
Estudio para la Implementación del Módulo de Medición Fasorial

Julio 2021

Departamento de Modelación y Aplicaciones EMS
Subgerencia de Aseguramiento de la Operación
Gerencia de Operación

Rev	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	19-07-2021	Informe Preliminar	DMAp	JVC-REV
2	30-07-2021	Informe Final	DMAp	JVC-REV

Contenidos

Resumen Ejecutivo.....	1
1 Introducción y objetivos.....	4
1.1 Antecedentes Normativos.....	4
1.2 Definiciones y abreviaturas	4
2 Metodología de Trabajo.....	6
2.1 Criterios para implementación de puntos de registros.....	8
3 Antecedentes	9
3.1 Estado actual de la red WAMS y puntos de monitoreo	9
3.2 Arquitectura de la red WAMS del Coordinador	12
4 Requerimientos de nuevos puntos de monitoreo	14
4.1 Plan de Obras 2021-2022	14
4.2 Evaluación de los Estudios establecidos en la Norma Técnica de SyCS y la Norma Técnica de SSCC.....	15
4.2.1 Restricciones de Transmisión por estabilidad de tensión.....	15
4.2.2 Control de tensión.....	17
4.2.3 Plan de Recuperación de Servicio	21
4.2.4 Estabilizadores de Sistemas de Potencia	22
4.2.5 Planes de Defensa contra Contingencias Críticas y Extremas – PDCC y PDCE	23
4.3 Monitoreo de centrales generadoras como fuentes de fenómenos dinámicos	23
4.4 Requerimientos de monitoreo a partir de la operación real del SEN	24
4.5 Ubicación de los puntos de monitoreo	24
4.5.1 Zona Norte Grande.....	25
4.5.2 Interconexión	26
4.5.3 Zona Norte Chico.....	27
4.5.4 Zona Centro.....	28
4.5.5 Zona Sur.....	30
4.6 Requerimientos particulares	32
4.7 Sistema de comunicación	32
4.8 Otros requerimientos	33
4.8.1 Sincronización de datos fuera de línea ante pérdida de comunicación	33
4.8.2 Integración de nuevas PMU	33

5	Conclusiones.....	35
6	Anexos.....	37
6.1	Especificaciones de equipamiento	37
6.2	Documentación	38
6.3	Instalación y puesta en servicio.....	39
7	Referencias.....	40

Resumen Ejecutivo

El presente informe se enmarca en el Anexo Técnico Sistema de Monitoreo (ATSM) de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT SyCS) que establece en su Artículo 63 que el Coordinador Eléctrico Nacional deberá realizar a más tardar el 31 de julio de cada año un estudio sobre la instalación, implementación, revisión y actualización del Módulo de Medición Fasorial (MMF), el cual deberá determinar y actualizar los puntos de registro en que se instalarán las PMU, la arquitectura (centralizada o distribuida) del MMF, la ubicación de los concentradores asociados, en los casos que corresponda, y las aplicaciones requeridas por el software para análisis de datos.

Cabe señalar que el MMF tiene como objetivo que el Coordinador adquiera las mediciones en tiempo real de fasores de tensión y corriente, de tal forma que pueda verificar los requerimientos del Artículo 4-28 de la NT SyCS.

En este Estudio se muestra la actual arquitectura del MMF implementada en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), así como un catastro de los puntos de medida y su estado de implementación a la fecha. Adicionalmente, para la determinación de los nuevos puntos de registro en que se instalarán las PMU, se consideraron los fenómenos dinámicos presentes en el SEN, requerimientos de monitoreo dinámico del Coordinador, así como la consideración de los cambios topológicos y proyectos en construcción para el periodo de evaluación (años 2021-2022).

En primer lugar, se realizó un levantamiento de los requerimientos de monitoreo y de los fenómenos dinámicos presentes en la operación real del SEN. Paralelamente, se recopilaron los antecedentes de los proyectos de generación y transmisión actuales y en construcción más relevantes para ser monitoreados. Desde el punto de vista de generación, son relevantes aquellas instalaciones de capacidad instalada mayor o igual a 200 MW para el caso de generación térmica o hidráulica; y de capacidad instalada mayor o igual a 100 MW para el caso de centrales eólicas y solares fotovoltaicas. Para las instalaciones de transmisión, se consideraron los proyectos que modifican la topología existente del Sistema de Transmisión Nacional (STN) o tramos con restricciones por estabilidad dinámica, y las instalaciones del STN de 500kV como puntos relevantes para la detección de fenómenos inter-área (oscilaciones de pequeña señal, estabilidad angular y de tensión, entre otros).

Por otra parte, se evaluaron los resultados de los estudios vigentes del Capítulo 6 de la NT SyCS y del Capítulo 3 de la NT SSSC, entre ellos el Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión, Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva, Estudio de Plan de Recuperación de Servicio, Estudio para Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas y Estudio de PSS.

Con respecto a las restricciones en el sistema de transmisión, los tramos Los Changos – Cumbre 500 kV, Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500kV, Rahue – Frutillar Norte 220 kV y Frutillar Norte – Puerto Montt 220 kV presentan limitaciones por estabilidad y/o regulación de tensión, sin embargo, actualmente se cuenta con PMU en S/E Los Changos 500 kV, S/E Cumbre 500 kV, S/E Rahue 220 kV y S/E Puerto Montt 220 kV, y una PMU instruida en S/E Nueva Pan de Azúcar, por lo que no se requieren puntos de monitoreo adicionales para estos efectos.

Respecto del control de tensión y requerimientos de potencia reactiva, dentro de las barras más débiles desde el punto de vista del soporte de potencia reactiva en condiciones post-contingencia, se determinó la necesidad de monitoreo en la barra Río Malleco 220 kV.

En relación con los planes de recuperación de servicio, se determinó la necesidad de monitorear la frecuencia en nuevos puntos de medición, de manera que al menos una barra en cada isla factible en estado de recuperación sea observable.

Respecto al estudio de estabilizadores de sistemas de potencia (PSS), se determinó que no hay necesidad de nuevos puntos de monitoreo.

De acuerdo con el análisis del Estudio para el Diseño de Detalle del Plan de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE) se determinó que no hay necesidad de nuevos puntos de monitoreo.

Finalmente, a partir de la operación real del SEN, no se detectaron necesidades particulares de monitoreo dinámico, tanto para el monitoreo en tiempo real como para el análisis post-operativo.

En resumen, los nuevos puntos de registro que se deberán implementar en el SEN, considerando todos los aspectos indicados, se muestran en las siguientes tablas:

Instalaciones de Transmisión

Zona	Ubicación PMU	Instalación a monitorear	Fenómeno / Requerimiento de monitoreo	Coordinado	Comunicar con PDC
Norte Grande	Paño J1 en S/E Mantos Blancos	Lado 220 kV Transformador N° 1 de S/E Mantos Blancos	Isla Eléctrica PRS	Minera Mantos Blancos	Crucero
Norte Chico	Paño H1 en S/E Central Huasco	LT Central Huasco – Maitencillo 110 kV C1	Isla Eléctrica PRS	Transelec	Maitencillo
	Paño HT en S/E Central El Peñón	Lado 110 kV Transformador N° 1 de S/E Central El Peñón	Isla Eléctrica PRS	Enlasa	
Centro	Paño J1 en S/E Rapel	LT Rapel – Cerro Navia 220 kV C1	Isla Eléctrica PRS	Transelec	Alto Jahuel
Sur	Paño B1 en S/E Central Pilmaiquén	LT Central Pilmaiquén – Osorno 66 kV C1	Isla Eléctrica PRS	Enel Green Power	Charrúa
	Paño B2 en S/E Central Pullinque	LT Central Pullinque – Loncoche 66kV C1	Isla Eléctrica PRS	CGE	
	Paño J4/J5 en S/E Río Malleco	LT Río Malleco – Mulchén 220 kV C2	Estabilidad de Tensión	Transelec	

Instalaciones de Generación

Zona	Ubicación PMU	Instalación a monitorear	Fenómeno / Requerimiento de monitoreo (y usos adicionales)	Coordinado	Comunicar con PDC
Norte Grande	Lado AT del Transformador Elevador del parque	PFV Tamaya Solar	Parque generador de capacidad instalada sobre criterio de monitoreo	Engie Energía Chile S.A.	Crucero
		PE Llanos del Viento		AR Llanos del Viento SpA	
		Valle del Sol		Enel Green Power Chile S.A.	
		Andes IIB		Andes Solar SpA	
		Proyecto Solar Fotovoltaico Elena - Primera Etapa		Solar Elena SpA	
Norte Chico		Cabo Leones III Fase 2		Ibereólica Cabo Leones III SpA	Maitencillo
		Diego de Almagro Sur		Colbún S.A.	
		Sol de Varas		AustrianSolar Chile Tres SpA	
		Campos del Sol II		Enel Green Power SpA	

En relación con el análisis de la actual arquitectura distribuida del MMF del SEN, si bien en el Estudio no se establecen modificaciones, se está evaluando la necesidad de implementar un nuevo PDC local en la zona Norte Grande.

1 Introducción y objetivos

El Artículo 63 Anexo Técnico Sistema de Monitoreo (ATSM) de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT SyCS) establece que el Coordinador Eléctrico Nacional deberá realizar, a más tardar el 31 de julio de cada año, un estudio sobre instalación, implementación, revisión y actualización del módulo de medición fasorial.

Por su parte, el módulo de medición fasorial (MMF) tiene por objeto que el Coordinador adquiera en tiempo real las mediciones de fasores de tensión y corrientes, de tal forma que se posibilite verificar los requerimientos del Artículo 4-28 de la NT SyCS.

Conforme con lo anterior, este estudio tiene como objetivo determinar y actualizar los puntos de registro en que se instalarán las PMU, la arquitectura del MMF, la ubicación de los concentradores asociados (PDC), y las aplicaciones requeridas por el software para análisis de datos.

Es importante destacar que los puntos de monitoreo existentes y propuestos permiten el monitoreo dinámico de la red en tiempo real y el análisis post operativo, lo que permite el aseguramiento de la operación, mejorar la calidad de servicio, así como también, mejorar la conciencia situacional de los despachadores del Coordinador Eléctrico Nacional para la toma de decisiones en tiempo real.

1.1 Antecedentes Normativos

Desde el punto de vista normativo, se considera tanto la normativa nacional vigente, como también estándares internacionales relacionados. Entre ellos se destacan los siguientes:

- IEEE C37.118-2005: *IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems*
- IEEE C37.118.1-2011: *IEEE Standard for Synchrophasors Measurement for Power Systems*
- IEEE C37.118.2-2011: *IEEE Standard for Synchrophasors Data Transfer for Power Systems*
- IEEE C37.118.1a-2014: *IEEE Standard for Synchrophasors Data Transfer for Power Systems. Amendment 1: Modification of select performance requirements*
- Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro (NT SyCS), septiembre 2020
- Norma Técnica de Servicios Complementarios (NT SSCC), mayo 2020
- Anexo Técnico Sistema de Monitoreo de la NT SyCS (ATSM), septiembre 2020

1.2 Definiciones y abreviaturas

ATSM:	Anexo Técnico Sistema de Monitoreo de la NT SyCS
Coordinador o Coordinador Eléctrico Nacional:	Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional
CPF:	Control Primario de Frecuencia
CSF:	Control Secundario de Frecuencia

CT:	Control de Tensión
Gran Centro de Generación:	Central o subestación del sistema que concentra 200 MW o más de capacidad de generación
Estudio MMF o Estudio:	Estudio Anual para la Implementación del Módulo de Medición Fasorial, requerido por el Artículo 63 del ATSM
NT SyCS:	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
NT SSCC:	Norma Técnica de Servicios Complementarios
PMU:	<i>Phasor Measurement Unit</i> – Unidad de Medición Fasorial
PDC:	<i>Phasor Data Concentrator</i> – Concentrador de Datos Fasoriales
PDC Corporativo:	Concentrador de Datos Fasoriales del Coordinador
PDC Local:	Concentrador de Datos Fasoriales distribuido ubicado en el SEN
SEN:	Sistema Eléctrico Nacional
STN:	Sistema de Transmisión Nacional
WAMS:	<i>Wide Area Monitoring System</i> – Sistema de Monitoreo de Área Amplia

2 Metodología de Trabajo

El presente estudio se desarrolló según el siguiente marco de trabajo:

- Revisión del estado actual de actualización, expansión y funcionamiento del MMF del Coordinador.
- Requerimientos de monitoreo dinámico específicos por parte del Coordinador.
- Análisis de los cambios topológicos del SEN en el período 2020-2021 y los fenómenos dinámicos en la operación real que se han originado a partir de ellos.
- Estudio del plan de obras de la CNE de junio de 2021, declaradas en construcción y con una fecha de puesta en servicio hasta el 31 de diciembre de 2022.
- Revisión de los estudios definidos en el capítulo 6 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio y en el Capítulo 3 de la Norma Técnica de Servicios Complementarios, considerando el período 2021-2022.
- Definición de aplicaciones requeridas que permiten observar los fenómenos dinámicos.
- Análisis de la validez de la arquitectura actual de la red WAMS, y los eventuales cambios requeridos.
- Definición de nuevos puntos de monitoreo.
- Definición de especificaciones de comunicaciones y estándares de seguridad.
- Presentación del plan de actualización de los puntos de monitoreo actuales, y expansión a nuevos puntos de monitoreo.

En la Figura 2.1, se presenta un diagrama de flujo de la metodología general aplicada en el desarrollo del estudio.

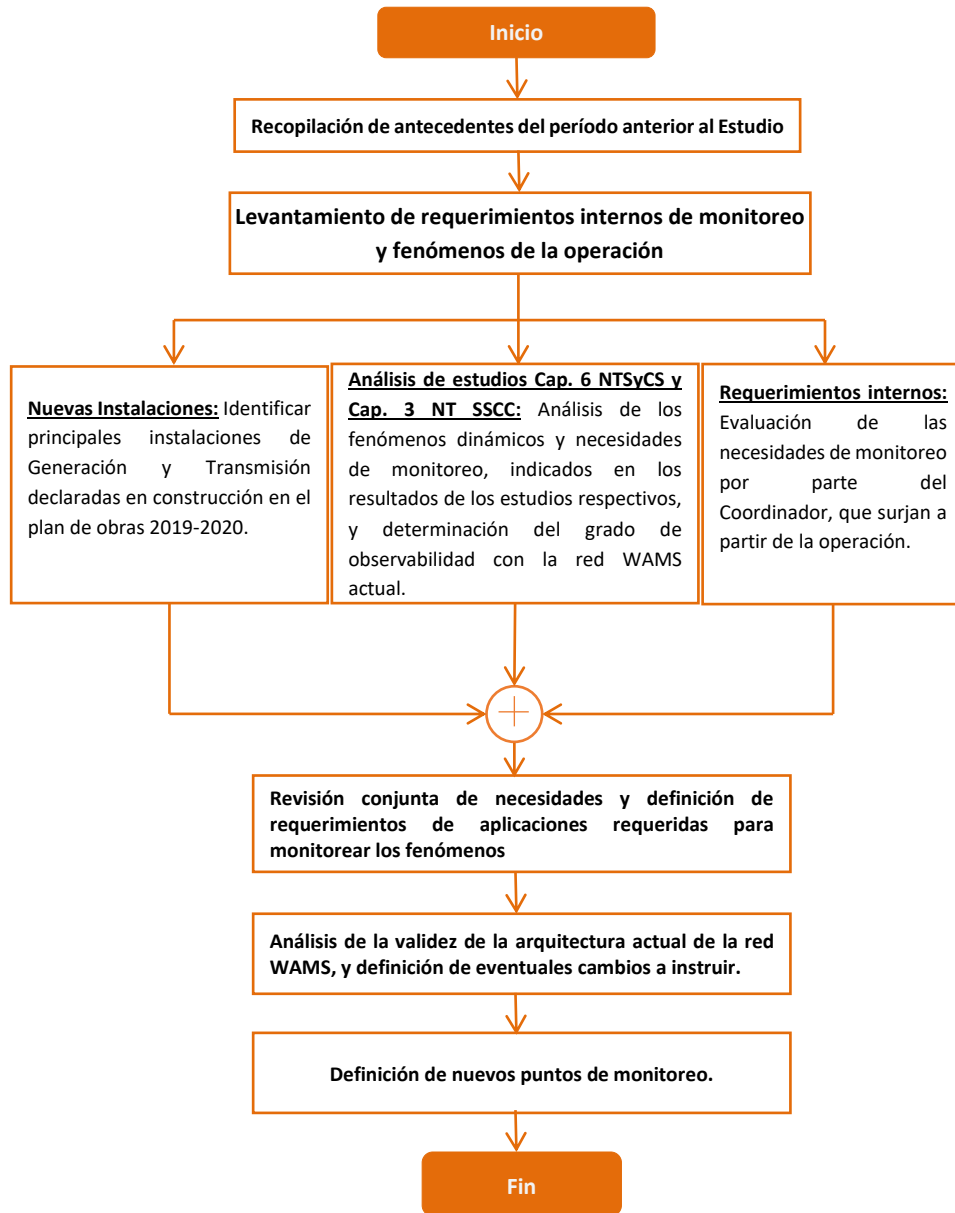


Figura 2.1 Metodología para el desarrollo del Estudio MMF.

2.1 Criterios para implementación de puntos de registros

En relación con la ubicación de los puntos de registro, se mantienen los criterios para permitir la detección de fenómenos dinámicos que se presentan en el SEN y la identificación de las fuentes que originan o participan en dichos fenómenos.

A continuación, se indican los criterios y fenómenos considerados para efectos de determinar los puntos de monitoreo:

- Oscilaciones de potencia, tensión y frecuencia, previstas en estudios u observadas en la operación real.
- Restricciones del sistema de transmisión o fenómenos de estabilidad dinámicos.
- Monitoreo de la frecuencia eléctrica.
- Monitoreo de los Planes de Defensa contra Contingencias Extremas y Contingencias Críticas.
- Impacto de Instalaciones de transmisión relevantes actuales y futuras, de acuerdo con el plan de obras.
- Monitoreo de islas de acuerdo con los planes de recuperación de servicio vigentes.
- Normalización del registro de medidas (V, I, f, $\Delta f/\Delta t$) en PMU existentes.
- Monitoreo dinámico de unidades de generación que cuentan con PSS y que participan en los modos de oscilaciones presentes en el SEN.
- Monitoreo del desempeño dinámico de instalaciones críticas para la seguridad del sistema.
- Centros de generación con capacidad instalada mayor a 200 MW para centrales sincrónicas, y mayor a 100 MW para centrales solares y eólicas.

3 Antecedentes

3.1 Estado actual de la red WAMS y puntos de monitoreo

De acuerdo con los resultados de los estudios anteriores, se presenta en la Tabla 3.1 el listado de los puntos de monitoreo requeridos previo al presente estudio y su estado actual de implementación.

Tabla 3.1 Puntos actuales de monitoreo al norte de S/E Nogales. **E/C:** En Construcción, **E/S:** En Servicio

N° PMU	Zona	S/E	Coordinado responsable	Instalación a monitorear	Estado actual
1	Norte Grande	Lagunas	Transec	Crucero - María Elena - Lagunas 220kV	E/S
2		Parinacota	Transemel	Parinacota - Cóndores 220kV	E/C
3		Tarapacá	Transec	Tarapacá - Cóndores 220kV	E/C
4		Collahuasi	CMDIC	Encuentro - Collahuasi 220kV C1	E/S
5		Crucero	Transec	Crucero - Encuentro 220kV C1	E/S
6		Kimal	Transec	Kimal - Laberinto 220kV C1	E/C
7			Transec	Kimal - Los Changos 500 kV C1	E/C
8		Tocopilla	Engie	Tocopilla - Crucero 220kV C1	E/S
9		Angamos	AES Gener	Angamos - Kapatur 220kV C2	E/S
10		Domeyko	Minera Escondida	Domeyko - Laguna Seca 220kV C1	E/S
11			Minera Escondida	Domeyko - Puri 220kV C1	E/C
12			Minera Escondida	SVC de S/E Domeyko	E/C
13		Atacama	Transec	O'higgins - Atacama 220kV C1	E/C
14		Andes	AES Gener	Andes - Salta 345kV	E/S
15			AES Gener	Barra BP1 y BP2 345kV	E/S
16		Salta	AES Gener	Andes - Salta 345kV	E/S
17		Chacaya	Engie	Chacaya - Mejillones 220kV C1	E/S
18		Kapatur	Transec	Kapatur - Los Changos 220kV C1	E/S
19		Bolero	Helio Atacama Tres	PFV Bolero	E/C
20		El Arriero	EGP del Sur	PE Sierra Gorda	E/C
21		Rande	EGP del Sur	PFV Finis Terrae	E/C
22		C. Tocopilla	Engie	U16	E/S
23		C. IEM	Engie	IEM1	E/S
24		C. Kelar	Tamakaya	TG1	E/C
25			Tamakaya	TG2	E/C
26		C. Mejillones	Engie	CTM3 TG	E/S
27		C. Angamos	AES Gener	ANG1	E/C
28		C. Cochrane	AES Gener	CCH2	E/C
29		C. Norgener	AES Gener	NTO1	E/C
30		Laberinto	CTNG	Laberinto - Kapatur 220kV C1	E/C
31		O'Higgins	CTNG	O'Higgins - Kapatur 220kV C1	E/C
32		Cerro Dominador	Atacama Generación	PFV Cerro Dominador	E/C
33		C. Cerro Dominador	Cerro Dominador CSP	Lado AT Transformador Elevador Cerro Dominador CSP	E/C
34		Granja Solar	María Elena Solar	PFV Granja Solar	E/C
35		Atacama Solar II	Atacama Solar	Lado AT Transformador Elevador SE Atacama Solar II	E/C
36		C. Angamos	Empresa Eléctrica Angamos	ANG2	E/C
37		Finis Terrae	EGP del Sur	Lado AT Transformador Elevador PFV Finis Terrae Etapa I	E/C
38		San Pedro	GPG Solar Chile 2017	Lado AT Transformador Elevador PFV San Pedro	E/C
39		Nuevo Quillagua	PE Quillagua	Lado AT Transformador Elevador PFV Nuevo Quillagua	E/C
40		Santa Isabel	SGF	Lado AT Transformador Elevador PFV Santa Isabel Etapa I	E/C
41		Tchamma	AR Tchamma	Lado AT Transformador Elevador PE Tchamma	E/C
42		Cerro Tigre	AR Cerro Tigre	Lado AT Transformador Elevador PE Cerro Tigre	E/C

N° PMU	Zona	S/E	Coordinado responsable	Instalación a monitorear	Estado actual	
43		Sol de Lila	EGP del Sur	Lado AT Transformador Elevador PFV Sol de Lila	E/C	
44		Sol del Desierto	PSFV Sol del Desierto	Lado AT Transformador Elevador PFV Sol del Desierto	E/C	
45		Pampa Tigre	AR Pampa	Lado AT Transformador Elevador PFV Pampa Tigre	E/C	
46		Domeyko	EGP del Sur	Lado AT Transformador Elevador PFV Domeyko	E/C	
47		Ckani	AR Alto Loa	Lado AT Transformador Elevador PE Ckani	E/C	
48		Clama	Engie Energía Chile	Lado AT Transformador Elevador PE Calama	E/C	
49		Coya	PV Coya	Lado AT Transformador Elevador PFV Coya	E/C	
50		Arica	Engie	Lado 66kV Autotransformador N°3 SE Arica	E/C	
51		Norte Chico	Los Changos	TEN	Los Changos - Cumbres 500kV C1	E/S
52			Cumbres	TEN	Cumbres - N. Cardones 500kV C2	E/S
53	D. de Almagro		Transelec	Diego de Almagro - Carrera Pinto 220kV C1	E/S	
54			Transelec	SVC Plus de S/E Diego de Almagro	E/C	
55			Transelec	Lado 110kV Autotransformador N°3 SE Diego de Almagro	E/S	
56	Cardones		Eletrans	Cardones - Diego de Almagro 220kV C1	E/C	
57			Transelec	CER de S/E Cardones	E/C	
58	N. Cardones		Interchile	N. Cardones - N. Maitencillo 500kV C1	E/S	
59	Maitencillo		Guacolda	Maitencillo - Guacolda 220kV C1	E/S	
60			Transelec	Maitencillo - Don Héctor 220kV C1	E/S	
61			Transelec	Maitencillo - Don Héctor 220kV C2	E/C	
62	N. Maitencillo		Interchile	N. Maitencillo - N. Pan de Azúcar 500kV C2	E/S	
63	Punta Colorada		Transelec	P. de Azúcar - Punta Colorada 220kV C1	E/S	
64	Pan de Azúcar		Transelec	Pan de Azúcar - Don Goyo 220kV C2	E/S	
65			Transelec	Pan de Azúcar - La Cebada 220kV C1	E/C	
66	N. Pan de Azúcar		Interchile	N. Pan de Azúcar - Polpaico 500kV C1	E/C	
67			Interchile	Lado AT Transformador SVC Plus SE N. Pan de Azúcar	E/C	
68			Interchile	Lado AT Transformador SVC Plus SE N. Pan de Azúcar	E/C	
69	Conejo		Conejo Solar	PFV Conejo Solar	E/C	
70	Luz del Norte		Luz del Norte	PFV Luz del Norte	E/C	
71	Llano de Llampos		Amanecer Solar	PFV Llano de Llampos	E/C	
72	El Romero		Acciona	PFV El Romero	E/C	
73	El Pelicano		El Pelicano	PFV El Pelicano	E/C	
74	San Juan		San Juan	PE San Juan	E/C	
75	El Arrayán		El Arrayán	PE El Arrayán	E/C	
76	Don Goyo		Los Cururos	PE Los Cururos	E/C	
77	Cabo Leones I		Cabo Leones I	PE Cabo Leones I	E/C	
78	Cabo Leones II		Ibereólica	Lado AT Transformador SE Cabo Leones II	E/C	
79	Sarco		Aela Eólcia Sarco	PE Sarco	E/C	
80	Río Escondido		AR Escondido	Lado AT Transformador Elevador PFV Río Escondido	E/C	
81	Campos del Sol		EGP del Sur	Lado AT Transformador Elevador PFV Campos del Sol	E/C	
82	Malgarida II		Acciona	Lado AT Transformador Elevador PFV Malgarida II	E/C	
83	Valle Escondido		AR Valle Escondido	Lado AT Transformador Elevador PFV Valle Escondido	E/C	
84	Las Palmas		Transelec	Las Palmas - Los Vilos 220kV C1	E/C	
85	C. Nehuenco		Colbún	TG	E/C	
86	C. Nehuenco II		Colbún	TG	E/C	
87	C. San Isidro		Enel Generación	TG	E/C	
88	C. San Isidro II		Enel Generación	TG	E/C	
89	Los Vilos		Transelec	Los Vilos - Nogales 220kV C2	E/S	
90	V Región		C Quintero	Enel Generación	TG1	E/C
91	Centro	Nogales	Transelec	Los Vilos - Tap Doña Carmen - Nogales 220kV C1	E/S	
92			Transelec	Nogales - Quillota 220kV C1	E/S	
93		San Luis	Transquillota	San Luis - Quillota 220kV C1	E/S	
94		Polpaico	Transelec	Polpaico - Alto Jahuel 500kV C2	E/S	
95		Lo Aguirre	Transelec	Lo Aguirre - Alto Jahuel 500kV C1	E/S	

N° PMU	Zona	S/E	Coordinado responsable	Instalación a monitorear	Estado actual	
96	Alto Jahuel		Transelec	Lo Aguirre - Alto Jahuel 500kV C2	E/S	
97		Las Vegas	Chilquinta	Las Vegas - San Pedro 110kV C1	E/C	
98		Alto Jahuel		Transelec	Lado 154kV Trafo A. Jahuel	E/S
99				Transelec	Ancoa - Alto Jahuel 500kV C1	E/S
100				Transelec	Ancoa - Alto Jahuel 500kV C2	E/S
101				AJTE	Ancoa - Alto Jahuel 500kV C3	E/S
102		Quilapilún	Chungungo	PFV Quilapilún	E/C	
103		C. Nueva Renca	G. Metropolitana	TG	E/C	
104		C. Las Lajas	Alto Maipo	U1	E/C	
105		C. Alfalfal	Alto Maipo	U1	E/C	
106		C. Campiche	AES Gener	Central Campiche	E/C	
107		Agua Santa	Chilquinta	Agua Santa - Miraflores 110kV C1	E/C	
108		C. Chacayes	Pacific Hydro Chacayes	U1	E/S	
109		C. Colbún	Colbún	U2	E/C	
110	C. Pehuenche	Enel Generación	U2	E/C		
111	154kV	Itahue	Transelec	Itahue - Curillínque 154kV	E/S	
112			Transelec	Lado 154kV Trafo Itahue	E/S	
113		C. Curillínque	Enel Generación	U1	E/S	
114		Tinguiririca		Tinguiririca - La Higuera 154kV C2	E/S	
115				Tinguiririca - Tap Malloa 154kV C1	E/C	
116				Tinguiririca - Tap Malloa 154kV C2	E/S	
117		C. La Confluencia	Tinguiririca Energía	U1	E/S	
118		C. La Higuera	Tinguiririca Energía	U2	E/S	
119	Centro-Sur	Colbún	Colbún Transmisión	Colbún - Candelaria 220kV C1	E/S	
120		Ancoa	Transelec	Ancoa - Pehuenche 220kV C1	E/S	
121			AJTE	Ancoa - Alto Jahuel 500kV C4	E/S	
122			Transelec	Ancoa - Alto Jahuel 500kV C1	E/S	
123		Entre Ríos	Transelec	Entre Ríos - Ancoa 500kV C2	E/S	
124		Charrúa		Charrúa - Pangué 220kV	E/S	
125				Charrúa - Antuco 220kV C1	E/S	
126				Charrúa - Palmucho 220kV	E/S	
127				Charrúa - Entre Ríos 500kV C1	E/S	
128		C. Antuco	Enel Generación	U1	E/C	
129		C. El Toro	Enel Generación	U3	E/C	
130		C. Pangué	Enel Generación	U2	E/C	
131		C. Ralco	Enel Generación	U1	E/C	
132	Concepción	Concepción	Transelec	Concepción - San Vicente 154kV C1	E/S	
133		Coronel	CGE	Coronel - Bocamina 154kV C1	E/S	
134	Sur	Valdivia	Transelec	Valdivia - Pichirropulli 220kV C2	E/S	
135		Rahue	Transelec	Pichirropulli - Rahue 220kV C1	E/S	
136		Puerto Montt		Puerto Montt - Canutillar 220kV C1	E/S	
137				CER de S/E Puerto Montt	E/S	
138		Melipulli	STS	Melipulli - Pargua 220kV	E/C	
139		C. Angostura	Colbún	U1	E/C	
140		C. Canutillar	Colbún	U2	E/C	
141		C. Rucatayo	Rucatayo	U1	E/C	
142		Ciruelos	Transelec	Río Toltén - Ciruelos 220kV C2	E/S	
143		Aurora	Aela Eólica Llanquihue	PE Aurora	E/C	
144		San Gabriel	Parque Eólico San Gabriel	PE San Gabriel	E/C	
145	Malleco	Wpd Malleco	Lado AT Transformador Elevador PE Malleco Fase I	E/C		
146	Renaico	EGP del Sur	Lado AT Transformador Elevador PE Renaico II	E/C		
147	Malleco	Wpd Malleco	Lado AT Transformador Elevador PE Malleco Fase II	E/C		
148	Los Olmos	Energía Eólica Los Olmos	Lado AT Transformador Elevador PE Los Olmos	E/C		

N° PMU	Zona	S/E	Coordinado responsable	Instalación a monitorear	Estado actual
149		Puelche Sur	AR Puelche Sur	Lado AT Transformador Elevador PE Puelche Sur	E/C
150		Pichirropulli	Transelec	Pichirropulli - Nueva Puerto Montt 500kV C1	E/C
151		N. Puerto Montt	Transelec	Pichirropulli - Nueva Puerto Montt 500kV C2	E/C

3.2 Arquitectura de la red WAMS del Coordinador

Actualmente, el MMF del Coordinador está implementado a través de una arquitectura distribuida, mediante un PDC Corporativo ubicado en el *datacenter* de Movistar Apoquindo, y cinco PDC Locales ubicados en las SS/EE Crucero, Maitencillo, Alto Jahuel, Ancoa y Charrúa. Estos PDC locales reciben los datos directamente de las PMU del SEN, y sólo cumplen funciones de almacenamiento y comunicación de datos hacia el PDC Corporativo. La arquitectura distribuida de la red del MMF se observa en la Figura 3.1. Esta arquitectura privilegia la flexibilidad y expansibilidad de la red y otorga los niveles básicos de confiabilidad y disponibilidad de la información.

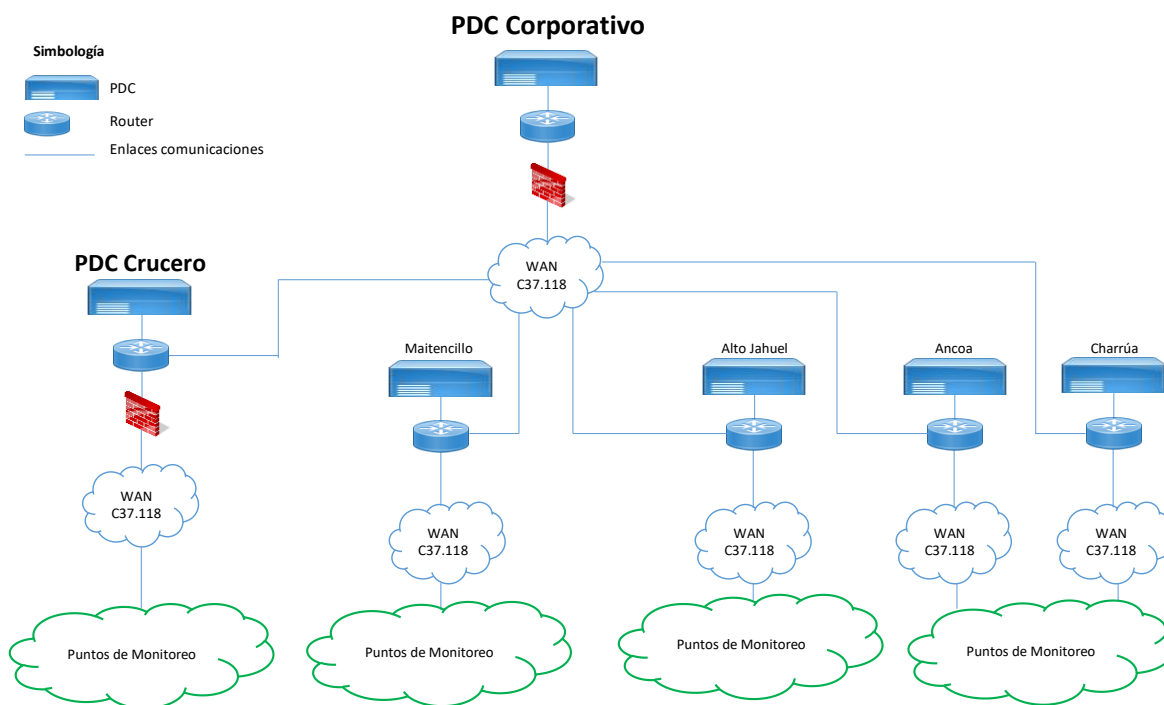


Figura 3.1 Diagrama esquemático de la arquitectura de la plataforma WAMS del Coordinador.

Respecto del software de monitoreo y aplicaciones, en el PDC Corporativo se encuentra instalada la plataforma WAProtector, la cual cuenta principalmente con las siguientes aplicaciones:

- Detector de diferencia angular.
- Detector de oscilaciones de baja frecuencia (0.001Hz-7.5Hz).
- Detector de fuentes de oscilación.
- Detector de rango de frecuencia.
- Detector de isla.

- Detector de tasas de cambio de variables.
- Detector de niveles (altos/bajos) de variables.
- Detector de estabilidad de tensión (curva PV).
- Detector de desbalances de tensión y corrientes.
- Cálculo de parámetros de líneas en tiempo real.

El protocolo de transferencia de datos fasoriales corresponde al estándar IEEE C37.118. Además, con el objetivo de aumentar la disponibilidad de datos, se establecieron requerimientos de sincronización de datos frente a la pérdida de comunicación entre los PDC Locales y el PDC Corporativo. De esta manera, ante pérdidas de comunicaciones entre PDC, los datos son almacenados en los PDC Locales y enviados al PDC Corporativo una vez restablecida la comunicación. Los requerimientos particulares de este ítem se detallan en la sección 4.8.

Se mantiene la arquitectura actual del MMF, no obstante, ante el copamiento de la capacidad del PDC Crucero, se está evaluando la necesidad de implementar un nuevo PDC local que permita concentrar y comunicar la información proveniente de las PMU ubicadas en el Norte Grande del SEN.

4 Requerimientos de nuevos puntos de monitoreo

4.1 Plan de Obras 2021-2022

Se consideran y evalúan todas las obras declaradas en construcción por la CNE al 30 de junio de 2021, y con una fecha de puesta en servicio hasta el 31 de diciembre de 2022.

A partir de los proyectos de generación y transmisión señalados, se determina la necesidad de implementar nuevos puntos de monitoreo, teniendo en cuenta las modificaciones topológicas que introducen, esto es, que originen conexiones provisorias en Tap-Off, seccionamiento de circuitos de una línea del sistema de transmisión nacional o nuevas subestaciones que modifiquen la topología de líneas con PMU existentes. Por otra parte, se identifican los proyectos de generación con potencia instalada mayor a 200 MW en el caso de unidades generadoras sincrónicas, y con potencia instalada mayor o igual a 100 MW en el caso de centrales de tecnología solar o eólica. Cabe señalar que a partir del plan de obras no se establecieron requerimientos de monitoreo adicionales asociados a proyectos de transmisión.

A continuación, en la Tabla 4.1 se presenta la lista de obras de generación que se consideran en el análisis, y que tienen fecha de puesta en servicio hasta el 31 de diciembre de 2022.

Tabla 4.1 Puntos de monitoreo del SEN determinados a partir del plan de obras de Junio-21.

Nombre Empresa	Nombre Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Tipo de Tecnología	Potencia Neta Total [MW]	Punto de Conexión
Ibereólica Cabo Leones III SpA	Cabo Leones III Fase 2	may-21	Eólico	110	S/E Central Parque Eólico Cabo Leones I 33 kV
Engie Energía Chile S.A.	PV Tamaya Solar	jun-21	Solar Fotovoltaico	114	S/E Tamaya 110 kV
AR Llanos del Viento SpA	PE Llanos del Viento	ago-21	Eólico	156,1	S/E O'Higgins 220 kV
Enel Green Power Chile S.A.	Valle del Sol	ago-21	Solar Fotovoltaico	149,9	S/E Miraje 220 kV
Colbún S.A.	Diego de Almagro Sur	sep-21	Solar Fotovoltaico	208	S/E Illapa 220 kV
Andes Solar SpA	Andes IIB	oct-21	Solar Fotovoltaico + BESS	112,5	S/E Andes 220 kV
AustrianSolar Chile Tres SpA	Sol de Varas	mar-22	Solar Fotovoltaico	100,8	S/E Luz del Norte 220 kV
Enel Green Power SpA	Campos del Sol II	mar-22	Solar Fotovoltaico	369,6	S/E Illapa 220 kV
Solar Elena SpA	Proyecto Solar Fotovoltaico Elena - Primera Etapa	jun-22	Solar Fotovoltaico	270	S/E Kimal 220 kV

4.2 Evaluación de los Estudios establecidos en la Norma Técnica de SyCS y la Norma Técnica de SSSC

A partir del análisis de los estudios vigentes requeridos por el Capítulo 6 de la NT SyCS y el Capítulo 3 de la NT SSSC, se determinó la necesidad de nuevos puntos de monitoreo.

4.2.1 Restricciones de Transmisión por estabilidad de tensión

En el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión (ERST) de diciembre de 2020, se determinaron las máximas transferencias post-contingencia por el sistema de transmisión nacional. Particularmente, en aquellas líneas afectas a problemas asociados a regulación y estabilidad de tensión, se realizaron sensibilizaciones mediante el aumento de transferencias, determinándose sus límites por estabilidad de tensión.

La evaluación de las restricciones en el STN contempla las limitaciones impuestas por las capacidades térmicas de las líneas y los elementos serie del sistema de transmisión, las limitaciones operacionales por estabilidad de tensión, estabilidad de frecuencia, estabilidad transitoria y permanente, de acuerdo con las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en el Capítulo 5 de la NT SyCS.

En el ERST se establecen las transferencias máximas por estabilidad de tensión para las líneas de gran longitud, así como por regulación de tensión en los extremos de dichas líneas. En la Tabla 4.2 se muestran aquellos tramos con límites en condición post contingencia para las zonas Norte Grande, Norte Chico, 500 kV y Sur del SEN.

Tabla 4.2 : Líneas del SEN con restricciones de transferencias que presentan condiciones de inestabilidad de tensión post-contingencia

Tramo	Circuito	Cap. Elementos Serie [MVA]	Máx. Transf. ¹ por Est. [MW]	Máx. Transf. ¹ por Reg. de tensión [MW]	Causa
Changos – Cumbre 500kV	C1	CCSS 2x1585	Norte → Sur 1430	Norte → Sur 1730 Sur → Norte 1860	Norte → Sur: Amortiguamiento Sur → Norte Reg. de tensión
Changos – Cumbre 500kV	C2	2x2140 (15 min)	Sur → Norte 1915		
Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500kV	C1	CCSS 2x1700	Norte → Sur 2015	Norte → Sur 1945 Sur → Norte 2040	Norte → Sur Reg. de tensión Sur → Norte <u>Reg. de tensión</u>
Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500kV	C2	2x2210 (15 min)	Sur → Norte 2060		
Rahue – Frutillar Norte 220kV	C1	195	99	74	Est. de tensión
Rahue – Frutillar Norte 220kV	C2	147			
Frutillar Norte – Puerto Montt 220kV	C1	195	96	68	Est. de tensión
Frutillar Norte– Puerto Montt 220kV	C2	147	101		

¹ Límites post contingencia

Para los tramos Changos – Cumbre 500kV, Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, Rahue – Frutillar Norte 220 kV y Frutillar Norte – Puerto Montt 220 kV indicados en la Tabla 4.2, se evalúa la necesidad de instalar puntos de monitoreo adicionales.

- **Tramo Changos – Cumbre 500 kV**

Este tramo presenta limitaciones de transferencia norte → sur postcontingencia de 1430 [MW] para la falla de un circuito del mismo tramo.

En condiciones de operación con transferencias sur → norte el límite de transferencia postcontingencia es de 1860 [MW] para la falla de un circuito del mismo tramo.

Actualmente, se cuenta con unidades PMU en S/E Changos y S/E Cumbre por lo que no se establecen nuevos puntos de monitoreo adicionales.

- **Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV**

Este tramo presenta limitaciones de transferencia norte → sur postcontingencia de 1945 [MW] por regulación de tensión para la falla de un circuito del mismo tramo.

En condiciones de operación con transferencia sur → norte el límite de transferencia postcontingencia es de 2040 [MW] para la falla de un circuito del mismo tramo.

Tanto en S/E Nueva Maitencillo como en S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV hay puntos de monitoreo instruidos, por lo que no se establecen puntos de monitoreo adicionales.

- **Tramos Rahue – Frutillar Norte 220 kV y Frutillar Norte – Puerto Montt 220 kV**

Estos tramos presentan limitaciones de transferencia postcontingencia por estabilidad de tensión de 78 [MW] entre S/E Rahue y S/E Frutillar Norte, y de 68 [MW] entre S/E Frutillar Norte y S/E Puerto Montt ante la salida de una unidad de Canutillar, considerando las dos unidades de Canutillar en servicio y el CER de Puerto Montt fuera de servicio. Dado que en S/E Rahue y S/E Puerto Montt se cuenta con unidades PMU para el monitoreo de la tensión, no se establece un nuevo punto de monitoreo adicional.

Considerando estos antecedentes, en este Estudio no se establece la necesidad de nuevos puntos de monitoreo para el monitoreo de limitaciones asociadas a estabilidad o regulación de tensión.

En la Tabla 4.3 se resumen los puntos de monitoreo requeridos en los estudios anteriores en tramos que presentaban limitaciones por estabilidad o regulación de tensión.

Tabla 4.3 Tramos con puntos de monitoreo por restricciones de transferencia instruidos en estudios anteriores.

Área	Tramo	Estado PMU	Ubicación PMU
Norte Grande	Laberinto – Kapatur 2x220kV	E/C	J11 de S/E Laberinto
	O’Higgins – Kapatur 2x220kV	E/C	J7 de S/E O’Higgins
	Los Changos – Cumbre 2x500 kV	E/S	K6 de S/E Los Changos
	Los Changos – Cumbre 2x500 kV	E/S	K3 de S/E Cumbre
Norte Chico	P. de Azúcar – P. Colorada 2x220kV	E/S	J4/J5 de S/E Punta Colorada
		E/S	J3 de S/E Pan de Azúcar
		E/S	J4 de S/E Pan de Azúcar
	P. de Azúcar – Nogales 2x220kV	E/S	J3 de S/E Pan de Azúcar
		E/S	J4 de S/E Pan de Azúcar
		E/C	J4 de S/E Las Palmas
		E/S	J2 de S/E Los Vilos
		E/S	J7/J8 S/E Nogales
Centro	Ancoa – Alto Jahuel 500kV	E/S	K1 de S/E Alto Jahuel
		E/S	K2 de S/E Alto Jahuel
		E/S	K5 de S/E Alto Jahuel
		E/S	K6 de S/E Ancoa
Sur	Río Toltén – Ciruelos 220 kV	E/S	J6 de S/E Ciruelos
	Pichirropulli – Rahue 220 kV	E/S	J2 de S/E Rahue
	Rahue – Frutillar Norte 220 kV	E/S	J2 de S/E Rahue
	Frutillar Norte – Puerto Montt 220 kV	E/S	J3 de S/E Puerto Montt

4.2.2 Control de tensión

En el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva (ECTyRPR) publicado en junio de 2021, se determinaron las barras más débiles en cada Área de Control de Tensión (ACT) del SEN, tanto para condiciones de pre y post contingencia. En todas las condiciones y escenarios analizados se cumple con los límites de tensión establecidos en la NT SyCS. Se realizó un levantamiento de la disponibilidad de puntos de monitoreo en las vecindades de dichas barras.

Por otro lado, también se identificaron, para cada ACT, los recursos más críticos para el control de tensión, en términos de la incidencia $\partial Q_{iny}/\partial Q_{barra}$ sobre las barras más débiles del área, y se evaluó la disponibilidad de puntos de monitoreo en las cercanías de dichos recursos.

ACT Norte Grande

El área Norte Grande corresponde a las instalaciones desde la S/E Los Changos hacia el norte y se distinguen dos subáreas de CT: subárea norte, que se compone por las SS/EE O'higgins y Laberinto al norte, y la subárea sur, compuesta principalmente por las barras de 220kV de SS/EE Andes, Nueva Zaldívar, Domeyko y Puri.

Se identificó que, en estado pre y post contingencia, la barra más débil de la subárea norte corresponde a Parinacota 220 kV. Esta condición fue identificada en estudios anteriores, en donde se instruyó una PMU que actualmente se encuentra en construcción. Por otro lado, en esta subárea los recursos de control de tensión con mayor incidencia corresponden a las centrales Cerro Dominador, Norgener, Cochrane, Angamos, el Complejo Chacaya y la unidad IEM.

En cuanto a la subárea sur, la barra más débil corresponde a Andes 220 kV. El único recurso que permite el control dinámico de tensión en esta subárea corresponde al SVC Domeyko. Actualmente, hay una PMU en construcción para la S/E Parinacota y en S/E Andes se tiene monitoreo en la barra de 345 kV y en la línea Andes – Salta 345 kV, mediante la cual se monitorea indirectamente Andes 220 kV.

ACT Norte Chico

En el área Norte Chico se distinguen dos subáreas de control de tensión: subárea norte entre las subestaciones Paposo 220 kV, Illapa 220 kV y Cumbre 220 kV, y la subárea centro-sur, que incluye los sistemas de 500, 220 y 110 kV entre las barras de 500 kV de S/E Los Changos, por el norte, y las barras de 500 kV de S/E Polpaico, y de 220 kV de S/E los Vilos, por el sur.

La barra más débil de la subárea norte del ACT Norte Chico pre y post contingencia corresponde a la barra de 220 kV de la S/E Paposo. Por otra parte, el único recurso que permite el control dinámico de la tensión dentro de esta subárea corresponde al SVC Plus de Diego de Almagro. Se encuentra en construcción la PMU instruida en el Parque Conejo Solar, punto más cercano de monitoreo para la tensión de las barras de 220 kV de S/E Paposo.

En relación con la subárea centro-sur, las barras más débiles pre y post contingencia corresponden a las de la S/E Don Héctor 220 kV y S/E Las Palmas. Los recursos más eficaces para el control de tensión corresponden al CER de Cardones, CER de Pan de Azúcar y los SVC de Nueva Pan de Azúcar. Se cuenta actualmente con PMU en S/E Cumbre 500 kV y S/E Punta Colorada 220 kV.

ACT Centro – Norte

Esta área de control está conformada por los sistemas de 500, 220 y 110 kV de la zona centro del SEN, comprendidos, desde el norte entre las barras de Los Vilos 220 kV y las barras de Polpaico 500 kV, y desde el sur, por las barras de Alto Jahuel 500, 220, 110 kV. Se considera, además, una subárea correspondiente a la Región Metropolitana 220 y 110 kV, y una subárea correspondiente a la Quinta región Costa 220 y 110 kV.

En esta área, se identificaron las barras de Lo Aguirre 220 kV, Almendros 220 kV y Agua Santa 110 kV como las más débiles en operación normal y post contingencia No se determinan necesidades de puntos de monitoreo adicionales.

La subárea centro norte 500 y 220 kV está comprendida entre las subestaciones Polpaico 500 kV y los Vilos 220 kV por el norte y las barras de 500, 220 y 110 kV de S/E Alto Jahuel por el sur, e incluye los sistemas de 500, 220 y 110 kV. Está compuesta por tres subáreas, correspondientes al área Centro 500 y 220 kV, a la Región Metropolitana 220 y 110 kV, y a la Quinta Región Costa 220 y 110 kV.

Con respecto a la subárea Centro 500 y 220 kV, las barras más sensibles post contingencia corresponden a las de S/E Polpaico 500 kV y la S/E Lo Aguirre 220 kV. Los aportes de potencia reactiva más eficaces corresponden al STATCOM de Cerro Navia y CER de Polpaico. No se determinan necesidades de puntos de monitoreo adicionales.

En relación con la subárea Región Metropolitana, la barra más débil pre y post contingencia corresponde a la de S/E El Salto 220 kV. Los aportes de reactivos más eficaces corresponden a las unidades de las centrales Alfalfal, Alfalfal 2 y Las Lajas. No se determinan necesidades de puntos de monitoreo adicionales.

Finalmente, para la subárea V Región, la barra más débil pre y post contingencia corresponde a la de S/E Las Vegas 110 kV. Los aportes de reactivos más eficaces corresponden a central Nueva Ventanas. No se determinan necesidades de puntos de monitoreo adicionales.

ACT Centro – Sur

El ACT Centro – Sur se divide en tres subáreas: subárea 500/220 kV, subárea 154 kV y subárea de Concepción.

Las barras más sensibles de la subárea Centro – Sur 500/220 kV corresponden a las de S/E Entre Ríos 500 kV y de S/E Río Malleco 220 kV. Para las SS/EE Alto Jahuel y Ancoa se destaca la efectividad en el T de las centrales Colbún, Machicura, Loma Alta y Los Hierros; para las SS/EE Entre Ríos y Charrúa 500 kV se destaca la efectividad en el CT de las centrales Santa María, Abanico, Ralco y Antuco; en las SS/EE de 220 kV hacia el norte de Ancoa se destaca la efectividad de las centrales Chacayes, Colbun, Machicura y Loma Alta; hacia el sur de SS/EE Entre Ríos 220 kV la mayor efectividad la presentan las centrales Santa María, Abanico, Angostura, Pangue y Rucúe.

Con respecto a esta subárea, se determina la necesidad de un nuevo punto de monitoreo en S/E Río Malleco 220 kV.

Para la subárea 154 kV las barras más sensibles corresponden a las barras de 154 kV de S/E Rancagua y S/E Parral. Los recursos internos que entregan una mayor efectividad en el CT son Convento Viejo, La Higuera, Confluencia, Currillínque y Lircay. No se determinan necesidades de puntos de monitoreo adicionales.

Para la subárea Concepción las barras más sensibles corresponden a las de S/E Concepción 220 kV y de S/E Coronel 154 kV. Los principales recursos internos corresponden a Central PetroPower y Bocamina II¹. No se determinan necesidades de puntos de monitoreo adicionales.

ACT Sur

¹ La Central Bocamina II será retirada en mayo de 2022, de acuerdo con el Plan de Descarbonización nacional.
Estudio para la Implementación del Módulo de Medición Fasorial – Julio 2021

Las barras más débiles en condiciones pre y post contingencia corresponden a las barras de las SS/EE Pargua, Nueva Ancud 220 kV y Chiloé 220 kV. La central Valdivia resulta ser efectiva para controlar tensión desde las SS/EE Cautín a Valdivia y el CER de Puerto Montt para las barras de Nueva Pichirropulli hacia el sur. No se determinan necesidades de puntos de monitoreo adicionales.

A continuación, se resumen las barras más débiles en condición pre y post contingencia por área.

Tabla 4.4 Barras débiles en condición pre y post-contingencia por área y subárea de control de tensión

ACT	Subárea	Barra más débil	Estado PMU	Punto de monitoreo
Norte Grande	Norte	Parinacota 220 kV	E/C	Paño JT1 de S/E Parinacota
	Sur	Andes 220 kV	E/S ²	Barra 354 kV de S/E Andes
Norte Chico	Norte	Paposo 220 kV	E/C	Paño JL1 S/E Conejo Solar
	Centro – Sur	Don Héctor 220 kV Las Palmas 220kV	E/S ²	Paños J3 - J4 de S/E Maitencillo
Centro –Norte	Centro – Norte 500 y 220 kV	Polpaico 500 kV Lo Aguirre 220 kV	E/S E/S ²	Paño K1 de S/E Polpaico Paño K5/K6 de S/E Lo Aguirre
	Región Metropolitana	El Salto 220 kV	E/S ²	Paño K1 de S/E Polpaico
	V Región	Las Vegas 110 kV	E/C	Paño H3 de S/E Las Vegas
Centro - Sur	Centro – Sur 500 y 220 kV	Entre Ríos 500 kV Río Malleco 220 kV	E/S Nuevo punto	Paño K13/K14 de S/E Entre Ríos Paño J4/J5 de S/E Río Malleco
	154 kV	Rancagua 154 kV Parral 154 kV	E/S ²	Paños A9 y A10 de S/E Tinguiririca
	Concepción	Concepción 220 kV Coronel 154 kV	E/S ² E/S ²	Paño A3 de S/E Concepción Paño A1 de S/E Coronel
Sur	---	Pargua 220 kV Nueva Ancud 220 kV Chiloé 220 kV	E/S ² E/C ²	Paño J4 de S/E Puerto Montt Paño JL1 S/E Melipulli

En cuanto al uso de recursos para el control de tensión y la necesidad de observar la respuesta dinámica de los equipos de compensación reactiva que prestan este servicio, a excepción del SVC de Nueva Pan de Azúcar ya existen equipos PMU instruidos para los CER/SVC del norte chico y norte grande con capacidad de inyección superior o igual a 100 MVAR, así como en el CER de Puerto Montt. En la Tabla 4.5 se observan los puntos de monitoreo asociados a los recursos de control de tensión por compensación reactiva.

Tabla 4.5 Puntos de monitoreo de equipos de compensación reactiva que prestan control de tensión.

Área	Subárea	S/E	Paño	Equipo a monitorear	Estado PMU
Norte Grande	Norte	Domeyko	J10	SVC Domeyko	E/C

² La tensión de la barra puede ser monitoreada indirectamente a través del punto de monitoreo indicado, por lo que no se consideran PMU adicionales.

Área	Subárea	S/E	Paño	Equipo a monitorear	Estado PMU
Norte Chico	Norte	Diego de Almagro	JT6	SVC Plus Diego de Almagro	E/C
	Centro Sur	Cardones	JT4	CER Cardones	E/C
		Nueva Pan de Azúcar	K3	SVC Plus Nueva Pan de Azúcar	E/C
		Nueva Pan de Azúcar	K6	SVC Plus Nueva Pan de Azúcar	E/C
Sur	---	Puerto Montt	JT41/JT42	CER Puerto Montt	E/C

4.2.3 Plan de Recuperación de Servicio

El estudio para Plan de Recuperación de Servicio (PRS) publicado en mayo 2021 especifica las secuencias de maniobras para el restablecimiento del servicio en el sistema y/o en determinada isla eléctrica afectada. Por lo tanto, es necesario monitorear cada isla o zona definida para el PRS, para la posterior sincronización con otra isla o el resto del sistema.

El Norte Grande comprende 7 áreas para el PRS: Arica, Iquique, Tarapacá, Centro, O'Higgins, Capricornio y Cordillera. Para algunas de estas áreas se requieren PMU adicionales de acuerdo con el estudio PRS 2021.

La zona Norte Chico comprende 4 áreas de recuperación: Diego de Almagro, Cardones, Pan de Azúcar e Interconexión. En esta zona, además de las PMU de las SS/EE Diego de Almagro, Cardones, Maitencillo y Pan de Azúcar, y de las PMU instruidas en las SS/EE Nva. Cardones, Nva Maitencillo y Nva. Pan de Azúcar, se requieren PMU adicionales de acuerdo con el estudio PRS 2021.

La zona de la Quinta Región se divide en dos áreas denominadas: Área Costa y Área Valle. Ambas áreas cuentan con PMU instruidas para el monitoreo de esta zona y de acuerdo con lo establecido en este estudio de PRS no se requieren PMU adicionales.

La zona Centro se divide en tres áreas: Área Cerro Navia, Área Alto Jahuel y Área Itahue. Además de las PMU instruidas en estas áreas, se requieren equipos adicionales para el monitoreo de la zona Centro.

La Zona Sur por sus características presenta dos grandes áreas de consumos: Área Biobío y el Área Araucanía. Junto a las PMU instruidas en estas áreas, y de acuerdo con el estudio, para realiza el monitoreo de la zona es necesario instruir PMU adicionales.

A continuación, en la Tabla 4.6 se resumen las divisiones de zonas y áreas para el PRS y la correspondiente PMU para el monitoreo de señales en dicha área.

Tabla 4.6 Zonas y áreas para el PRS y puntos de monitoreo

Zona	Área	Estado actual PMU	Ubicación PMU
Norte Grande	Arica	E/C	Paño BT3 de S/E Arica

Zona	Área	Estado actual PMU	Ubicación PMU
		E/S	Paño J1 de S/E Lagunas
	Iquique	E/S	Paño JT1 de S/E Parinacota
	Tarapacá	E/S	Paño J3 de S/E Tarapacá
	Centro	E/S	Paño J15 de S/E Crucero
		E/S	Paño J6A de S/E Tocopilla
	Capricornio	E/S	Paño J1 de S/E Chacaya
		*	Paño J1 de S/E Mantos Blancos
	O'Higgins	E/S	Paño J3 de S/E Domeyko
		E/C	Paño J3 de S/E Atacama
	Cordillera	E/S	Paño J5 de S/E Angamos
E/C		TG1 de Central Kelar	
Norte Chico	Diego de Almagro	E/S	Paño J1 de S/E Diego de Almagro
	Cardones	E/S	Paño J12 de S/E Cardones
		*	Paño H1 de S/E Central Huasco
	Pan de Azúcar	E/S	Paños J3 y J4 de S/E Pan de Azúcar
		*	Paño HT de S/E Central El Peñón
Interconexión	E/C	Paños K2/K3 de S/E N. Cardones y K7/K8 de S/E N. Maitencillo	
V Región	Costa	E/S	Paños J7/J8 y J8/J9 de S/E Nogales
		E/S	Paño J11/J12 de S/E San Luis
	Valle	E/C	Paño H4 de S/E Las Vegas
Centro	Cerro Navia	E/S	Paño K1 de S/E Polpaico
		E/S	Paño K5/K6 de S/E Lo Aguirre
		E/C	TG1 de Central Quintero
		*	Paño J1 de S/E Rapel
	Alto Jahuel	E/S	Paño K6 de S/E Ancoa
	Itahue	E/S	Paño AT4 de S/E Itahue
E/S		Paños A9 y A10 de S/E Tinguiririca	
Sur	Bío-Bío	E/S	Paños J1, J4, J24 y K1 de S/E Charrúa
		E/C	U3 de Central El Toro
		E/C	U1 de Central Ralco
		E/S	Paño A3 de S/E Concepción
		E/S	Paño A1 de S/E Coronel
	Araucanía	E/S	Paño J3 de la S/E Valdivia
		E/S	Paño J4 de S/E Puerto Montt
		*	Paño B1 de S/E Central Pilmaiquén
		*	Paño B2 de S/E Central Pullinque
		E/C	U2 de Central Canutillar

*Nuevo punto de monitoreo.

4.2.4 Estabilizadores de Sistemas de Potencia

El estudio de estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) vigente, de febrero de 2020, determinó las condiciones de operación y las unidades generadoras para las cuales debe estar operativo este control, de acuerdo con los modos de oscilación más críticos del sistema y con las centrales que poseen mayor participación en ellos.

En estudios anteriores se instruyeron puntos de monitoreo en bornes de unidades generadoras que cuentan con PSS y que participarían en los modos de oscilación que existen en el SEN, por lo tanto, y dado que no se han detectado modos de oscilación adicionales, en el presente estudio no se requieren nuevos puntos de monitoreo asociados a estos fenómenos dinámicos.

4.2.5 Planes de Defensa contra Contingencias Críticas y Extremas – PDCC y PDCE

En el Estudio para el Diseño de Detalle del PDCE [5] se analizaron contingencias de Severidad 6 (fallas en una línea de doble circuito que deriva en la desconexión de ambos circuitos) en las líneas de 2x500kV entre las subestaciones Los Changos y Lo Aguirre. Las fallas analizadas y su efecto en el SEN se muestran en la Tabla 4.7

Tabla 4.7 Contingencias analizadas, su efecto y clasificación

Tramo de 2x500kV	Efecto en el SEN	Clasificación
Los Changos – Cumbre	Riesgo de apagón parcial	Contingencias Crítica
Cumbre – Nueva Cardones	Riesgo de apagón total	Contingencia Extrema
Nueva Cardones – Nueva Maitencillo	Riesgo de apagón total	Contingencia Extrema
Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar	Riesgo de apagón total	Contingencia Extrema
Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	Riesgo de apagón total	Contingencia Extrema
Polpaico – Lo Aguirre	Riesgo de apagón total	Contingencia Extrema

Las fallas de severidad 6 en cualquier tramo del sistema de transmisión de 500kV entre las SS/EE Cumbre y Lo Aguirre, operando con transferencias por sobre los umbrales de potencia detallados en el informe Estudio para el Diseño de Detalle del PDCE, califican como Contingencias Extremas. Estas fallas, que provocan la apertura de ambos circuitos de un tramo de 500kV, originan, con altas transferencias, sobrecargas inadmisibles en los sistemas de transmisión de 220kV y 110kV paralelos al sistema de 500kV, y propician la aparición de fenómenos de inestabilidad transitoria angular y/o de tensión, que rápidamente podrán derivar en la desconexión descontrolada de instalaciones del SEN, poniendo en riesgo su integridad (apagón total).

Considerando el monitoreo del sistema de transmisión de 500 kV, actualmente existen implementadas PMU en, al menos, un circuito de todos los tramos de este sistema. Para el monitoreo del desempeño de los recursos para el control de frecuencia, se disponen de las unidades PMU actualmente en servicio a lo largo de todo el sistema eléctrico.

4.3 Monitoreo de centrales generadoras como fuentes de fenómenos dinámicos

Los criterios para definir el monitoreo de unidades generadoras, en particular, para efectos de identificar las fuentes de generación que originan o participan en fenómenos dinámicos, son:

- Centrales generadoras de tecnología convencional, es decir, hidráulica (de embalse o pasada) y térmica (a carbón, turbinas a gas, ciclos combinados), con capacidad instalada mayor o igual a 200 MW, deberán

adecuar sus instalaciones para permitir instalar puntos de monitoreo en bornes de sus unidades generadoras.

- Parques de generación de tecnología renovable solar o eólica, con capacidad instalada mayor o igual a 100 MW, deberán adecuar sus instalaciones e instalar PMU en el lado AT del o los transformadores elevadores.

Al respecto, no se determinaron necesidades de monitoreo adicionales.

4.4 Requerimientos de monitoreo a partir de la operación real del SEN

A partir de la operación real del Sistema Eléctrico Nacional, no se detectaron necesidades adicionales de monitoreo dinámico, tanto para el monitoreo en tiempo real como para el análisis post-operativo, considerando el estado actual de la red WAMS y los requerimientos de monitoreo establecidos a partir de los estudios del Capítulo 6 de la NT SyCS y del Capítulo 3 de la NT SSCC.

4.5 Ubicación de los puntos de monitoreo

A continuación, se presenta de forma esquemática la ubicación de todos los puntos de monitoreo en instalaciones de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional, considerando el equipamiento definido en los estudios de años anteriores y los nuevos puntos requeridos a partir del presente Estudio.

Los siguientes diagramas son indicativos, y consideran los proyectos de transmisión futuros. Cabe destacar que, en estos diagramas, no se muestran las compensaciones serie ni en derivación (shunt), por lo que en los casos que existan PMU indicadas en paños con dichos equipamientos, se requiere que las medidas de tensión y corriente se obtengan según se indica en la Figura 4.1.

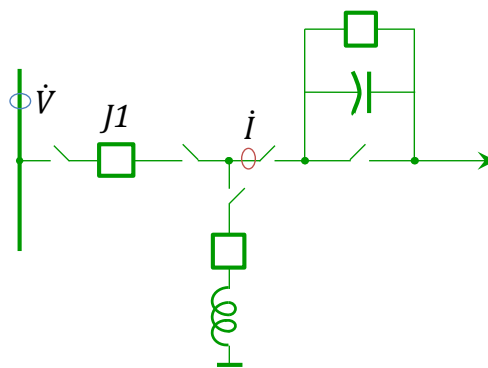


Figura 4.1 Medidas de tensión y corriente en caso de existir compensación serie y/o paralelo en el paño.

4.5.1 Zona Norte Grande

En la Figura 4.2 se muestra la ubicación de los equipos PMU en la Zona Norte Grande.

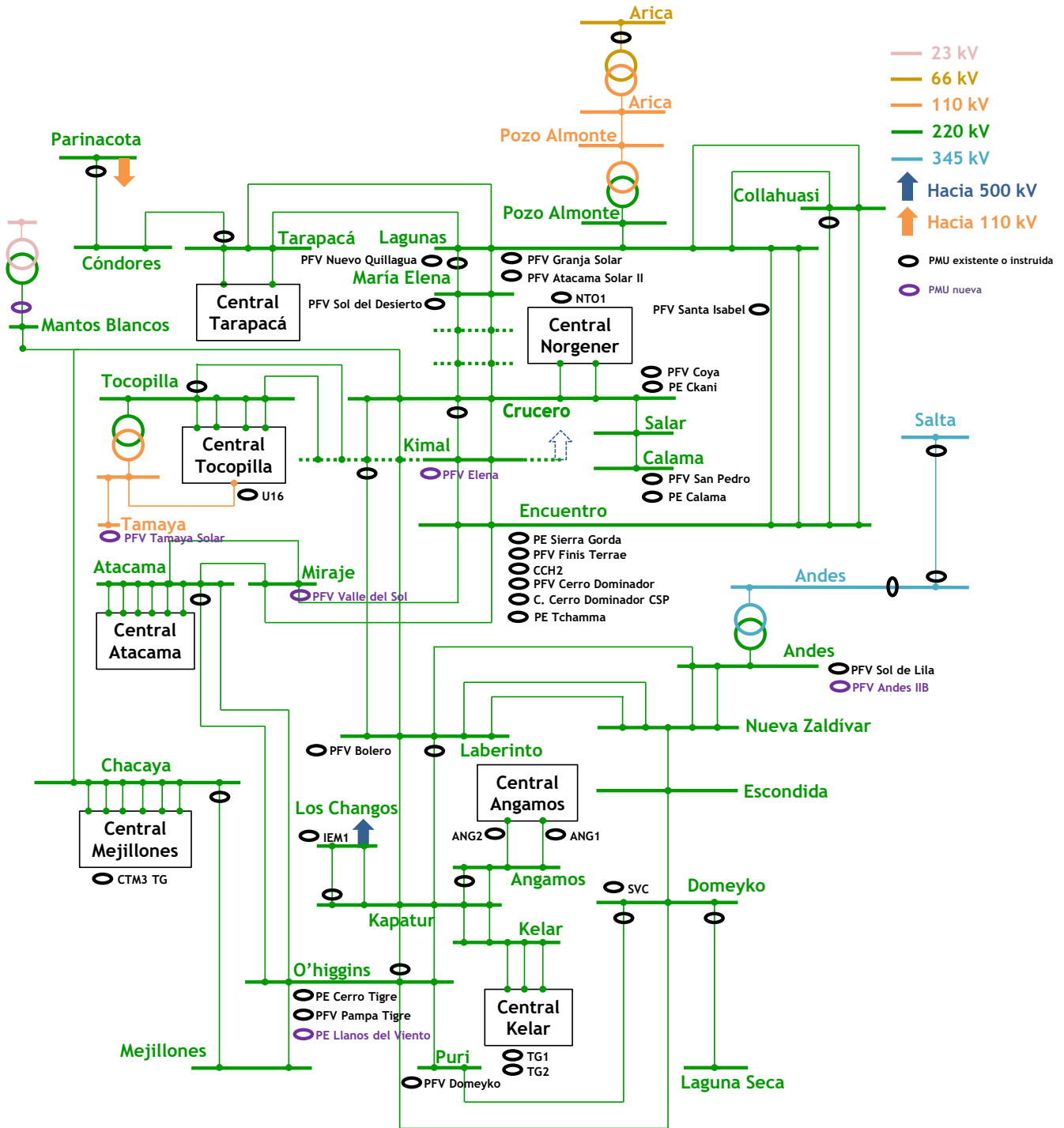


Figura 4.2 Ubicación de PMU en la Zona Norte Grande

4.5.2 Interconexión

En la Figura 4.3 se muestra la ubicación de los equipos PMU en las instalaciones de 500 kV correspondientes al sistema de 500kV al norte de S/E Polpaico.

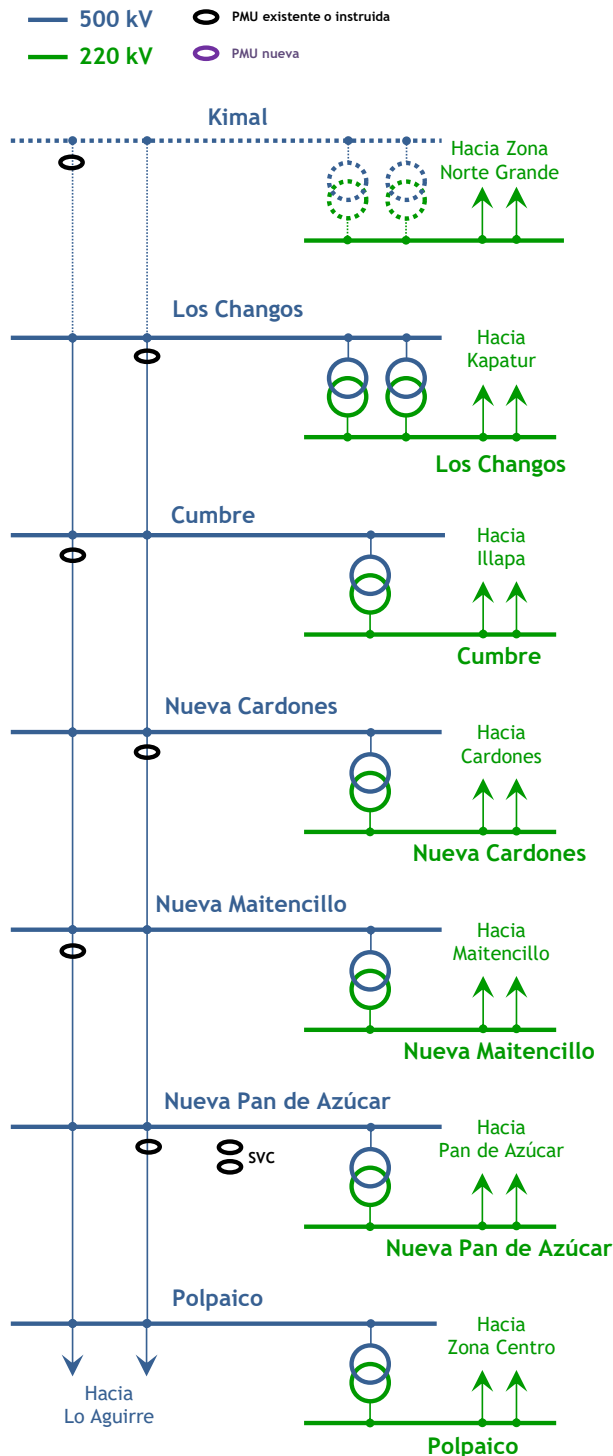


Figura 4.3 Ubicación de las PMU en la zona de 500kV Norte.

4.5.3 Zona Norte Chico

En la Figura 4.4 se muestra la ubicación de los equipos PMU en la Zona Norte Chico.

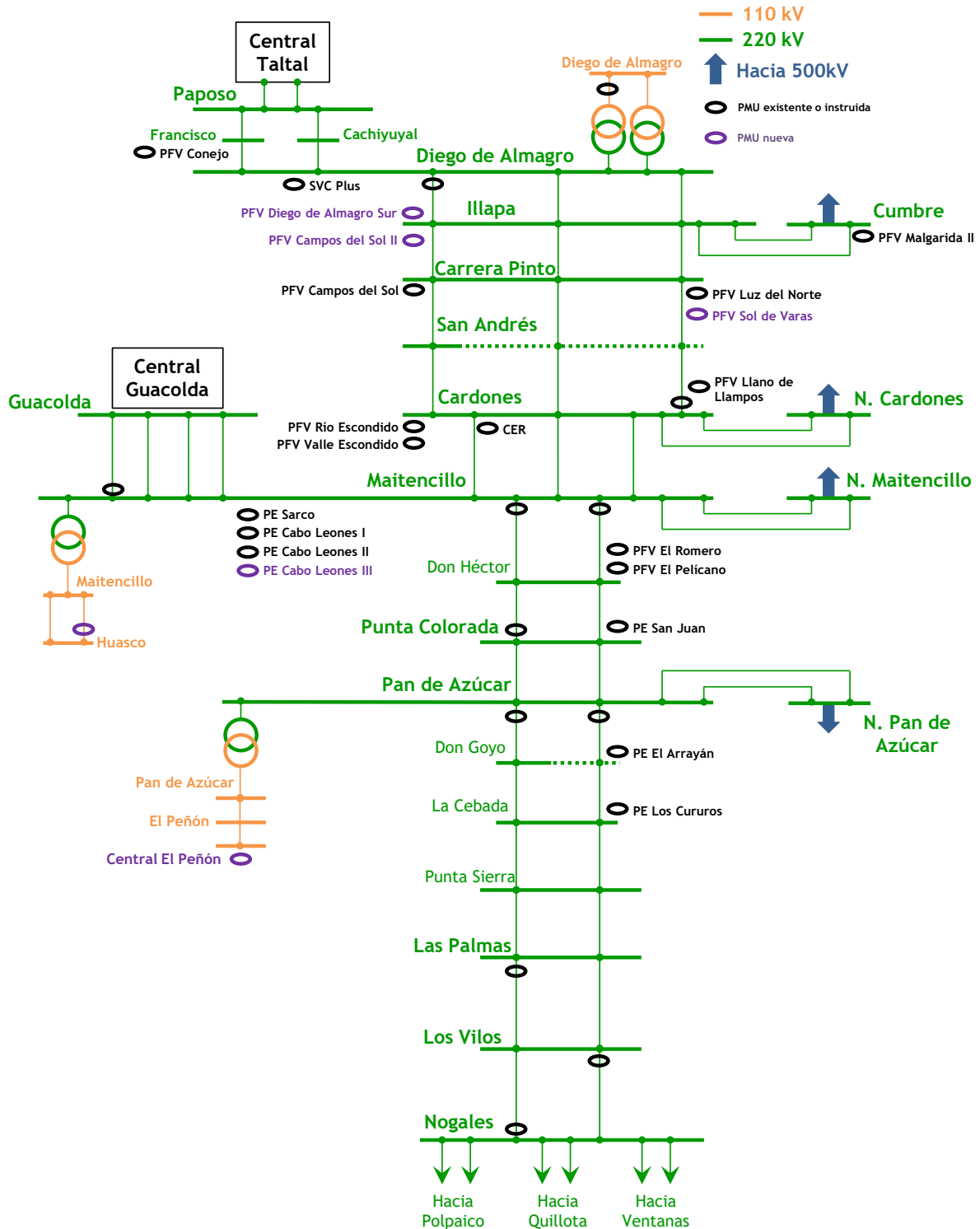


Figura 4.4 Ubicación de las PMU en la Zona Norte Chico

4.5.4 Zona Centro

En la Figura 4.5 y Figura 4.6 se muestra la ubicación de los equipos PMU en la Zona Centro.

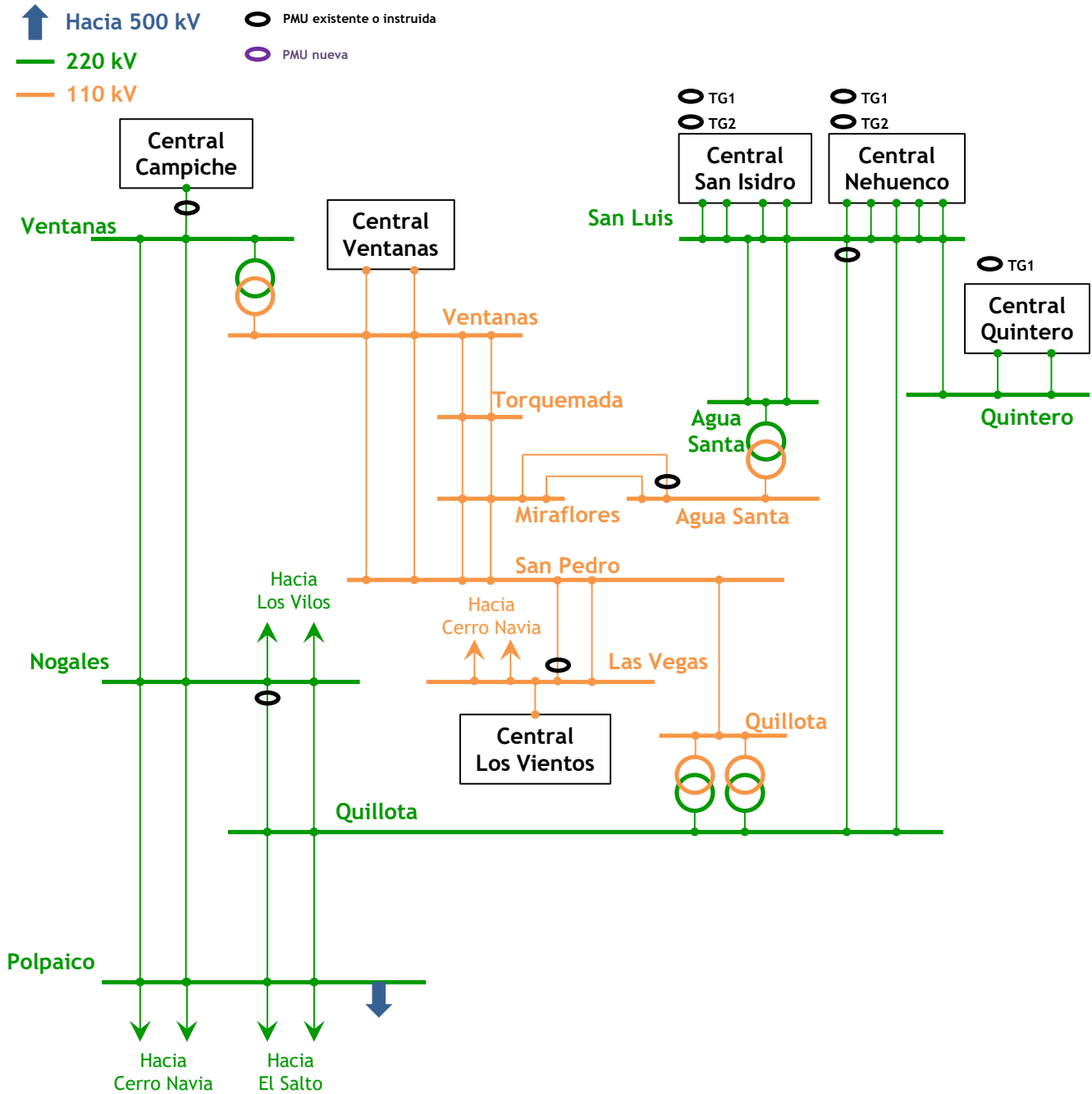


Figura 4.5 Ubicación de las PMU en la Zona Centro (Área de Quillota)

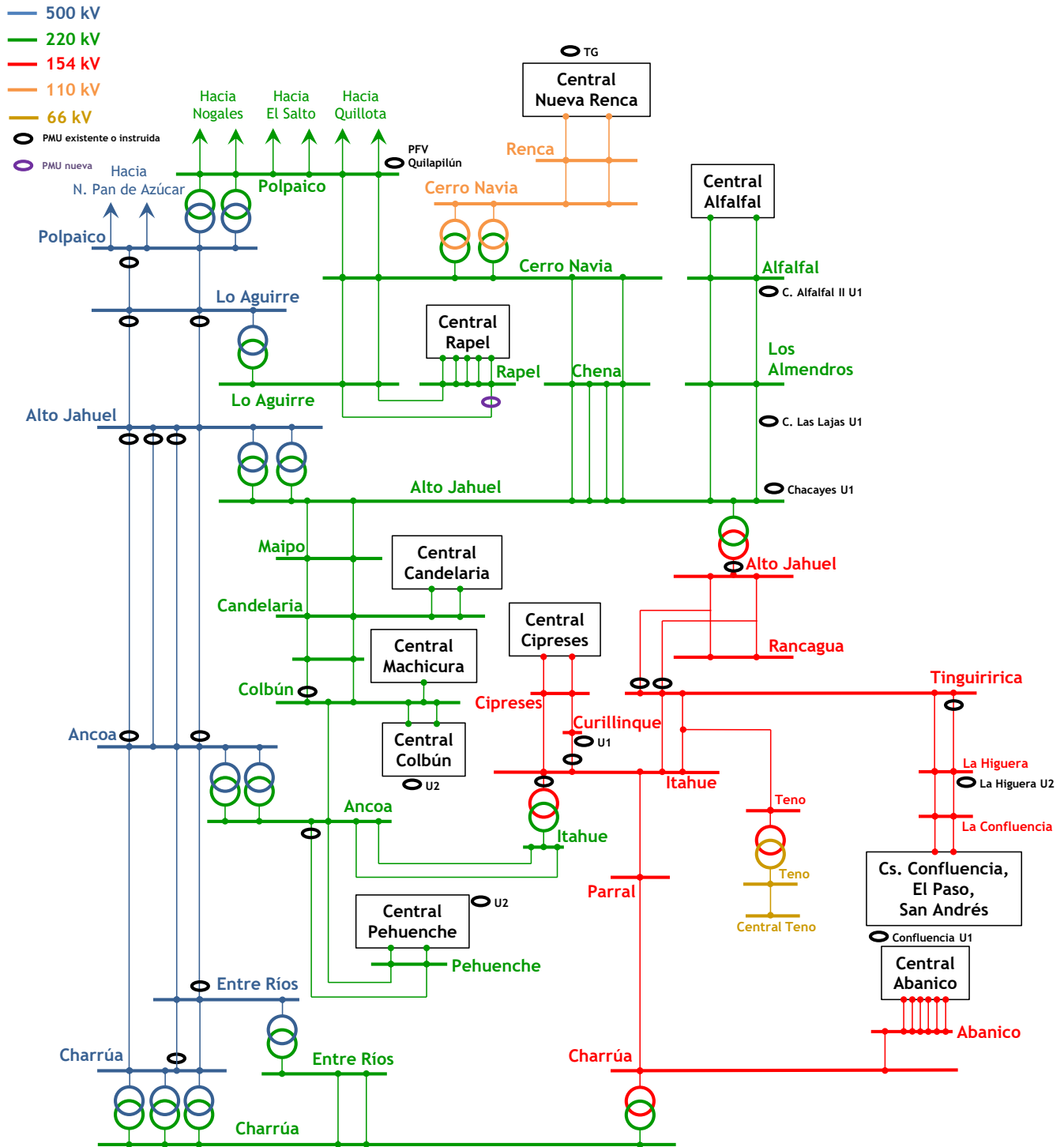


Figura 4.6 Ubicación de las PMU en la Zona Centro³

³ A partir de 2022 el punto de inyección de las centrales La Higuera, La Confluencia, El Paso y San Andrés será en 220 kV.

4.5.5 Zona Sur

En la Figura 4.7 y Figura 4.8 se muestra la ubicación de los equipos PMU en la Zona Sur.

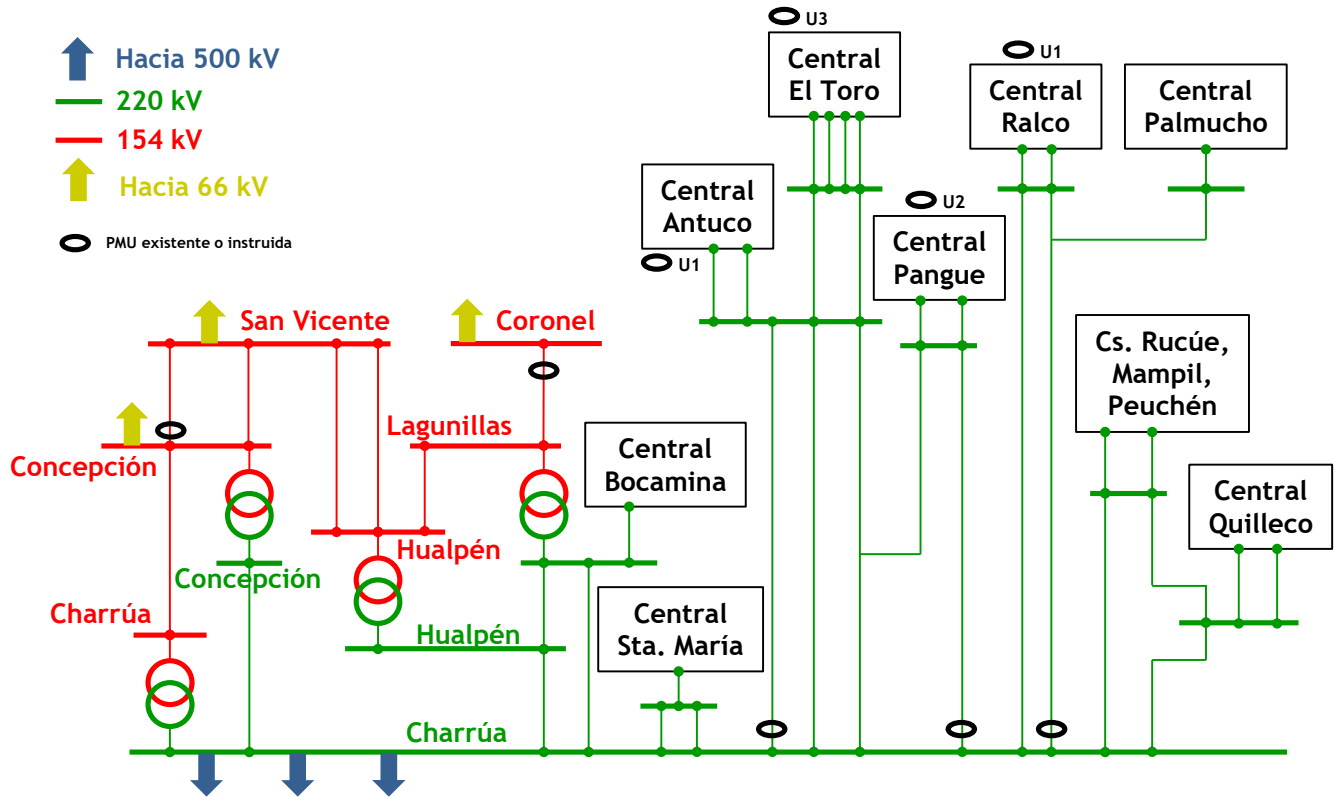


Figura 4.7 Ubicación de las PMU en la zona Sur (Área Concepción)

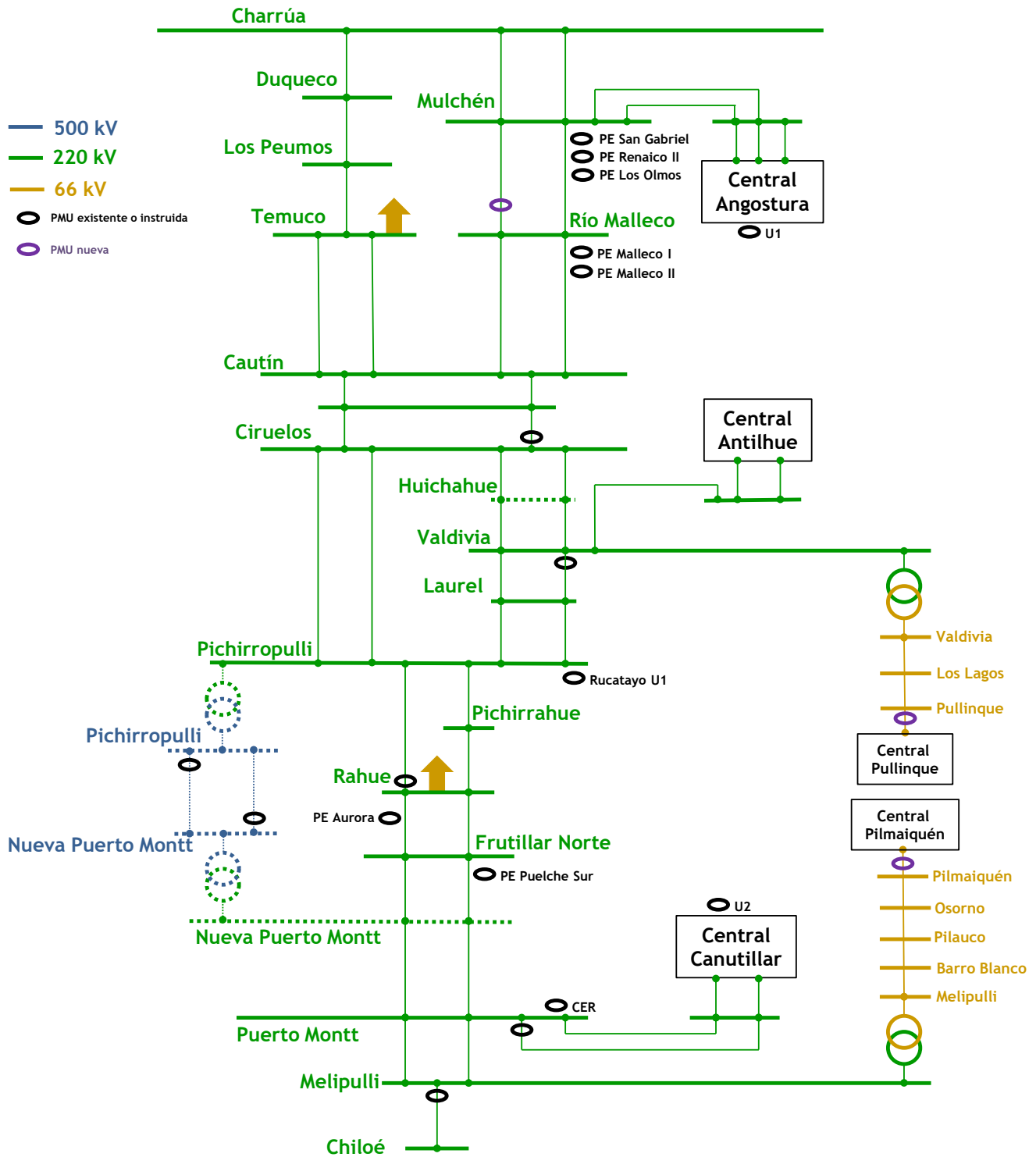


Figura 4.8 Ubicación de las PMU en la Zona Sur

4.6 Requerimientos particulares

En los requerimientos realizados de PMU se hace referencia a uno o a un conjunto de paños, al respecto, es importante señalar que lo que se debe entender es que el punto indicado debe ser monitoreado permanentemente, independiente de las configuraciones de paños (barra simple, doble barra, anillo, interruptor y medio, entre otras) donde cada PMU será instalada. En consecuencia, en los casos que lo requieran, se deberán instalar tantos equipos PMU como sea necesario de manera de garantizar que nunca deje de monitorearse el paño requerido, con absoluta independencia de la topología que pueda presentar la red eléctrica. La solución que se adopte, previo a su implementación, deberá ser presentada al Coordinador para su validación y aprobación. En los casos de puntos que monitoreen equipos de compensación reactiva, se deberá tomar las medidas del o los TP y TC trifásicos del lado AT del transformador elevador. Para los casos de PMU ubicados en bornes de unidades generadoras, se requiere enviar las medidas directamente de los TP y TC trifásicos conectados a los bornes de cada unidad generadora indicada en el presente estudio.

De la misma manera, con el propósito de garantizar que las medidas de tensión de barra estén siempre disponibles, por ejemplo, ante desconexión de una barra o sección de barra requerida, el Coordinado deberá implementar una solución que permita mantener la disponibilidad de dicha medida, como por ejemplo, mediante la conmutación de la adquisición de la tensión a otra barra o sección de barra y que opere bajo la lógica que, ante la no detección de la medida de tensión en una de las barras, el dispositivo reciba automáticamente la medida de tensión de una segunda barra (equivalente al mismo punto requerido por el Coordinador). Esta solución, previo a su implementación, deberá ser presentada al Coordinador para su validación y aprobación.

4.7 Sistema de comunicación

El sistema de comunicación es una de las tres partes principales de la red WAMS y es responsable de transportar los datos desde las PMU a los concentradores PDC Locales y desde ahí hacia el PDC Corporativo del Coordinador.

Desde el punto de vista de transmisión de datos fasoriales hacia los PDC Locales, el ancho de banda mínimo requerido deberá ser de 120 kbps por punto de monitoreo, no obstante, este valor tendrá que evaluarse en función de la cantidad de datos fasoriales que serán transmitidos, siendo responsabilidad del Coordinado disponer del ancho de banda adecuado para cumplir la disponibilidad de la información y la latencia requerida.

En la Tabla 4.8 se muestran los requerimientos de ancho de banda mínimos que se deberán disponer para la comunicación entre los PDC Locales y el PDC Corporativo.

Tabla 4.8 Anchos de banda mínimos requeridos para los PDC Locales

PDC	PMU asociadas al PDC	Mínimo Técnico para requerimientos [Mbps]
Crucero	56	6.72
Maitencillo	39	4.68
Alto Jahuel	30	3.60
Ancoa	10	1.20

PDC	PMU asociadas al PDC	Mínimo Técnico para requerimientos [Mbps]
Charrúa	32	3.84

Cabe destacar que, por cada PMU adicional que se incorpore a un PDC Local, el ancho de banda mínimo del enlace de comunicaciones del tramo correspondiente entre el PDC Local y el Corporativo deberá ser incrementado en 120 kbps.

4.8 Otros requerimientos

4.8.1 Sincronización de datos fuera de línea ante pérdida de comunicación

En caso de que algún PDC Local pierda comunicación con el PDC Corporativo, deberá almacenar la información que no ha podido ser transmitida durante todo el tiempo que dure la interrupción. Una vez restablecida la comunicación, el PDC local deberá tener la capacidad de sincronizarse con el PDC Corporativo de manera de transmitir los datos almacenados correspondientes al período de la interrupción de las comunicaciones, sin que ello impida el correcto desempeño de cualquiera de las funcionalidades de la red WAMS. La transferencia de estos datos debe ser automática y transparente al PDC Local y al PDC Corporativo.

4.8.2 Integración de nuevas PMU

Durante el proceso de instalación y puesta en servicio de nuevos puntos de monitoreo, el propietario de cada PMU deberá verificar que el equipo cumpla con los requerimientos del ATSM y del presente Estudio. Para facilitar dicho proceso, en el Anexo 6.3 de este Estudio se detallan las acciones que se deben realizar previo y durante la puesta en servicio de las PMU. En particular, los aspectos que se deben verificar están asociados a:

PMU:

- Certificación IEEE C37.118.1-2011.
- Verificación de medidas en laboratorio.
- Pruebas de medición y comunicación en terreno (SAT).
- Sincronización de tiempo.
- Verificación de fuente de alimentación, considerando sistema de respaldo.

Comunicaciones:

- Pruebas PMU-PDC Local.
- Cumplimiento efectivo de los requerimientos de los enlaces de comunicaciones.
- Aspectos de ciberseguridad.

Mantenimiento y Documentación:

- Protocolos de mantenimiento existentes.
- Documentación de diagramas, planos de disposición de equipos, *datasheets*, ajustes, procedimientos, entre otros.

Posterior a la instalación de la PMU, esta deberá ser integrada al PDC Local respectivo, para su posterior integración al PDC Corporativo. En dicho proceso, será el propietario de cada PMU el responsable de gestionar los siguientes aspectos de la conexión al PDC:

- Enlaces de comunicaciones entre PMU y PDC Local que se ajusten a los requerimientos del presente Estudio y del estándar IEEE C37.118, cuyos detalles se encuentran en el ATSM y en el Anexo 6.1 de este Estudio.
- Coordinación con empresa propietaria del PDC Local (permisos de trabajo, gestión de adecuaciones en la S/E, entre otros).
- Costos asociados a la integración de los nuevos puntos, incluyendo licencia de integración al PDC Local y Corporativo.

5 Conclusiones

A continuación, en la Tabla 5.1 y Tabla 5.2 se presenta el resumen de los puntos de monitoreo donde se deberán instalar nuevas PMU, identificando la instalación y fenómeno a monitorear, o tipo de requerimiento, y el correspondiente PDC Local al cual se deberá integrar cada unidad, para instalaciones de transmisión y generación, respectivamente.

Tabla 5.1 Nuevos puntos de monitoreo de la red WAMS para el período 2020-2021, en instalaciones de transmisión.

Zona	Ubicación PMU	Instalación a monitorear	Fenómeno / Requerimiento de monitoreo	Coordinado	Comunicar con PDC
Norte Grande	Paño J1 en S/E Mantos Blancos	Lado 220 kV Transformador N° 1 de S/E Mantos Blancos	Isla Eléctrica PRS	Minera Mantos Blancos	Crucero
Norte Chico	Paño H1 en S/E Central Huasco	LT Central Huasco – Maitencillo 110 kV C1	Isla Eléctrica PRS	Transec	Maitencillo
	Paño HT en S/E Central El Peñón	Lado 110 kV Transformador N° 1 de S/E Central El Peñón	Isla Eléctrica PRS	Enlase	
Centro	Paño J1 en S/E Rapel	LT Rapel – Cerro Navia 220 kV C1	Isla Eléctrica PRS	Transec	Alto Jahuel
Sur	Paño B1 en S/E Central Pilmaiquén	LT Central Pilmaiquén – Osorno 66 kV C1	Isla Eléctrica PRS	Enel Green Power	Charrúa
	Paño B2 en S/E Central Pullinque	LT Central Pullinque – Loncoche 66kV C1	Isla Eléctrica PRS	CGE	
	Paño J4/J5 en S/E Río Malleco	LT Río Malleco – Mulchén 220 kV C2	Estabilidad de Tensión	Transec	

Tabla 5.2 Nuevos puntos de monitoreo de la red WAMS para el período 2020-2021, en instalaciones de generación

Zona	Ubicación PMU	Instalación a monitorear	Fenómeno / Requerimiento de monitoreo (y usos adicionales)	Coordinado	Comunicar con PDC
Norte Grande	Lado AT del Transformador Elevador del parque	PFV Tamaya Solar	Parque generador de capacidad instalada sobre criterio de monitoreo	Engie Energía Chile S.A.	Crucero
		PE Llanos del Viento		AR Llanos del Viento SpA	
		Valle del Sol		Enel Green Power Chile S.A.	
		Andes IIB		Andes Solar SpA	
		Proyecto Solar Fotovoltaico Elena - Primera Etapa		Solar Elena SpA	
Norte Chico		Cabo Leones III Fase 2		Ibereólica Cabo Leones III SpA	Maitencillo

Zona	Ubicación PMU	Instalación a monitorear	Fenómeno / Requerimiento de monitoreo (y usos adicionales)	Coordinado	Comunicar con PDC
		Diego de Almagro Sur		Colbún S.A.	
		Sol de Varas		AustrianSolar Chile Tres SpA	
		Campos del Sol II		Enel Green Power SpA	

6 Anexos

6.1 Especificaciones de equipamiento

Los equipos PMU que se integren al Módulo de Medición Fasorial del Coordinador Eléctrico Nacional deberán cumplir, a lo menos, con las características indicadas en la siguiente tabla.

Requerimiento	Descripción
Clase de precisión	IEEE C37.118 M-Class
Tasa de muestreo	50 muestras / segundo
Interfaz de comunicaciones	A lo menos un puerto Ethernet (10 Base T para IEEE 802.31) para la comunicación con el servidor PDC correspondiente
Protocolo de sincrofasores	IEEE C37.118-2005 o IEEE C37.118-2011
Receptor GPS	Integrado en el equipo o suministrado de forma independiente. En caso de sincronización mediante reloj externo, el equipo debe ser sincronizado a través de un puerto IRIG-B. En casos debidamente justificados donde no sea factible la instalación de una antena GPS (por ejemplo, en bornes de unidades generadoras ubicadas en caverna de máquinas), se podría permitir la sincronización mediante un protocolo alternativo, previa autorización expresa del Coordinador.
Precisión de la sincronización	Dentro de 1 μ s de precisión, considerando una base de tiempo sincronizada mediante GPS
Código de tiempo para la sincronización	IRIG-B no modulada (PTP en casos de indisponibilidad de antena).
Variables medidas	<ul style="list-style-type: none"> • Frecuencia • Tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF) • Magnitud y ángulo de la tensión (trifásica) V_{an}, V_{bn} y V_{cn} • Magnitud y ángulo de la corriente (trifásica) I_a, I_b e I_c <p>Las señales deberán ser obtenidas de los núcleos de medida, con clase de precisión para medida de los transformadores de potencial y de corriente.</p>
Alimentación	La unidad PMU y los equipos asociados al sistema de comunicaciones deberán estar alimentados desde la red segura de energía eléctrica de la subestación, de modo que ante cualquier falla que ocasione la pérdida de energía de la red convencional, se garantice la continuidad de la medición por un período mínimo de 8 horas.
Señales de tensión desde los TP	Con el propósito de que las medidas de tensión provenientes de los TP de barra sean redundantes, el Coordinado deberá implementar

Requerimiento	Descripción
	<p>una solución conmutadora que permite integrar ambas señales de tensión y que opere bajo la siguiente lógica:</p> <p>Ante la no detección de la medida de tensión en una de las barras, el dispositivo reciba automáticamente la medida de tensión de una segunda barra.</p>
Sistema de comunicaciones	<p>Las empresas Coordinadas deberán habilitar un enlace de comunicaciones destinado a la transmisión de datos fasoriales entre el punto de medida y concentrador PDC correspondiente.</p> <p>El ancho de banda mínimo que deberá encontrarse disponible para estos fines es de 120 kbps, no obstante, este valor tendrá que evaluarse en función de la cantidad de datos fasoriales que serán transmitidos. El cálculo de ancho de banda requerido será de responsabilidad del Coordinado y deberá ser presentado al Coordinador.</p>
Comunicaciones entre PDC Locales con PDC Corporativo	Coordinados deberán cumplir con el ancho de banda mínimo requerido de acuerdo con el punto 4.7 de este documento.

6.2 Documentación

Se establece como requerimiento para las empresas Coordinadas cuyas instalaciones actualmente participan de la Red WAMS, y de igual forma para los futuros Coordinados que deberán habilitar nuevos puntos de medida, la presentación de toda la documentación técnica relacionada con el proyecto de instalación y puesta en servicio (PES) del equipo PMU y de sus sistemas relacionados como son: sistemas de comunicaciones, alimentación eléctrica u otros.

En particular, los proyectos de instalación e implementación y/o habilitación, requieren la entrega de la siguiente información:

- Plano Layout de disposición en sala y armario.
- Plano de conexión de señales de tensión y corriente, identificando su procedencia (TP y TC, de barra o paño de línea, según corresponda).
- En caso de que la señal de sincronización para el equipo PMU provenga de un equipo externo, deberá entregarse la documentación técnica de éste (marca, modelo y manual del fabricante).
- Planos de la red de comunicaciones, identificando medios de comunicación y enrutamientos internos/externos.
- Diagrama unilineal de la red de alimentación eléctrica (convencional y respaldada) para el equipamiento PMU y comunicaciones.

- Manuales del fabricante.

Sin perjuicio de lo anterior y de acuerdo con lo establecido en los Art-64 y 65 del ATSM, es responsabilidad de los Coordinados la correcta instalación e implementación de los equipos en los puntos de medida y el cumplimiento de los plazos normativos.

6.3 Instalación y puesta en servicio

Se adjunta a este informe una planilla en formato Excel la cual contiene un *check list* con las pruebas y pasos requeridos para la adecuada implementación del Módulo de Medición Fasorial.

7 Referencias

- [1] Anexo Técnico de Sistema de Monitoreo (ATSM)
- [2] Estudio para la Implementación del Módulo de Medición Fasorial, Coordinador Eléctrico Nacional, disponible en <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/plataformas-para-la-operacion/modulo-de-medicion-fasorial/>, julio de 2017, julio de 2018, julio de 2019 y julio de 2020.
- [3] Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión (ERST), disponible en <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/restricciones-en-el-sistema-de-transmision/2020-restricciones-en-el-sistema-de-transmision/> - Coordinador Eléctrico Nacional, diciembre de 2020.
- [4] Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva (ECTyRPR), disponible en <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/control-de-tension-y-requerimientos-de-potencia-reactiva/2021-control-de-tension-y-requerimientos-de-potencia-reactiva/> - Coordinador Eléctrico Nacional, junio de 2021.
- [5] Estudio para Plan de Defensa contra Contingencias Extremas, disponible en <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/plan-de-defensa-contra-contingencias-extremas/2020-plan-de-defensa-contra-contingencias-extremas/> - Coordinador Eléctrico Nacional, noviembre de 2020.
- [6] Estudios para Plan de Recuperación de Servicio, disponible en <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/plan-de-recuperacion-de-servicio/2021-plan-de-recuperacion-de-servicio/> - Coordinador Eléctrico Nacional, mayo de 2021.
- [7] Catastro de Nuevos Proyectos de Generación, Transmisión y Consumo disponible en <https://www.cne.cl/tarifacion/electrica/declaracion-en-construccion/> - Comisión Nacional de Energía, junio de 2021.
- [8] Estudio de Sintonización de Estabilizadores de Potencia (PSS), disponible en <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/sintonizacion-de-estabilizadores-de-potencia-pss/>, febrero de 2020.
- [9] Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas, disponible en <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/2021-control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/> - Coordinador Eléctrico Nacional, junio de 2021.