estudio.

A simple vista se puede apreciar una zona amarillo-naranja de correlación en el centro, zonas en que los vanos están ubicados en la costa, pero su extensión no es uniforme. Además de esta zona, en

los extremos se observa un cierto grado correlación pero no superior a 0.6. Así, pareciera que la definición de sectores homogéneos no es muy provechosa para el análisis en este caso en particular.



**Figura 5.20** Correlación entre capacidades dinámicas de transmisión de los vanos a lo largo de del tramo en estudio.

### **5.3. Identificación de puntos críticos y de medición**

Utilizando la metodología de localización de puntos críticos propuesta en la sección 3.5.3, se identificaron los puntos críticos y de medición de las líneas que componen el tramo en estudio, así

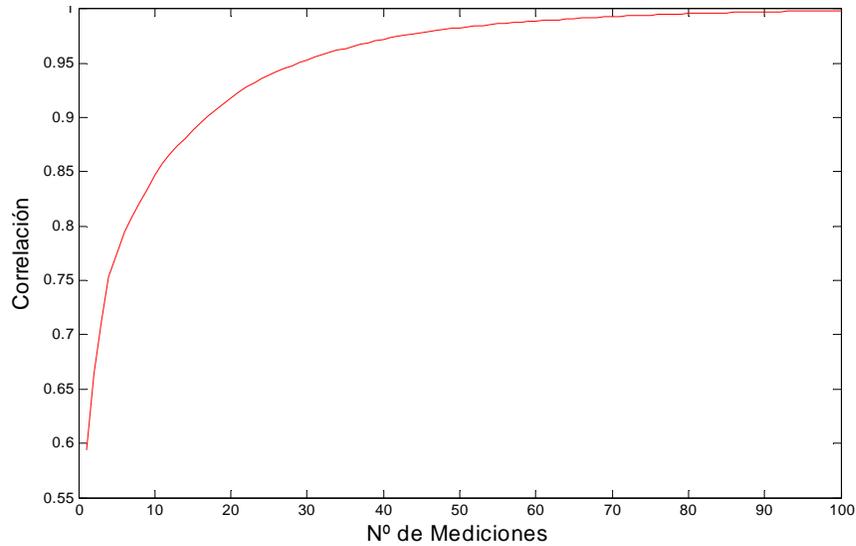
como también el nivel de confianza estadístico de los conjuntos de mediciones obtenidos según su cardinalidad.

### **5.3.1. Línea 1**

La figura 5.21 muestra la correlación alcanzada entre la capacidad dinámica del la línea 1 versus la capacidad estimada por el conjunto de mediciones óptimo obtenido, según el número total de puntos críticos y de medición localizados en esta.

Según se observa, si solo se dispusiera de una medición de la capacidad dinámica en la línea ( $N = 1$ ), la estimación de la capacidad del tramo tendría una confianza estadística cercana a 0.6. Al aumentar el número de puntos de medición, la calidad de la estimación aumenta progresivamente. Así, para estimar la capacidad dinámica del tramo con un nivel de confianza estadístico de 0.9 se requieren 17 mediciones.

La tabla 5.3 enumera los 17 vanos o puntos críticos identificados y que serían necesarios monitorear para alcanzar una confiabilidad estadística de 0.9. Según se observa, todos los vanos críticos de medición se ubican en el extremo sur de la línea, que es donde esta se aleja de la costa, internándose al continente.



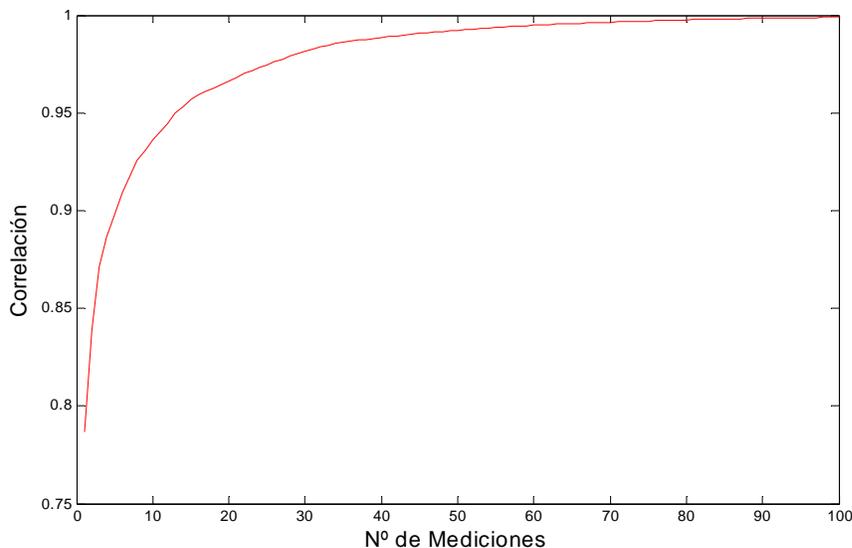
**Figura 5.21: Confianza de la estimación de la capacidad dinámica de la línea 1 versus el número óptimo de vanos críticos o de medición**

Rango vanos	Vanos de Ubicación dispositivos línea 1
1 – 100	1, 4, 9, 10, 11, 12, 15, 20, 22, 25, 35, 61, 64, 73, 83, 92
101 -200	104
201 – 248	-

**Tabla 5.3 Vanos de ubicación óptimos de los dispositivos de medición para una confianza de 0.9**

### 5.3.2. Línea 2

Para el caso de la línea 2, y según muestra la figura 5.22, la calidad de las estimaciones en función del número de medidas es mejor que en el caso anterior. Así, con una sola medida, la confianza estadística es cercana a 0.8, y para obtener una confianza de 0.9 solo se requieren 6 mediciones. La tabla 5.4 muestra los vanos de medición a lo largo de esta línea.



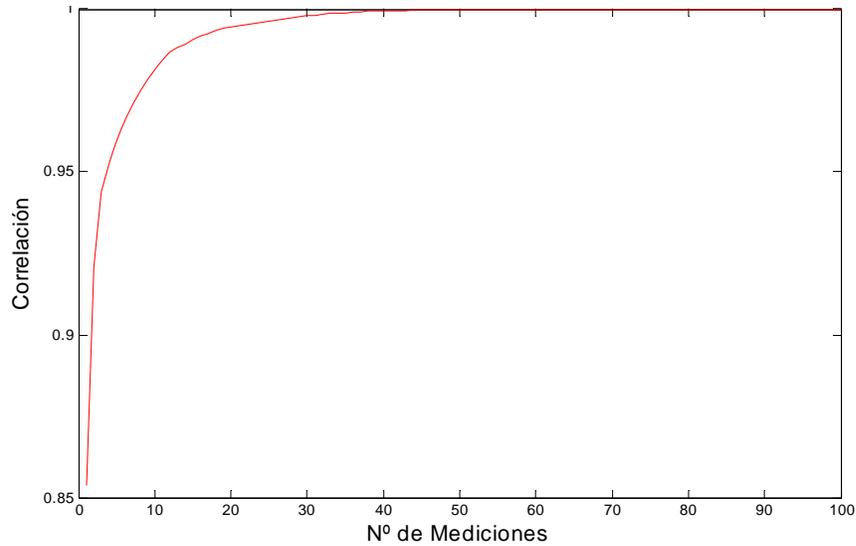
**Figura 5.22** Confianza de la estimación de la capacidad dinámica de la línea 2 versus el número óptimo de vanos críticos o de medición.

Rango vanos	Ubicación dispositivos línea 2 (vanos 249 - 445)
249 – 300	259, 270, 278
301 – 400	312, 376
401 – 445	442

**Tabla 5.4** Vanos de ubicación óptimos de los dispositivos de medición para una confianza de 0.9

### 5.3.3. Línea 3

La línea 3 es la más corta de todas y, por ende, el más fácil de monitorear. De hecho, según muestra la figura 5.23 solo se requiere medir en 2 vanos para conseguir una confianza de 0.9. En la tabla 5.5 se muestran los vanos a medir para este nivel de confianza.



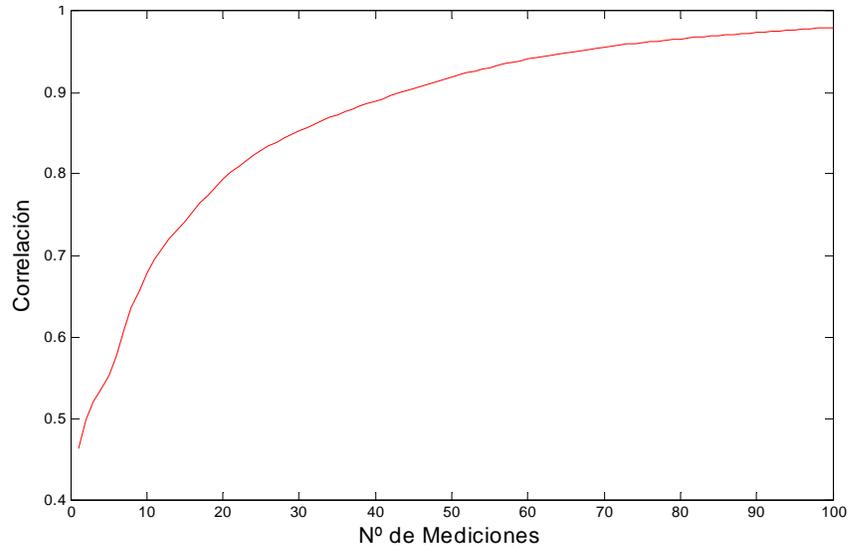
**Figura 5.23** Confianza en la estimación de la capacidad térmica de la línea 3 versus el número de puntos críticos o de medición identificados

Rango vanos	Ubicación dispositivos línea 3 (vanos 446 - 512)
<b>446 – 500</b>	454, 500
<b>501 – 512</b>	-

**Tabla 5.5** Vanos de ubicación óptimos de los dispositivos de medición para una confianza de 0.9

### 5.3.4. Línea 4

La figura 5.24 muestra la correlación versus el número de mediciones de la línea 4. La tabla 5.6 muestra la localización de los puntos críticos de medición a lo largo de esta.



**Figura 5.24** Confianza en la estimación de la capacidad térmica de la línea 4 versus el número de puntos críticos o de medición identificados

Rango vanos	Ubicación dispositivos línea 4 (vanos 513 - 851)
513 - 600	543, 576, 578, 594, 598
601 - 700	603, 620, 626, 630, 664, 685, 692, 696
701- 800	701, 704, 712, 714, 725, 739, 748, 775, 783
801- 851	806, 808, 810, 811, 813, 814, 815, 816, 817, 818, 819, 820, 822, 824, 825, 828, 835, 836, 842, 844, 847, 850

**Tabla 5.6** Vanos de ubicación óptimos de los dispositivos de medición para una confianza de 0.9

## 5.4. Evaluación económica y de seguridad

Para evaluar el impacto de un sistema de monitoreo de la capacidad dinámica de transmisión del tramo en estudio, se analizó el despacho económico de un sistema eléctrico simplificado del sector al cual este pertenece. Esto con el fin de estimar los potenciales efectos económicos que se tienen al incluir dicha información en el despacho, y de estudiar de manera tanto cualitativa como cuantitativa el aporte a la seguridad de operación de la línea.

Para las simulaciones y el posterior análisis se utilizan dos escenarios, que se detallan a continuación:

**Escenario estático base:** en el cual la capacidad de transmisión de todos los tramos de la línea está definido por el valor entregado por el estándar IEEE 738 y la temperatura de diseño de la línea de 55°C, correspondiente a 587 A.

**Escenario dinámico perfecto:** en el cual el operador del sistema conoce la capacidad dinámica de transmisión de cada tramo de la línea para cada hora de operación. Estos valores son considerados e incorporados como datos en el programa de despacho horario.

El análisis y simulación de la operación del sistema se realizó en forma horaria para los cuatro meses representativos de las estaciones meteorológicas del año de estudio. Adicionalmente, como análisis de sensibilidad, se consideraron tres distintos escenarios hidrológicos para el sistema: húmedo, normal y seco.

Mediante el programa Deep Edit y Matlab se resolvieron cerca de 17.500 problemas de despacho económico, de los cuales se analizaron las variables de costos de operación, número de horas en que no se cumple el criterio N-1, potencia no servida y flujos en los distintos tramos de la línea.

A continuación se discuten los resultados más relevantes de las simulaciones.

### 5.4.1. Resumen de Resultados

A continuación se muestra las tablas que resumen los aspectos más relevantes obtenidos de las simulaciones. En la tabla 5.7 se muestran para cada una de las hidrologías y para cada uno de los meses los costos totales de operar el sistema en los dos escenarios antes mencionados, el número de horas en que efectivamente no se cumple el criterio N-1 y las ganancias sin considerar las horas sin cumplir el criterio N-1.

De las tablas se observa que desde el punto de vista de los costos operacionales la implementación de capacidad dinámica es desfavorable, ya que para prácticamente todas las hidrologías los meses de enero abril y octubre son desfavorables. Julio parece ser el único mes en el que se observa un mejor comportamiento, lo que es debido a que este mes es particularmente ventoso, lo que se traduce en una mayor generación eólica y en una mejor capacidad dinámica de las líneas.

Los mayores costos de operación se deben a que la capacidad dinámica obtenida de los datos meteorológicos da cuenta de que las condiciones reales observadas (o estimadas) por el modelo de mesoescala utilizado no se condicen con las condiciones utilizadas para el cálculo estático de la capacidad de transmisión de la línea, lo que deriva en que probablemente<sup>1</sup> no se cumple correctamente con los estándares de seguridad exigidos. Es por esto último que se hace imprescindible considerar los efectos que tiene esta situación sobre la evaluación económica.

Hidrología	meses	Costos Totales		Nº de horas que no se cumple Criterio N-1	Ganancias en horas que cumple Criterio N-1 (MMUS\$)
		Cap. Dinámica (MMUS\$)	Cap. Estática (MMUS\$)		
<i>Húmeda</i>	<i>Enero</i>	101.12	99.41	628	0.17
	<i>Abril</i>	98.53	98.26	368	0.30
	<i>Julio</i>	101.80	102.45	172	0.85
	<i>Octubre</i>	166.36	166.10	248	0.17
<i>Media</i>	<i>Enero</i>	133.68	132.51	608	0.11
	<i>Abril</i>	123.91	123.74	330	0.24
	<i>Julio</i>	100.66	101.33	172	0.89
	<i>Octubre</i>	126.47	126.07	268	0.24

<sup>1</sup> El análisis se encuentra sujeto al nivel de resolución del modelo de mesoescala WRF

<i>Seca</i>	<i>Enero</i>	197.91	197.29	576	0.06
	<i>Abril</i>	216.27	216.30	225	0.14
	<i>Julio</i>	178.81	179.14	159	0.40
	<i>Octubre</i>	145.54	145.20	264	0.20

**Tabla 5.7 Resumen de resultados mensual**

En la tabla 5.8 se muestran los resultados para el total de las simulaciones sin entrar en el detalle mensual.

Hidrología	Costos Totales		Nº de horas que no se cumple Criterio N-1	Ganancias en Horas que cumplen Criterio N-1 (MMUS\$)
	Cap. Dinámica (MMUS\$)	Cap. Estática (MMUS\$)		
<b><i>Húmeda</i></b>	467.80	466.23	1416	1.48
<b><i>Media</i></b>	484.72	483.66	1378	1.47
<b><i>Seca</i></b>	738.53	737.93	1224	0.80

**Tabla 5.8 Resumen de resultados**

Para las diferentes hidrologías se observan costos distintos debido a que mientras mejor sea la hidrología (más húmeda) el costo total de generación será menor. Asimismo se observa que el número de horas que no se cumple el criterio N-1 es menor mientras más seca sea la hidrología. Esto último es producto de que bajo condiciones de hidrología seca los flujos de la energía hidráulica hacia la zona al norte del tramo en estudio disminuirán, ya que se generará más al norte con centrales térmicas, logrando que las líneas que lo componen se congestionen en menor medida.

#### **5.4.2. Análisis de las transferencias por las líneas.**

Para en análisis se observarán solo los flujos obtenidos en el mes de enero para hidrología húmeda. Esto debido a que estos flujos son suficientes para describir las condiciones de operación de cada línea del tramo en estudio.

En los gráficos de la figura 5.25 y 5.26 se muestra el comportamiento de cada una de las líneas del tramo en estudio. Se observa, como era de esperar, que las líneas que limitan mayormente el tramo son las que se encuentran en los extremos (líneas 1 y 4 ). Esto se produce a tal nivel que las líneas 2 y 3 casi prácticamente todo el tiempo se encuentran con flujos menores a la capacidad de transmisión estática.

Dentro de las líneas que limitan el tramo en estudio, se observa claramente que la línea 4 es la principal responsable de la saturación del tramo. Por esto último también es la principal responsable de que no se cumpla el criterio N-1. Esto se aprecia en los gráficos de la línea 4 en las figuras 5.25 y 5.26, donde los flujos de potencia tanto en la simulación con capacidad estática como en la simulación con capacidad dinámica de transmisión se encuentra casi la mayor parte del tiempo saturando la línea. Esto lo causa el hecho de que la línea 4 es finalmente la encargada de transportar los flujos de energía hacia el norte del tramo en estudio, ya sea que esta energía venga del sistema al sur de este o de la generación en las subestaciones intermedias (subestaciones C y D). En cambio la línea 1 se encarga tanto de despachar hacia el sur la energía que proviene de las generaciones eólicas como la energía hidráulica hacia el norte.

Con respecto al límite por regulación de tensión, como lo muestra la tabla 5.9, se observó que, bajo las condiciones simuladas, se logró alcanzar alrededor del menos del 4% del tiempo para la condición de hidrología húmeda, por lo que no se considera pertinente en esta iteración realizar un estudio para determinar la factibilidad de instalar dispositivos FACTS para mejorar de manera adicional la capacidad de transmisión de la zona en estudio.

Hidrología	Porcentaje de tiempo que afecta el límite por regulación de tensión en el despacho económico por línea (%)				
	Línea 1	Línea 2	Línea 3	Línea 4	Total
<b>Húmeda</b>	0.94	0.53	0.21	3.95	5.22
<b>Media</b>	0.98	0.46	0.21	3.89	5.11
<b>Seca</b>	0.89	0.53	0	2.1	3.33

**Tabla 5.9 Porcentaje de tiempo que afecta en el despacho económico el límite por regulación de tensión.**

Finalmente, el hecho de que la línea 4 sea la con mayor saturación, y además sea la línea con menor capacidades de transmisión dinámica, conduce a una problemática adicional: la seguridad del sistema.

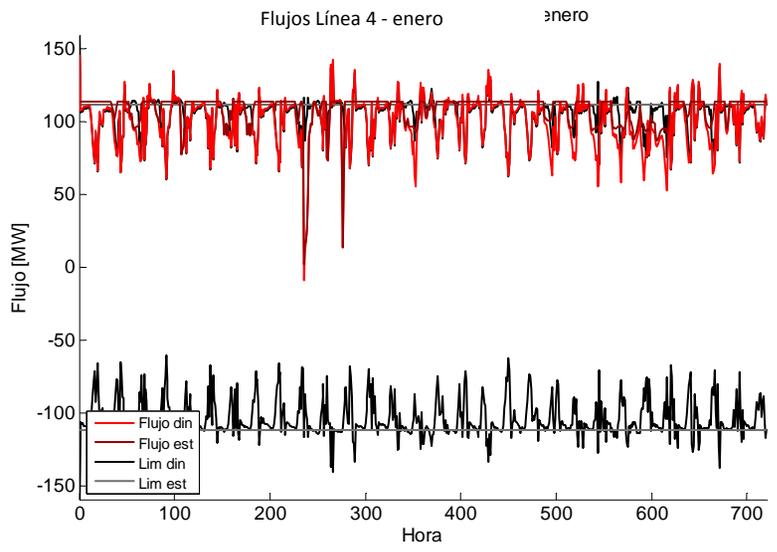
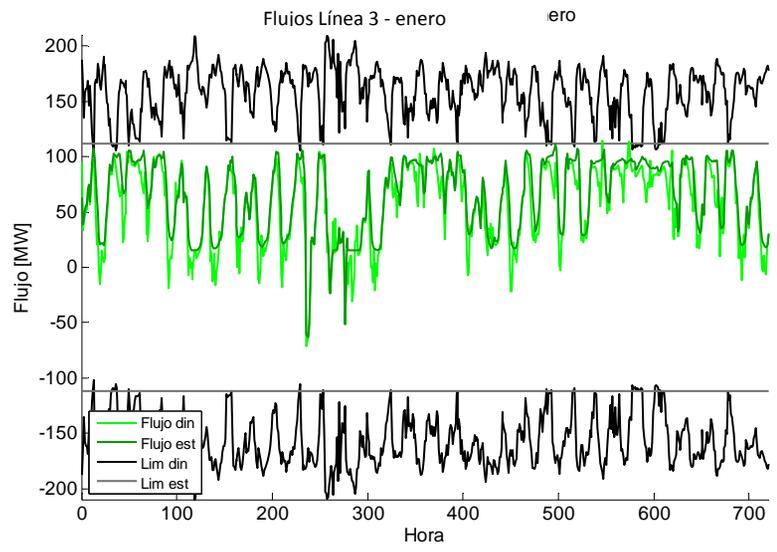
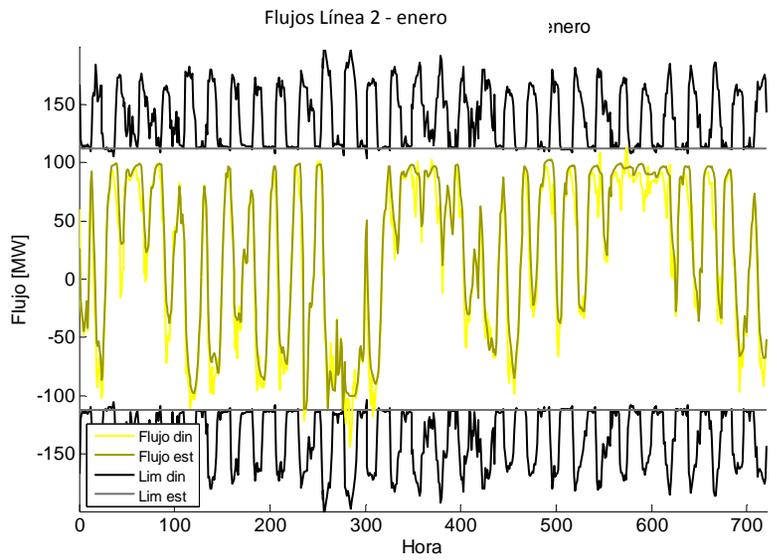
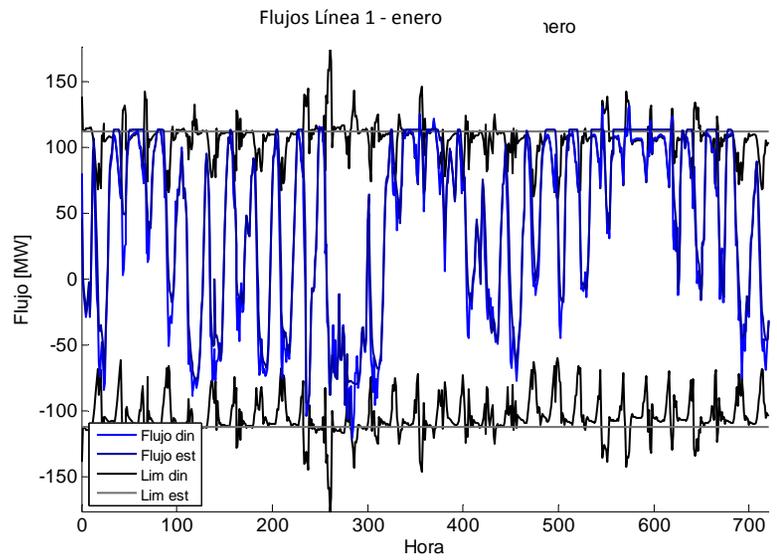


Figura 5.25 Flujos Horarios por las líneas - Enero

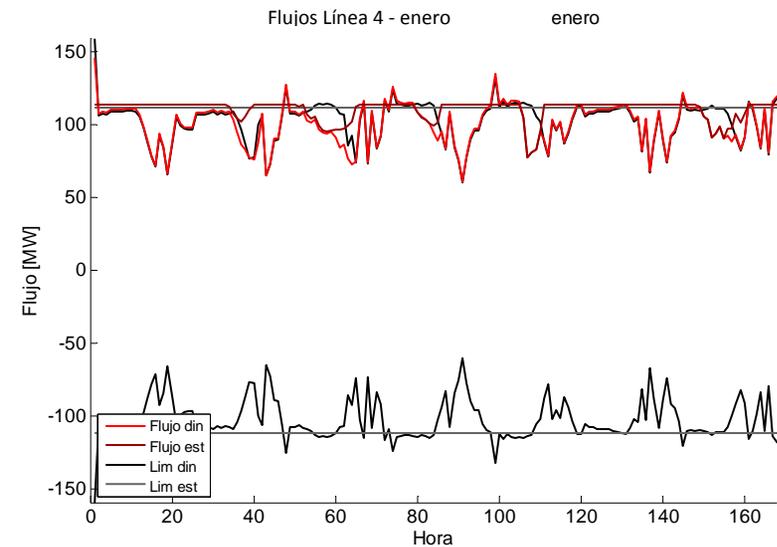
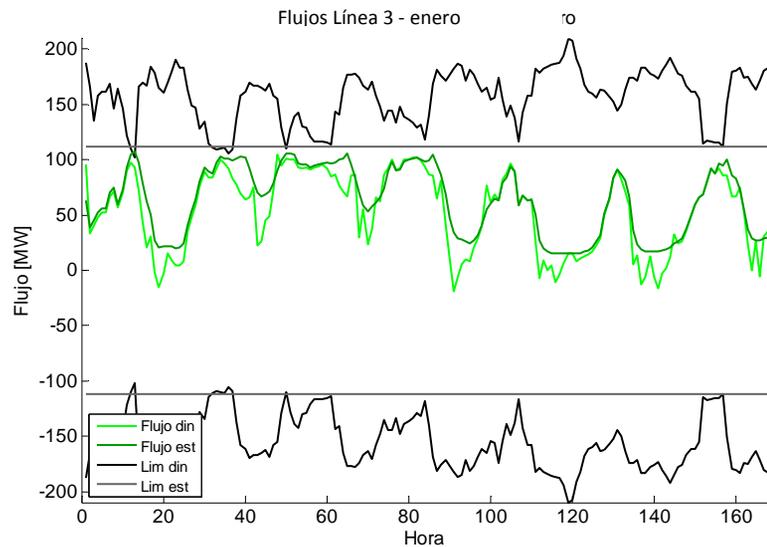
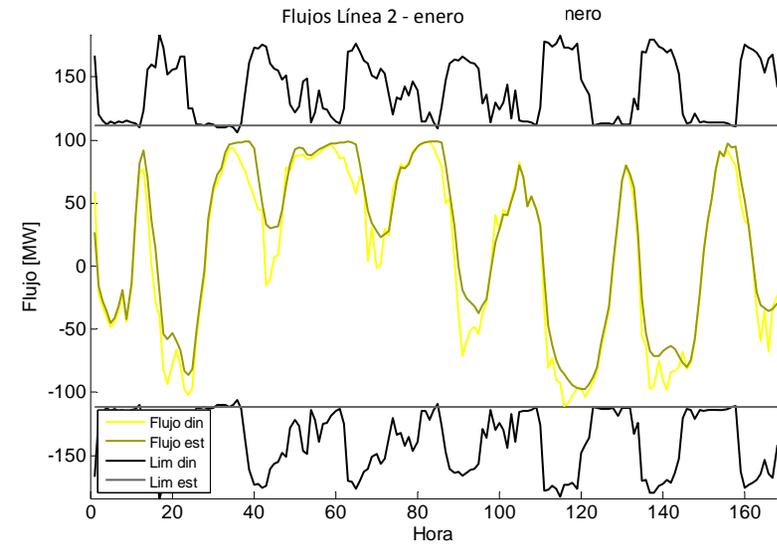
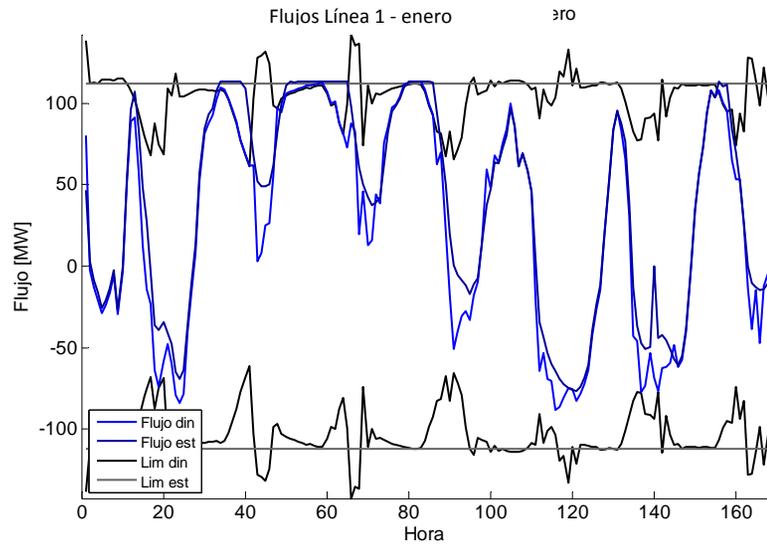


Figura 5.26 Flujos Horarios por las líneas - 1<sup>ra</sup> semana Enero

### 5.4.3. Seguridad de operación del sistema

A pesar de que las condiciones usadas en el estándar son conservadoras, en la práctica, y como se observó en los análisis anteriores con los valores calculados de la capacidad dinámica del tramo en estudio, las condiciones meteorológicas pueden resultar aún más desventajosas para la disipación térmica del conductor que lo previsto. En particular, el supuesto de una velocidad promedio de viento igual o superior a 0.6 m/seg no siempre se cumple para los valores de velocidades entregadas por el modelo de Mesoescala en la zona

Al resolverse el problema de despacho económico para el escenario con capacidad dinámica de las líneas siempre fue posible encontrar un punto óptimo de operación para el cual, sin desprendimiento de carga, se satisface el criterio N-1.

Sin embargo, cuando se resolvió el problema de despacho económico considerando el caso base de capacidad estática para toda la línea, se detectaron horas en que el criterio N-1 no se cumplía en forma estricta, dado que el flujo en alguno de los tramos de la línea era mayor que la capacidad dinámica para ese instante.

En la figura 5.27 se presenta el número de horas en que el criterio de seguridad N-1 no se cumple en forma efectiva para los cuatro meses de simulación del año 2014 y los tres escenarios de hidrología. En azul se grafican las horas en que la capacidad dinámica es menor que la estática, y es posible violar el criterio, mientras que en rojo se muestran las horas en que efectivamente los flujos proyectados en alguna de las líneas del tramo es mayor que la capacidad dinámica de dicha línea, que es cuando el criterio N-1 no se cumpliría en forma estricta.

Debido a que con el uso de los valores de capacidad dinámica en el despacho se evita el incumplimiento del criterio N-1 sin desprendimiento de carga, estas horas corresponden al de aumento de la seguridad que el sistema de monitoreo de la capacidad dinámica introduce. Según se observa, el aumento de seguridad es mayor en enero y alcanza su mínimo en julio.

La tabla 5.9 resume el porcentaje de horas en que, al no cumplirse el criterio N-1, las líneas operan con posible sobrecarga en caso de falla cuando la capacidad estática es utilizada para el despacho, tanto para los meses como los escenarios hidrológicos utilizados, para las dos líneas más críticas del tramo en estudio.

Horas de Operación con posible sobrecarga en caso de falla (%)						
Línea 4				Línea 1		
Mes	Hidrología			Hidrología		
	Húmeda	Media	Seca	Húmeda	Media	Seca
Enero	70.3	67.8	62.9	30.7	30.1	27.9
Abril	26.7	24.6	16.7	30.5	26.3	17.1
Julio	19.2	19.2	17.6	5.7	5.7	5.3
Octubre	25.0	27.5	27.1	14.4	14.9	14.6

Tabla 5.10 Porcentaje de horas de operación con posible sobrecarga en caso de falla.

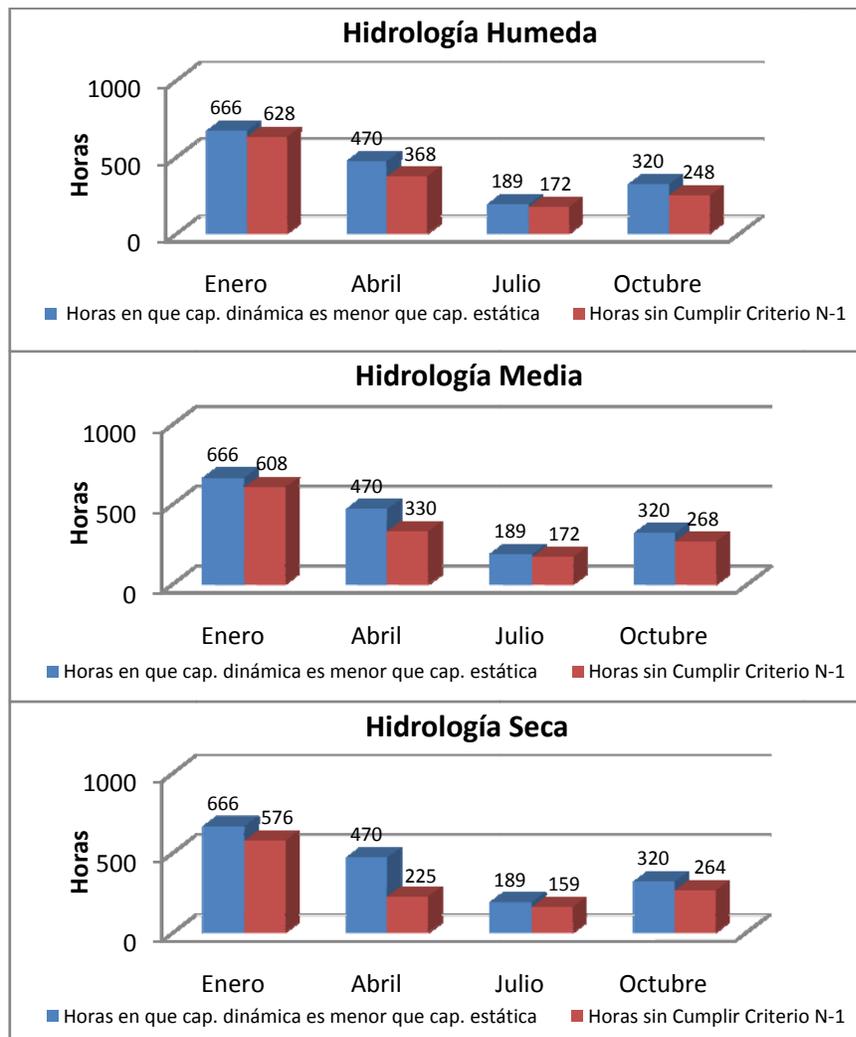
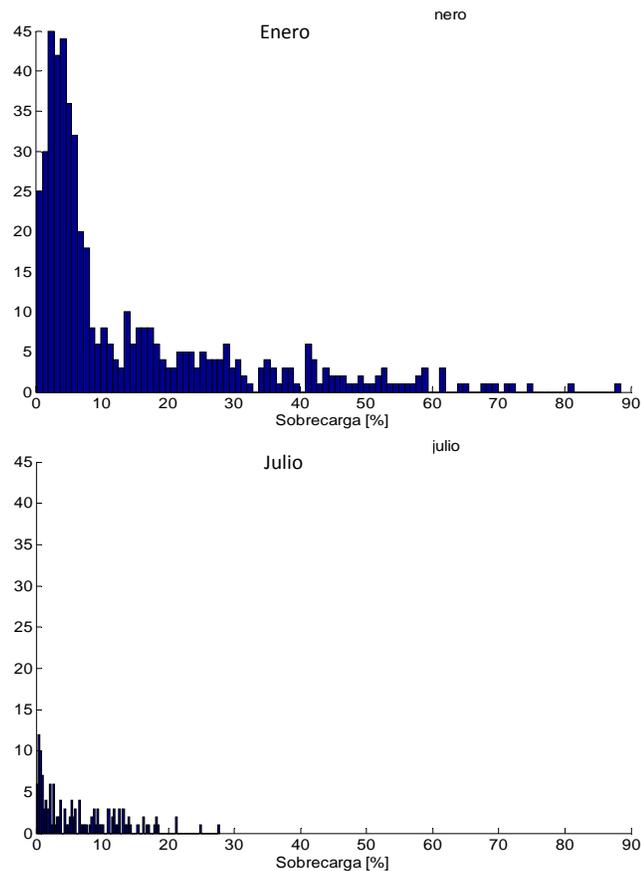


Figura 5.27 Número de horas en que no se cumple el criterio N-1 en el tramo eléctrico estudiado

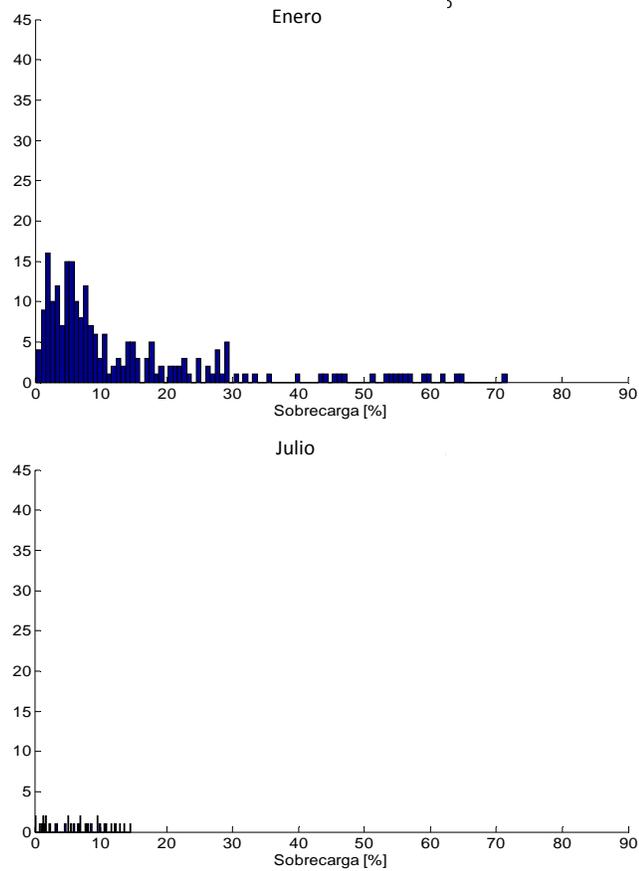
En las figuras 5.28 y 5.29 se presentan los histogramas de número de horas y porcentaje de operación de sobrecarga en caso de contingencia. Esto para las líneas 1 y 4, y para los meses de las estaciones extremas enero y julio, con hidrología media.

A partir de estos gráficos se aprecian los posibles efectos que podría tener en la operación en tiempo real el aplicar el actual criterio de capacidad estática ante contingencia simple en cualquiera de los circuitos del tramo en estudio.

Aunque en general la mayor parte de los porcentajes de sobrecarga está entre un 0-30%, se debe notar que en los casos más extremos, se visualizaría una posible sobrecarga de régimen permanente de entre 50 y 90% por el circuito operativo de la Línea 4, lo que podría no ser visualizado por las protecciones de sobrecorriente anexas a la línea ni por el Centro de Control de la línea en cuestión.



**Figura 5.28 Histogramas de número de horas y porcentaje de sobrecarga de operación para la línea 4, enero y julio.**



**Figura 5.29 Histogramas de número de horas y porcentaje de sobrecarga de operación para la línea 1, enero y julio.**

Finalmente, en las condiciones operativas descritas anteriormente, se estima que aproximadamente en cerca de un 50% de las horas de operación simuladas no se estaría cumpliendo el criterio de seguridad N-1, lo que ante falla de cualquier circuito provocaría una sobrecarga en una o más líneas del tramo en estudio. Dichas sobrecargas podrían activar esquemas de protecciones 21/21N o 51/51N, las que podrían generar desconexiones de cargas intempestivas principalmente en la zona norte del sistema, afectando en la operación económica, además de la seguridad y calidad de suministro.

#### 5.4.4. Costos de operación del sistema

El otro aspecto relevante del impacto de un sistema de monitoreo de la capacidad dinámica de transmisión es el posible ahorro económico resultante de utilizar la mayor capacidad disponible de línea cuando esta se presente.

A partir del punto anterior se observa que en general, debido a las características tanto meteorológicas como operacionales de la zona en estudio, sucede que las líneas con menor capacidad son las responsables de la mayor transferencia de potencia. En particular la línea 4, que es una de las líneas con peores condiciones meteorológicas, es aquella con mayores flujos de potencia. Por lo tanto el porcentaje de tiempo en el cual las condiciones en las cuales se puede producir un beneficio económico operacional al utilizar capacidad dinámica corresponde a alrededor del 50%. Así, se observa que existe un potencial de ahorro en aquellas horas en que ambos escenarios son comparables.

Lo último se entiende para las horas en que ambos sistemas satisfacen el criterio N-1 en forma estricta, o proveen igual nivel de seguridad.

Según se observa en la figura 5.30, existen potenciales ahorros para todos los meses de estudio y para todos los escenarios de hidrologías considerados. A pesar de que estos ahorros son reducidos, ya que en no superan el 1% de los costos operacionales del sistema en cada uno de los escenarios, se pueden considerar como beneficio adicional del aumento en la seguridad del sistema.

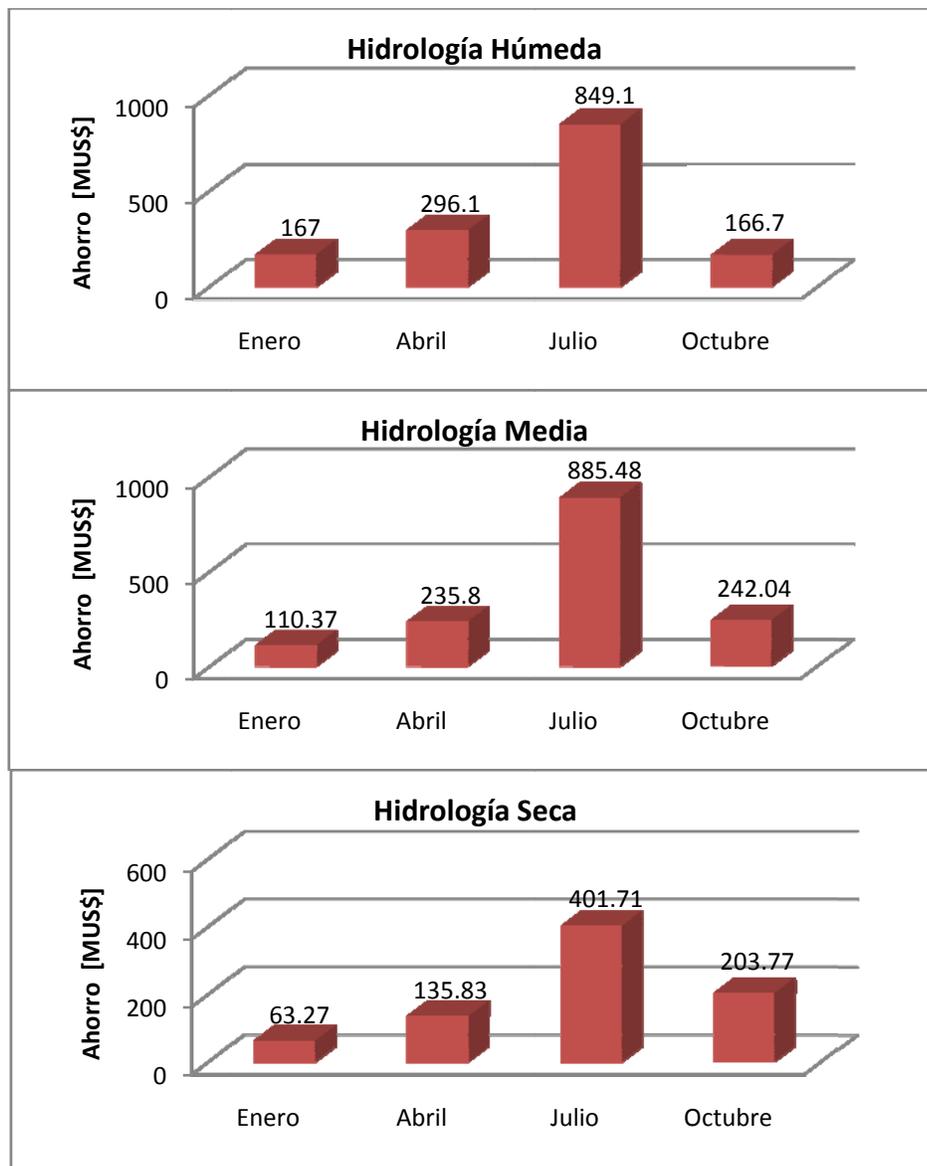


Figura 5.30 Potencial ahorro en el tramo en estudio.

En la tabla 5.10 se muestran los resultados obtenidos para los distintos meses e hidrologías simuladas.

Hidrología	Nº de horas que no se cumple Criterio N-1 con el uso de capacidad estática	Potencial Ahorro en Horas que cumplen Criterio N-1 con capacidad dinámica (MUS\$)
<b>Húmeda</b>	1.416h 49%	1.479
<b>Media</b>	1.378h 48%	1.473
<b>Seca</b>	1.224h 42%	805

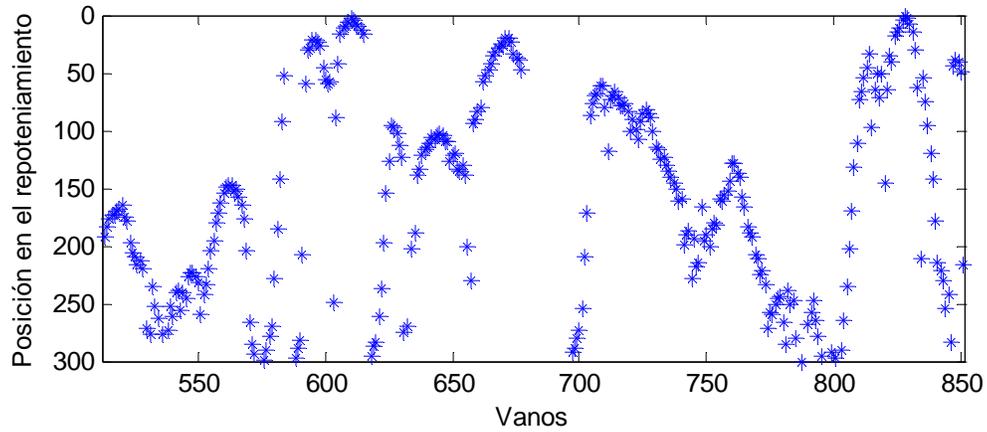
**Tabla 5.11 Evaluación económica y de seguridad para los cuatro meses en estudio (enero, abril, julio y octubre).**

### 5.4.5. Análisis de repotenciación mediante métodos tradicionales.

Los resultados obtenidos muestran que bajo las condiciones del estudio, la zona analizada presenta problemas de seguridad operacional. Más aún, la línea que particularmente presenta más problema corresponde a aquella con mayores complicaciones al momento de monitorear. La línea 4, que es aquella responsable de la mayor parte del tiempo de operación sin cumplir el criterio N-1, es la que requiere más cantidad de monitores para la estimación de la capacidad dinámica con un cierto nivel de confianza. Así, para un nivel 0.9 de confianza se requiere en particular para esta línea de 44 monitores. Esto último da cuenta del nivel de dispersión de los puntos o vanos que determinan la capacidad dinámica.

Como consecuencia de lo anteriormente mencionado se considera razonable evaluar métodos tradicionales de repotenciación como soluciones adicionales a la problemática presentada, para finalmente llegar a la solución óptima conjunta.

En la figura 5.31 se muestran los resultados obtenidos al aplica la metodología planteada en la sección 3.7.



**Figura 5.31 Orden de vanos a repotenciar**

En la figura se exhibe el orden de los vanos a repotenciar. El eje vertical corresponde al orden en el repotenciamiento donde se abarca prácticamente toda la línea (de 0 a 300) y en el eje horizontal se observa el vano a repotenciar. A partir de esta grafica es posible jerarquizar las responsabilidades de los distintos vanos en la determinación de la capacidad de transmisión, así los vanos que se deben repotenciar primero se muestran en la parte más alta del gráfico y los últimos a repotenciar en la parte más baja.

# Capítulo 6

## Discusión y conclusiones

### 6.1. Conclusiones y comentarios

En este trabajo se estructura y aplica una metodología para evaluar el impacto y la prefactibilidad de un sistema de monitoreo de la capacidad dinámica de transmisión en líneas aéreas, basado en la experiencia adquirida por el CE-FCFM en el desarrollo de un estudio para Transelec, que consiste en un análisis de prefactibilidad de la implementación de un sistema de monitoreo dinámico para un tramo troncal del SIC norte.

La metodología presentada permite: caracterizar y analizar la capacidad dinámica de transmisión a lo largo de la línea; estimar la ubicación de los puntos o vanos críticos y de medición de la línea o de sus tramos, así como identificar el número óptimo de mediciones necesarias para estimar la capacidad dinámica con un nivel de confianza estadístico dado; estimar el potencial impacto económico y de seguridad del sistema de monitoreo en la operación del sistema eléctrico en donde la línea presta servicios.

De los análisis se obtuvo que la capacidad dinámica de transmisión a lo largo del tramo de estudio varía significativamente entre las distintas líneas que lo componen. Se logró ver como afectaban las distintas variables meteorológicas a la capacidad dinámica, concluyendo que las diferencias entre las líneas de los extremos (línea 1 y línea 4) y las centrales (línea 2 y línea 3) son producto de que en los puntos en que las líneas se internan al continente, la influencia de la

velocidad del viento se ve sobrepasada por la temperatura ambiente y radiación solar, debido a que los valores de viento no superan los 2 m/s. Por esto son las líneas cercanas a la costa, aquellas con mayor capacidad y las líneas extremas que se internan en el continente son aquellas con menor capacidad.

Para la zona en estudio se determina la ubicación y número de sensores óptimos necesarios para estimar la capacidad dinámica de transmisión para cada línea del tramo con una confianza estadística de 0.9. En el caso más simple (línea 3) se requieren 2 mediciones, y en el caso más complejo (línea 4) se requiere de 44 mediciones.

Una vez caracterizada la zona de estudio, se simula la operación con y sin capacidad dinámica, para distintos escenarios hidrológicos. Esto lleva a que debido a los flujos de potencia resultantes de la operación económica, la línea más exigida corresponde a la línea 4, siendo por consiguiente, el principal “cuello de botella” del tramo en estudio. Incluso, debido a la confabulación entre meteorología relativamente baja y alta transferencia en esta línea, se observa un fuerte impacto en la seguridad de operación del sistema. Se observa que en el análisis, al utilizar el valor de capacidad estática de transmisión, cerca de un 50% de las horas de operación de los cuatro meses de estudio (enero, abril, julio y octubre) presentan el potencial de no cumplir el criterio N-1 en forma estricta, es decir, el sistema potencialmente no cumple el Artículo 5.6 de la norma técnica de seguridad y calidad de servicio vigente [8].

En cuanto al impacto de un sistema de monitoreo en la operación económica del sistema, se observa que en el total de las horas simuladas, solo los meses de julio, para todas las hidrologías, y abril, para hidrología seca, los costos de operación para el escenario con capacidad dinámica son menores a los costos de operación del escenario con capacidad estática. Esto da cuenta del efecto que tiene sobre el despacho el considerar la capacidad estática con sus consiguientes implicancias en la seguridad del sistema. A modo de cuantificar el beneficio económico de la capacidad dinámica se evaluó el potencial de ahorro en los costos de operación, solo considerando las horas en que en ambos escenarios se cumple con los estándares de seguridad. Esto para todos los meses estudiados y los distintos escenarios hidrológicos considerados. Así se encontró que la temporada de invierno y el escenario de hidrología húmeda son las condiciones que más ahorro se produce.

Consecuentemente con lo anterior, como existen impactos considerables en la seguridad del sistema se hace necesario evaluar de manera conjunta otros métodos de repotenciamiento más

tradicionales. Debido a problemas de tiempo solo se lleva a cabo un análisis preliminar a modo de jerarquizar los puntos a repotenciar, según la relevancia que tengan estos en la determinación de la capacidad de la línea.

Con todo, considerando las mejoras en la seguridad y los efectos en los costos de operación del sistema inicialmente estimados en este trabajo, para los cuatro meses de análisis, se cumple con una iteración de la metodología, y se considera necesario realizar una segunda iteración, considerando repotenciación de algunos tramos con métodos comunes, para luego realizar un estudio de factibilidad para un sistema de monitoreo de la capacidad dinámica de transmisión de la zona estudiada.

## 6.2. Trabajo futuro

En la metodología utilizada en este estudio hubo una serie de factores que no se consideraron con mucho detalle debido a los alcances del trabajo. A continuación se detallan solo algunos aspectos en los que se puede seguir desarrollando el tema:

- Datos de flecha: En el estudio se utilizaron las temperaturas máximas de operación de diseño para la determinación del límite dinámico del conductor. En estudios posteriores es pertinente desarrollar la metodología expuesta en el trabajo para que incorpore datos de flecha obtenidos mediante estudios de las condiciones *in situ* de las flechas de las líneas aéreas, considerando así las condiciones específicas de cada vano en particular. También es posible desarrollar estimaciones a partir de las condiciones de diseño utilizando ecuaciones para determinar el “creeping” de las líneas que llevan muchos años en servicio.
- Estimaciones Meteorológicas: También, sin duda, es posible mejorar las estimaciones de las condiciones meteorológicas a través de mediciones en puntos cercanos a las líneas a estudiar, y realizar pronósticos mediante datos históricos que incorporen la sensibilidad de los datos.
- Cálculo de la capacidad dinámica: En la determinación de la capacidad dinámica es posible mediante, por ejemplo, simulaciones de Monte Carlo, incluir la sensibilidad de los datos meteorológicos. De este modo se podría determinar la capacidad de transporte de energía de una línea con un rango de confianza. Es decir, se estaría introduciendo una medida del error de la estimación.
- Simulaciones: También es posible en las simulaciones agregar sensibilidad de las condiciones meteorológicas como de las correlaciones que pueden existir entre generación eólica y capacidad dinámica de transmisión de líneas
- Efectos de la implementación de capacidad dinámica: Es pertinente evaluar también las condiciones en que se encuentran las líneas de transmisión, tanto, el estado de los conductores, conectores y ferretería, ya que al aumentar el límite de capacidad de

transmisión es posible que se opere en condiciones de alta temperatura una mayor parte del tiempo, aumentando así la pérdida de vida útil de los elementos involucrados.

Finalmente existe un gran abanico de posibilidades de investigación, teniendo como fin último el lograr monitorear y operar en tiempo real (y quizás de forma automática) los sistemas de transmisión. Así se lograría tener un sistema de transmisión inteligente.

## Referencias

- [1] R. Adapa, *Increased Power Flow Guidebook: Increasing Power Flow in Transmission and Substation Circuits*, EPRI, Palo Alto, CA, Tech. Rep. 1010627, Nov. 2005.
- [2] Fangxing Li et al., *Smart Transmission Grid: Vision and Framework*, IEEE Transactions on Smart Grid, vol.1, no.2, pp.168-177, Sept. 2010.
- [3] Shelley C. et al., *High Temperature Sag Model for Overhead Conductors*, Power Engineering Review, IEEE , vol.22, no.9, pp.62, Sept. 2002
- [4] Stephen R., WG 22.12, *Real time monitoring*, Electra N°197, Cigré, 2007,pp. 34-47
- [5] Kundur P., *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994
- [6] ANSÍ/IEEE C63. 12 – 1987 *For Electromagnetic Compatibility Limits Recommended Practice*.
- [7] ANSÍ/IEEE Std 518 – 1982 *Guide for the Installation of Electrical Equipment to Minimize Electrical Noise Inputs to Controllers from External Sources*.
- [8] Comisión Nacional de Energía, *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio*, 2009
- [9] Romero J., *Guía Práctica para el Diseño y Proyecto de Líneas de Transmisión de Alta Tensión en Chile*. Memoria de Ingeriero Civil Electricista, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, 2010
- [10] Daconti J., Lawry D., *Increasing Power Transfer Capability of Existing Transmission Lines*, Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2003 IEEE PES , vol.3, no., pp. 1004- 1009 vol.3, 7-12 Sept. 2003.
- [11] [http://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id\\_expediente=105358](http://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id_expediente=105358)
- [12] Núñez O. et al., “*Flujos*” *Una Herramienta para el Análisis de Flujos de Potencia y Dispositivos FACTS*, Revista Colombiana de Tecnologías de Avanzada, vol. 2, pp. 124-130, 2009.

- [13] Mutale J., Strbac G., *Transmission Network Reinforcement Versus FACTS: An Economic Assessment*, IEEE Transactions On Power Systems, vol. 15, no. 3, Aug. 2000
- [14] Povh D., *Use of HVDC and FACTS*, Proceedings of the IEEE, Vol 88, N° 2, February 2000
- [15] Cerda S., *Modelación e Incorporación del Controlador Unificado de Flujo de Potencia en el Flujo de Potencia Óptimo*. Tesis de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Mención Eléctrica, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, 2004.
- [16] IEEE, *IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors*, Standard 738, 2006
- [17] Engelhardt J., Basu S., *Design, Installation, and Field Experience with an Overhead Transmission Dynamic Line Rating System*, IEEE Transmission and Distribution Conference, 1996. Proceedings., Sep. 1996, pp. 366-370
- [18] Underground System Inc., *Power Donut2<sup>(m)</sup> Instrumentation Platform For High Voltage Power Systems*, 2007
- [19] Fish L., *Low Cost Sensors for Real Time Monitoring of Overhead Transmission Lines*, U.S. Department of Energy Visualization and Controls, Oct. 2006
- [20] Lawry D., Daconti J., *Overhead line thermal rating calculation based on conductor replica method*, IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, 7-12 Sept. 2003, Vol. 3, pp. 880-885
- [21] Ausen J., Fitzgerald B., Gust E., Lawry D., Lazar J., Oye R., *Dynamic Thermal Rating System Relieves Transmission Constraint*, IEEE 11th International Conference on Transmission & Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance, 15-19 Oct 2006, paper 25
- [22] The Valley Group, *CAT-1 Transmission line monitoring system*.
- [23] Douglass D., Edris A., *Field studies of dynamic thermal rating methods for overhead lines*, IEEE Transmission and Distribution Conference, 11-16 Apr. 1999, Vol. 2, pp. 842-851
- [24] <http://www.edmlink.com/sagometer-contact-info.html>
- [25] Hidro Tasmania Consulting, *"Dynamic Line Rating"*, 2009
- [26] Adapa R., *Probabilistic and Predictive Circuit Thermal Rating Technology*. Electric Power Research Institute (EPRI), Palo Alto, CA: 2006. 1012409
- [27] Seppa T., *FACTS and Real Time Thermal Rating - Synergistic Network Technologies*, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 12-16 Jun. 2005, Vol. 3, pp. 2416-2418
- [28] Seppa T., Damsgaard-Mikkelsen S., Clements M., Payne R., Coad N., *Application of real time thermal ratings for optimizing transmission line investment and operating decisions*, Cigré 22-301, 2000.

- [29] Raniga J., Rayudu R., *Dynamic Rating of Transmission Lines - A New Zealand Experience*, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Vol. 4, Jan 2000, pp. 2403 - 2409.
- [30] Seppa T. et al., *Use of on-line tensión monitoring for real-time thermal ratings, ice loads, and other environmental effects*, Cigré 22-102, 1998.
- [31] Soto F. et al., *Increasing the capacity of overhead lines in the 400 kV Spanish transmission network: real time thermal ratings*, Cigré 22-211, 1998
- [32] Adapa R., Douglass D., *Dynamic Thermal Ratings Monitors and Calculation Methods*, IEEE Power Engineering Society Inaugural Conference and Exposition in Africa, 11-15 Jul. 2005, pp. 163-167
- [33] Seppa T., *Increasing transmission capacity by real time monitoring*, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2002, Vol. 2, pp. 1208-1211
- [34] Pavez M., *Monitoreo dinámico en líneas de AT*, Soltex.
- [35] <http://www.ret.cl/index.php/cuenta-ret-2010/>
- [36] Therkelson B., *Dynamic Circuit Thermal Line Rating*, California Energy Commission, Oct. 1999.
- [37] <http://www.cne.cl>
- [38] <http://www.wrf-model.org/>
- [39] <http://www.ncep.noaa.gov/>
- [40] <http://ncar.ucar.edu/>
- [41] Cigre, *Thermal Behavior of Overhead Conductors*, ELECTRA No. 144, Oct. 1992.
- [42] IEC 60287, *Calculation of permissible current in cables at steady state rating*.
- [43] <http://146.83.6.25/deepedit/>
- [44] Suazo C., *Modelo de Asignación de Responsabilidades para Servicios Complementarios de Regulación de Frecuencia*. Tesis de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Mención Eléctrica, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, 2009.
- [45] CDEC-SIC, *Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión*, Informe Final, Abril 2010.
- [46] Transelec, *Estudio de pre-factibilidad para la instalación de un sistema de análisis y monitoreo de la capacidad de transmisión del tramo troncal Nogales-Pan de Azúcar*, Informe Final. Marzo 2011.
- [47] Moya J., *Cálculo de la capacidad de transmisión de una línea eléctrica considerando efectos de ventilación*, Memoria de Ingeriero Civil Electricista, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, 2011

## **Anexo A: Modelo del Sistema Eléctrico**

## A.1 Centrales del Sistema

### A.1.1 Sistema Norte

A continuación se detallan las centrales modeladas en el sistema de transmisión.

Barra	Generador Equivalente	Central	Costos Variables	Tipo de Unidades	Pmin	Pmax
<b>Barra 1</b>	G1	1	290.3	Térmica	0	23.0
		2	290.3	Térmica	0	23.0
		3	209.3	Térmica	0	72.0
		4	314.7	Térmica	0	28.6
		5	358.1	Térmica	0	26.0
		6	222.0	Térmica	0	121.5
		7	222.0	Térmica	0	123.4
		8	221.9	Térmica	0	80.6
		9	243.2	Térmica	0	152.2
<b>Barra 2</b>	G2	1	45.7	Térmica	0	142.9
		2	45.7	Térmica	0	142.9
		3	41.4	Térmica	0	137.1
		4	36.9	Térmica	0	139.1
		5	150.0	Térmica	0	16.3
<b>Barra 3</b>	G3	1	7.7	Eólica	0	-
<b>Barra 4</b>	G4	1	153.7	Térmica	0	17.1
<b>Barra 5</b>	G5	1	218.4	Térmica	0	13.3
<b>Barra 6</b>	G6	1	210.0	Térmica	0	81.0
<b>Barra 7</b>	G7	1	0.0	Hidráulica pasada	0	9.9
		2	0.0	Hidráulica pasada	0	9.9
<b>Barra 8</b>	G8	1	218.8	Térmica	0	92.0
<b>Barra A</b>	Ga	1	56.6	Térmica	0	242.0
		2	57.6	Térmica	0	249.0
<b>Barra B</b>	Gb	1	216.4	Térmica	0	122.0
<b>Barra C</b>	Gc	1	7.7	Eólica	0	-
<b>Barra D</b>	Gd	1	7.7	Eólica	0	-

Tabla A.1 Generadores modelados en el sistema eléctrico norte.

Las potencias máximas de las centrales eólicas fueron determinadas en función de las condiciones meteorológicas de la zona.

## A.1.2 Sistema Sur equivalente

A continuación se detallan las centrales modeladas como equivalentes del sistema Sur

Barra	Generador Equivalente	Central	Costos Variables		Tipo de Unidades	Pmin	Pmax
			$\beta$	$\gamma$			
Barra A		3	28.35	0	Hidráulica Embalse	0	-
		4	0	0.02219	Térmica	0	5000.0
		5	0.0	0	Hidráulica Pasada	0	-

Tabla A.2 Generadores equivalentes del sistema eléctrico sur.

Las potencias máximas de las centrales hidráulicas dependen de la hidrología. Y se detallan a continuación:

	Enero		Abril	
	Embalse (MW)	Pasada (MW)	Embalse (MW)	Pasada (MW)
<b>Húmeda</b>	2438	1973	1768	1408
<b>Media</b>	1301	1860	1297	1174
<b>Seca</b>	828	1306	422	641
	Julio		Octubre	
	Embalse (MW)	Pasada (MW)	Embalse (MW)	Pasada (MW)
<b>Húmeda</b>	2250	1575	1663	1514
<b>Media</b>	2603	1449	2308	1770
<b>Seca</b>	1123	983	2091	1546

Tabla A.3 Potencias de centrales hidráulicas.

## 6.2.1. Centrales Eólicas

A continuación se presentan las características de las centrales eólicas modeladas.

S/E	Centrales	Turbinas	Nº de unidades	Pmax_turb (MW)	Pmax_Cen (MW)	Pmax_SE (MW)	Pmax_Tot (MW)
<b>C</b>	1	Vestas V82	11	1.8	19.8	266.6	490.8
	2	Acciona AW82	40	1.5	60		
	3	Vestas V90	23	2	46		
	4	Vestas V82	36	1.8	64.8		
	5	Vestas V90	38	2	76		
<b>D</b>	1	Vestas V90	24	2	48	224.2	
	2	GE 2.5xl	30	2.5	75		
	3	Siemens SWT 2.3-101	44	2.3	101.2		

Tabla A.4 Centrales eólicas modeladas en el sistema.

Con datos meteorológicos obtenidos en las coordenadas de las centrales para los meses simulados se determinó la potencia eólica inyectada al sistema por cada una de las subestaciones. Esto se llevó a cabo en los siguientes pasos:

- Se obtuvo datos de viento para cada uno de los parques.
- Los datos obtenidos inicialmente fueron ajustados debido a un sesgo de alrededor de 1 m/s para altas velocidades del viento en las simulaciones.
- Se determinó la potencia entregada por una turbina para cada parque mediante su curva de potencia.
- Se determinó la potencia entregada por cada parque mediante un modelo estadístico<sup>1</sup>.

Finalmente para cada S/E se obtuvieron los siguientes Factores de Planta.

---

<sup>1</sup> G. McNerney, and R. Richardson, 'The statistical smoothing of power delivered to utilities by multiple wind turbines', IEEE Trans. Energy Conersion, vol. 7, no. 4, 1992.

<b>Factores de Planta (%)</b>		
	<i>Palmas</i>	<i>Limarí</i>
<b>Enero</b>	29.5	38.6
<b>Abril</b>	28.5	33.0
<b>Julio</b>	42.1	41.7
<b>Octubre</b>	31.6	37.5
<b>Total</b>	32.9	37.7

Tabla A.5 Factores de planta de las centrales eólicas modeladas.