

Estudio de implementación del módulo de medición fasorial

Versión Final

Dirección de Operación

Agosto de 2016

Resumen Ejecutivo

En el marco del Anexo Técnico Sistema de Monitoreo de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, que establece en su artículo N°63 que el CDEC 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, la Dirección de Operación del CDEC SIC ha encargado a la empresa Conecta Ltda. la realización del estudio antes señalado, el cual al menos deberá determinar y actualizar (si corresponde) los puntos de registro en que se instalarán las PMU, la arquitectura (centralizada o distribuida) del módulo de medición fasorial, la ubicación de los concentradores asociados en los casos que corresponda, y las aplicaciones requeridas por el software para análisis de datos.

El Estudio se desarrolló en etapas abarcando los siguientes aspectos:

- Especificaciones de PMU, PDC, sus ubicaciones y señales a monitorear. Estado del Arte.

En esta etapa se establecieron los puntos y el número de variables que se deberán monitorear; ubicación de las PMU y PDC; requerimiento de adquisición de señales de corriente y/o tensión; especificaciones de las PMU y PDC, y procedimientos de conexión e integración de cada PMU y PDC al módulo de medición fasorial. Además, se incluyó una revisión del Estado del Arte y mejores prácticas internacionales respecto de los sistemas de medición fasorial.

- Especificación de canales de comunicación entre PMU - PDC y entre PDC - PDC

Se especificaron los canales y medios de comunicación necesarios para cumplir con las características y funciones del módulo de medición fasorial, según los requerimientos de la NTSyCS; en particular, en cuanto a latencia, ancho de banda e inmunidad a la interferencia electromagnética. Además, se especificaron todas las alternativas de medios de comunicación que permitan cumplir con los objetivos y requerimientos del módulo de medición fasorial, de manera que puedan ser implementados por cada Coordinado en sus proyectos.

- Definición de arquitectura y diseño del módulo de medición fasorial.

Se determinó la arquitectura óptima, diseño general y de detalle y toda especificación de cada componente necesario que permita cumplir con la implementación del módulo de medición fasorial, de acuerdo con los requerimientos normativos, estándares de velocidad de muestreo definidos para cada una de las aplicaciones especificadas, la ubicación geográfica y número de señales a transmitir. La arquitectura distribuida definida permitirá la incorporación íntegra de cualquier equipo PMU ubicado en cualquier punto del SIC y es acorde con la arquitectura que requiere el sistema interconectado nacional.

- Propuesta de Aplicaciones y Definición del software de aplicaciones WAMS

Se realizó un análisis del estado del arte de las aplicaciones.

Cabe señalar que el CDEC SIC ya inició el proceso de implementación del PDC Corporativo del módulo de medición fasorial utilizando la solución WAProtector propuesta por la empresa ELPROS

- Especificación del sistema de almacenamiento de la información

Se dimensionó y propuso una metodología para cuantificar el volumen de información que será almacenado, con el objeto de dimensionar él o los sistemas (locales y corporativo) de almacenamiento según corresponda.

- Seguridad, mantenimiento y pruebas

Se especificaron los estándares de seguridad que permiten realizar la integración del equipamiento que participa en el módulo de medición fasorial de forma segura, en las diferentes etapas del proceso de adquisición, transmisión, recepción y almacenamiento de información.

Además, se incorporaron criterios de mantenimiento, calibración de equipos, pruebas y certificaciones periódicas; que se deberán realizar a los equipos (PMU, PDC, Sistema de Comunicaciones, TTCC y TTPP) para efectos de mantener la adecuada operación del módulo de medición fasorial.

Finalmente, se incorporó el procedimiento con la metodología (etapas, configuración y pruebas FAT y SAT) que se llevará a cabo para actualizar el sistema de monitoreo cada vez que se integren nuevas PMU y PDC al módulo de medición fasorial.

Cabe señalar que en este estudio no se definieron nuevos puntos a monitorear con respecto a los definidos en el Primer Estudio de Implementación del Módulo de Medición Fasorial elaborado y publicado por el CDEC SIC en enero del presente año 2016

INFORME

Estudio de Diseño e Implementación del Módulo de Medición Fasorial para el SIC

Documento	INFORME FINAL ESTUDIO DE DISEÑO E IMPLEMENTACION DEL MODULO DE MEDICION SINCRUFASORIAL EN EL SIC				
Archivo	Informe Final Diseño Implementacion Modulo de Medicion Sicrifasorial SIC_vFinal.doc				
Proyecto	INFORME ESTUDIO DE DISEÑO E IMPLEMENTACION DEL MODULO DE MEDICION SINCRUFASORIAL				
Revisión	Fecha emisión	Descripción	Preparado por	Revisado por	Aprobado por
Final	16/10/2016	Corrige errores menores.	ADLQ	ADLQ	
Final	29/07/2016	Versión Final	MUC/ADLQ	ADLQ	JVC
A	25/07/2016	Para revisión del CDEC SIC	MUC/ADLQ	ADLQ	
 			APROBACIONES		
			CONECTA	CLIENTE	
			FECHA:	FECHA:	

Tabla de contenido

Tabla de contenido	2
ACRÓNIMOS, SIGLAS Y DEFINICIONES	9
RESUMEN EJECUTIVO	13
1. CAPITULO I – DEFINICIÓN DE PUNTOS DE MONITOREO Y ARQUITECTURA GLOBAL	14
1.1 INTRODUCCION.....	15
1.2 METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE CADA SITUACION/RECURSO	16
1.2.1 Objetivos de la instalación de PMU	17
1.3 DETERMINACIÓN DE LOS PUNTOS DE UBICACIÓN DE PMU	19
1.3.1 Oscilación de Potencia y/o Tensión	20
1.3.1.1 Situación 1: Oscilaciones de Potencia en las redes de 154kV	20
1.3.1.2 Situación 2: Oscilaciones de tensión en S/E Diego de Almagro	26
1.3.2 Restricciones en el sistema de transmisión troncal	31
1.3.2.1 Tramo Las Palmas – Pan de Azúcar 220 kV	31
1.3.2.2 Tramo Maitencillo – Punta Colorada 220 kV	37
1.3.2.3 Sistema 500 kV: Ancoa – Alto Jahuel	41
1.3.2.4 Tramo Valdivia – Puerto Montt 220 kV	46
1.3.3 Estudio de PDCE.....	50
1.3.3.1 Fase 1	50
1.3.3.2 Fase 2 del PDCE	53
1.3.3.3 Fase 3 del PDCE	56
1.3.4 Instalaciones Relevantes	58
1.3.4.1 Sistema 500 kV, obras existentes y futuras	58
1.3.5 Monitoreo de Grandes centros de Generación.....	65
1.3.5.1 Central Canutillar	65
1.3.5.2 Centrales Pangué, El Toro y Antuco	66
1.3.5.3 Central Ralco	67
1.3.5.4 Centrales Pehuenche, Loma Alta, Los Hierros y Los Hierros II	70
1.3.5.5 Centrales Colbún, Machicura, Chiburgo y San Clemente	71
1.3.5.6 Centrales San Isidro (I y II), Nehuenco (I, II y III) y Quintero	72
1.3.5.7 Central Guacolda	73
1.3.6 Monitoreo de Frecuencia.....	74
1.4 RESUMEN DE PUNTOS DE UBICACIÓN DE PMU	75
1.5 DESARROLLO ARQUITECTURA SISTEMA DE MONITOREO SINCRÓFASORIAL.....	84
1.5.1 Conceptos básicos de una red de medida de sincrofasores	84
1.5.1.1 PMU	85
1.5.1.2 PDC	85
1.5.1.3 Soporte de Aplicaciones	86
1.5.1.4 Comunicaciones	87
1.5.1.5 Protocolos de Comunicaciones.....	87
1.5.1.6 Almacenamiento de Datos	87
1.5.2 Consideraciones prácticas.....	87
1.5.3 Establecimiento de las capacidades de transmisión de datos	92
1.5.3.1 Variables medidas por una PMU.....	92

1.5.3.2	Requerimientos de ancho de banda de la red de comunicaciones	93
1.5.4	Funcionalidades de los PDC. Definición de sus aplicaciones	96
1.5.4.1	PDC Local	96
1.5.4.2	PDC Corporativo	97
1.5.4.3	Super-PDC	97
1.5.5	Disponibilidad y Confiabilidad	98
1.5.6	Aplicaciones	99
1.5.6.1	Aplicaciones Comerciales	101
1.6	PROPUESTA DE ARQUITECTURA DEL SISTEMA DE MONITOREO SINCRUFASORIAL	103
1.6.1	Requerimientos básicos de almacenamiento	109
2.	CAPITULO II – ESTADO DEL ARTE	111
2.1	Resumen	111
2.2	Introducción	111
2.2.1	Historia	112
2.2.2	Definición de WAMS	113
2.2.3	Procesos de una WAMS	113
2.2.4	Fuentes de datos de una WAMS	114
2.3	Medición Sincrofasorial	115
2.3.1	Definición de Fasor	115
2.3.2	Definición de SincroFasor	116
2.4	Estructura del Sistema de Medida de Sincrofasores.	118
2.4.1	Sistema de medida de fasores sincronizados	118
2.4.2	PMU	119
2.4.3	PDC	120
2.4.4	Sistema de comunicaciones	121
2.5	Algoritmos de estimación de Sincrofasores	121
2.6	Estándares de Sincrofasores	123
2.6.1	Estándar IEEE 1344-1995	123
2.6.2	Estándar IEEE C37.118-2005	123
2.6.3	Estándares IEEE C37.118.1-2011 y IEEE C37.118.2-2011	124
2.6.3.1	Estándar IEEE C37.118.1-2011	124
2.6.3.2	Estándar IEEE C37.118.2-2011	124
2.6.4	Estándar IEEE C37.118.1a-2014	125
2.6.5	Estándar IEC TR 61850-90-5	125
2.7	Tecnología de Fasores	126
2.7.1	Aplicaciones de las redes WAM	127
2.7.1.1	Monitoreo	127
2.7.1.2	Protección	127
2.7.1.3	Control	127
2.7.1.4	Aplicaciones	128
2.8	Resumen del Capítulo	128
3.	CAPITULO III - CARACTERIZACIÓN DE VARIABLES	130
3.1	Resumen Ejecutivo	130

3.2 Caracterización de Variables.....	130
4. CAPITULO IV - PROCEDIMIENTOS DE INTEGRACIÓN DE PMU Y PDC.....	133
4.1 Introducción.....	133
4.2 Generales	133
4.2.1 Documentación del Sistema de Monitoreo de Sincrofasores.....	133
4.2.2 Procedimientos previos a la instalación de equipos y subsistemas.....	135
4.2.2.1 Diseño de la Instalación	135
4.2.3 Validación de las Medidas	141
4.2.4 Cumplimiento de estándares y calibración	142
4.2.5 Requerimientos de la instalación en la subestación	144
4.2.5.1 Sincronía	144
4.2.5.2 Verificación de fasores, tensiones y corrientes.....	145
4.2.5.3 Verificación de Ángulos	147
4.2.5.4 Verificación de medidas análogas	148
4.2.5.5 Verificación de las medidas de estado digital	149
4.2.5.6 Verificación de la documentación en la subestación.....	150
4.2.6 Requerimientos de la instalación del Centro de Despacho y Control	151
4.2.6.1 Verificación de datos	151
4.2.6.2 Errores de comunicación y pérdida de datos	152
4.2.6.3 Comparación de las señales recibidas con las medidas del SCADA	153
4.2.6.4 Validación de las indicaciones de "data status"	155
4.2.6.5 Comparación de las señales con los resultados del estimador de estado	156
4.3 PDC	158
4.3.1 Categorías de pruebas	158
4.3.1.1 Pruebas de Conformidad	158
4.3.1.2 Pruebas de Diseño	159
4.3.1.3 Pruebas de Tipo	159
4.3.1.4 Pruebas de Interoperabilidad	159
4.3.1.5 Pruebas de Comisionamiento	160
4.3.1.6 Pruebas de Campo.....	160
4.3.1.7 Pruebas de Ciber Seguridad	160
4.3.1.8 Pruebas de Aplicaciones	160
4.3.2 Interfaces de Prueba.....	161
4.3.2.1 Interfaces de Comunicación	161
4.3.2.2 Interfaces de sincronía horaria	161
4.3.2.3 Interface de usuario.....	162
4.3.2.4 Interface de bases de datos	162
4.3.2.5 Interfaces de Aplicaciones	162
4.3.3 Configuraciones de Prueba.....	163
4.3.4 Lineamiento de las Pruebas	165
4.3.4.1 Pruebas de Tiempo	165
4.3.4.2 Pruebas de comunicación de datos	167
4.3.4.3 Pruebas de configuración.....	167
4.3.4.4 Pruebas sobre los datos.....	168
4.3.5 Reporte de las pruebas	171
4.3.5.1 Pruebas únicas (one time)	171

4.3.5.2 Pruebas estadísticas	171
4.3.5.3 Pruebas periódicas.....	171
5. CAPITULO V - ARQUITECTURA DE DETALLE DE LA RED DE MONITOREO	172
6. CAPITULO VI - ESPECIFICACIÓN DE COMPONENTES	175
6.1 Introducción.....	175
6.2 Definiciones y Requerimientos mínimos de las PMU	175
6.2.1 Canales de entrada de tensión y corriente	176
6.2.2 Entradas auxiliares para señales análogas o de estado.	177
6.2.3 Entrada de sincronía de tiempo	178
6.2.4 Interfaces de comunicación	180
6.2.5 Algoritmo de cálculo de fasores	180
6.2.6 Precisión y desempeño	181
6.2.7 Dispositivos Multi-Función vs PMU	181
6.2.8 Cumplimiento con los estándares C37.118.1 (con corrección C37.118.1a) y C37.118.2	183
6.2.9 Certificación de Cumplimiento	183
6.2.10 Otros requerimientos de las PMU	184
6.2.11 Resumen de requerimientos de PMU	186
6.3 Definición y Especificación de un PDC	187
6.3.1 Aspectos Generales	187
6.3.1.1 Soporte de Aplicaciones	187
6.3.1.2 Paquetes de datos múltiples	188
6.3.1.3 Comunicación	188
6.3.2 Requerimientos funcionales mínimos de los PDC para las aplicaciones del CDEC SIC	189
6.3.2.1 Agregación de datos (Data Aggregation)	189
6.3.2.2 Reenvío de Datos (Data forwarding)	189
6.3.2.3 Comunicaciones	190
6.3.2.4 Validación de datos.....	191
6.3.2.5 Soporte de protocolos de transferencia de datos.....	191
6.3.2.6 Conversión de coordenadas y formato de datos.....	191
6.3.2.7 Latencias.....	191
6.3.2.8 Tasas de conversión de datos	192
6.3.2.9 Buffering de datos de salida	192
6.3.2.10 Configuración	193
6.3.2.11 Ajuste de magnitud y fase	193
6.3.2.12 Monitoreo de desempeño	194
6.3.2.13 Manejo de datos redundantes.....	195
6.3.2.14 Duplicación de datos	195
6.3.2.15 Otros	195
6.3.2.16 Resumen de requerimientos mínimos de los PDC Local y Corporativo	198
6.4 Definición de enlaces y equipos de comunicación	199
6.4.1 Introducción	199
6.4.2 Conceptos Generales	199
6.4.2.1 Concepto de Red	199
6.4.2.2 Modelo de Referencia OSI (<i>Open System Interconnection</i>)	199
6.4.2.3 Capas del Modelo	200

6.4.2.4 Convención de Esquemas (utilizados solo en este capítulo)	201
6.4.2.5 Modelo Jerárquico de una Red	201
6.4.2.6 Redes Ethernet	202
6.4.3 Switch de Capa 2	203
6.4.3.1 Características de un Switch	204
6.4.3.2 Funcionamiento de un Switch	204
6.4.3.3 Estándares que deben cumplir los equipos Switch	204
6.4.4 Router	205
6.4.4.1 Proceso de Ruteo	206
6.4.4.2 Características de los Routers	207
6.4.4.3 Protocolos que deben cumplir los Routers	207
6.4.5 Switch de Capa 3	208
6.4.6 Switch de Capa 4	208
6.4.7 Enlaces de Comunicaciones	209
6.4.7.1 Tipos de Enlaces	209
6.4.7.2 Fibra Óptica Oscura	210
6.4.7.3 Enlace vía transmisión SDH	211
6.4.7.4 Fibra Óptica "Coloreada"	212
6.4.7.5 VPN (Virtual Private Network)	215
6.4.7.6 Enlace de Microondas terrestres (MMOO)	218
6.4.7.7 VHF/UHF	220
6.4.7.8 Enlaces en la Banda de 5.8 GHZ (WLL)	221
6.4.7.9 Enlace Satelital VSAT	225
6.5 Centro de Control	227
6.6 Sincronía	229
7. CAPITULO VII - DIMENSIONAMIENTO, ESPECIFICACIÓN Y DISEÑO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	230
7.1 Introducción	230
7.2 Dimensionamiento del Almacenamiento	232
7.2.1 Normativa	232
7.2.2 Determinación de las Capacidades de Almacenamiento	235
7.2.3 Unidades de Almacenamiento recomendadas	237
8. CAPITULO VIII - ESPECIFICACIÓN DEL SISTEMA DE SEGURIDAD	238
8.1 Experiencia Internacional	238
8.2 Objetivos de la Seguridad	240
8.3 Seguridad	241
8.3.1 Normativa	242
8.3.2 Elementos sensibles de una red WAM	242
8.3.3 Clasificación de ataques de ciberseguridad	243
8.3.4 Desafíos y Soluciones	244
8.3.5 Recomendaciones Generales	245
8.3.5.1 Introducción	245
8.3.6 Importancia de la Seguridad	246
8.3.7 Dominios de Seguridad de red	247
8.3.8 Seguridad de los dispositivos de red	248

8.3.8.1	Introducción	248
8.3.8.2	Acceso a Dispositivos	248
8.3.8.3	Seguridad Física	249
8.3.8.4	Seguridad de la operación del router de borde	249
8.3.8.5	Router Hardening	249
8.3.8.6	Syslog y Seguridad de red	250
8.3.8.7	SNMP y Seguridad de red	251
8.3.8.8	NTP	251
8.3.9	Areas de Interés.....	251
8.3.9.1	Seguridad de la Subestación	251
8.3.9.2	Seguridad de la Información	256
8.3.10	Desafíos de Seguridad de las redes WAM	258
8.3.11	Equipos recomendados.....	260
9.	CAPITULO IX - MANTENIMIENTO, CALIBRACIÓN, PRUEBAS Y CERTIFICACIÓN	262
9.1	Mantenimientos.....	262
9.1.1	Mantenimiento Correctivo	262
9.1.2	Mantenimiento Preventivo	263
9.2	Mantenimiento Preventivo de Sistemas de Medida Sincrofasorial.....	263
9.2.1	Operación y Análisis.....	263
9.2.1.1	Validación de los datos en tiempo real.....	265
9.2.1.2	Validación de los datos en tiempo diferido	266
9.2.1.3	Análisis de los datos durante la operación.....	269
9.2.2	Actividades específicas de mantenimiento.....	270
9.2.2.1	Mantenimiento del Hardware.....	270
9.2.2.2	Mantenimiento orientado al desempeño	271
9.2.2.3	Mantenimiento y gestión de las configuraciones	272
10.	CAPITULO X - INSTALACIÓN Y REEMPLAZO DE NUEVOS EQUIPOS	274
10.1	Introducción	274
10.2	Instalación de nuevos equipos PMU en la red WAM.....	274
10.2.1	Revisión general de la Instalación	274
10.2.2	Lista de chequeo de aceptación, instalación y conexión con el PDC	275
10.2.2.1	Conectividad	275
10.2.2.2	Protocolo	276
10.2.2.3	Formato de Datos según IEEE C37.118.....	276
10.2.2.4	Velocidad de Datos	276
10.2.2.5	Coherencia de Datos	277
10.2.2.6	Latencia	277
10.2.3	Pruebas de preinstalación	277
10.2.4	Pruebas durante la instalación	278
10.2.5	Pruebas después de la instalación	279
10.2.5.1	Valor medido correcto	279
10.2.5.2	Comparación con otras medidas	280
10.2.5.3	Ajustes de fase con las señales locales.	281
10.2.5.4	Sincronía	281
10.2.5.5	Operación de las comunicaciones.....	282

10.2.5.6 Registros	284
ANEXOS	285
10.3 Anexo A	285
10.4 Anexo B	286
10.5 Anexo C	287
10.6 Anexo D	288

ACRÓNIMOS, SIGLAS Y DEFINICIONES

BPA	Bonneville Power Administration
CDEC SIC	Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central
CIP	Critical Infrastructure Protection
COMFEDE	Common Format for Event Data Exchange, formato requerido de archivos de eventos para el intercambio de información.
COMTRADE	Common Format for Transient Data Exchange, formato requerido de archivos de valores instantáneos para el intercambio de información.
CPF	Control Primario de Frecuencia
CRC	Cyclic Redundancy Check; un tipo de chequeo de errores en los paquetes de datos.
CSV	Comma Separated Value, formato de archivos de texto
Data Agregation	Se refiere al proceso ejecutado por un PDC de construir un único set de datos a partir de múltiples fuentes.
DFR	Digital Fault Recorder, Registrador Digital de Fallas
DO	Dirección de Operación del CDEC SIC
DOE	Department of Energy (USA)
EDAC	Esquema de desprendimiento automático de carga
EDAG	Esquema de desprendimiento automático de generación
EMS	Energy Management Systems
EPRI	Electric Power Research Institute
ERAG	Esquema de reducción automática de generación
Fasor	Número complejo que representa una magnitud eléctrica en módulo y ángulo.
FE	Frequency Error; error de frecuencia máximo de una PMU
Flag	Bandera o indicador. Usado en este documento para referirse a un elemento que genera una indicación, una alarma, un evento o acción similar.

Frame	Un paquete de datos que contiene el valor del sincrofasor, su frecuencia y ROCOF correspondientes a una misma estampa de tiempo.
GPS	Global positioning satellite, Sistema de posicionamiento Global
HMI	Human Machine Interface, Interface hombre máquina
IEC 61850-90-5	Estándar que responde a un trabajo conjunto entre la IEC y la IEEE para el desarrollo de la comunicación de datos sincrofasorial, para la utilización de los modelos y procesos IEC61850 y para desarrollar nuevos métodos de comunicación de sincrofasores
IED	Intelligent Electronic Device, Dispositivo electrónico inteligente.
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers, Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.
IEEE 1344-1995	Primer estándar de sincrofasores; reemplazado por el estándar IEEE C37.118-2005.
IEEE 37.118	Estándar de sincrofasores.
IEEE C37.118.1-2011	Estándar de Sincrofasores; define medidas de sincrofasores, frecuencia y ROCOF. Describe requerimientos de sincronización y métodos para evaluar estas medidas bajo condiciones estáticas y dinámicas.
IEEE C37.118.1a-2014	Corrección al Estándar de Sincrofasores; modifica el estándar IEEE C37.118.1-2011 relajando algunos parámetros de desempeño, el principal parámetro modificado está relacionado con la frecuencia y el ROCOF.
IEEE C37.118.2-2011	Estándar de Sincrofasores; cubre intercambio de datos e incluye mejoras.
IEEE C37.118-2005	Estándar de sincrofasores. Este estándar se divide en dos siendo reemplazado por los estándares C37.118.1-2011 y C37.118.2-2011
IRIG-B	Formato usado por los sistemas GPS para sincronizar horariamente equipos e instrumentación.
LAN	Local Area Network, Red de área local
Latencia de un PDC	Es la diferencia de tiempo producida entre la llegada del primer set de datos y el tiempo de salida desde el PDC.
MMS	Manufacturing Messaging Specification

NIST	National Institute of Standards and Technology
NTP	Network Time Protocol
NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
PDC	Phasor Data Concentrator, Concentrador de datos fasoriales
PDCE	Plan de Defensa contra Contingencias Extremas
PMU	Phasor Measurement Unit, unidad de medida de sincrofasores.
PPS	Pulse per Second
PTP	Precision Time Protocol
QoS	Quality of Service, desempeño total de una red de comunicaciones cuyas métricas usuales son tasas de error, ancho de banda, disponibilidad, latencia, etc.
RAS	Remedial Action Scheme
RFE	ROCOF Frequency Error; error de ROCOF de una PMU
ROCOF	Rate of Change of Frequency
RTDS	Real Time Digital Simulation. Plataforma de simulación digital en tiempo real.
RTU	Remote Terminal Unit
Samples	Muestras instantáneas de una señal análoga
SCADA	Supervisory control and data acquisition, Supervisión, control y adquisición de datos.
Sincrofasor	Medidas de fasores suministradas por múltiples PMU que son tomadas en el mismo instante de tiempo y que están sincronizadas con una fuente de tiempo común tal como un GPS.
SIPS	System Integrity Protection Scheme. Esquemas de protección para la integridad sistémica
SITR	Sistema de información en Tiempo Real
SPS	Special Protection Scheme. Esquema de protección especial.
SSEE	Subestaciones Eléctricas

T/C	Transformador de Corriente
T/P	Transformador de Potencial
TCP/IP	Transmission Control Protocol / Internet Protocol, protocolo de bajo nivel utilizado principalmente en redes ethernet. Usado por protocolos de alto nivel para transportar datos. Permite una conexión altamente confiable aún en redes de baja confiabilidad, utilizando checksum, control de congestión, reenvío automático de datos erróneos. Requiere tiempo para establecer nuevas conexiones y no ejecuta ninguna otra tarea si está en un proceso de reenvío de datos.
TVE	Total Vector Error; cantidad que permite medir las diferencias de medida de fase y amplitud de una PMU con respecto a una señal patrón de referencia.
UDP/IP	User Datagram Protocol / Internet Protocol, Protocolo internet de bajo nivel que provee comunicación con baja latencia a través de redes ethernet. No posee control de errores ni reenvío de paquetes erróneos. Frecuentemente utilizado en aplicaciones de control en tiempo real.
UTC	Coordinated Universal Time (el orden de las letras corresponde al idioma francés). Coordenadas universales de tiempo.
WAMS	Wide Area Measurement System, Sistema de monitoreo de área amplia.
WesDINet	Western System Dynamic Information Network
WSCC	Western System Coordinating Council

RESUMEN EJECUTIVO

Este informe corresponde al informe final del estudio solicitado por el CDEC SIC a CONECTA denominado "Elaboración de un Estudio de Diseño e Implementación del Módulo de Medición Fasorial" del CDEC SIC.

El estudio en cuestión tiene como objetivo general el diseño para la instalación e implementación del sistema de monitoreo de sincrofasores del SIC, establecido en el Anexo Técnico Sistema de Monitoreo de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), mediante el cual se determinarán, al menos, los puntos de instalación de las PMU, la arquitectura de solución del sistema de monitoreo sincrofasorial, la ubicación de los concentradores (PDC) y las aplicaciones de software requeridas para la administración y gestión de los datos de la red sincrofasorial.

En particular, el informe desarrollado a continuación comprende los siguientes alcances:

- Análisis de las perturbaciones y condiciones específicas que deben monitorearse en el sistema eléctrico.
- Definición de los puntos en donde se requiere la instalación de PMU y PDC.
- Arquitectura del módulo de medición fasorial.
- Evaluación de las aplicaciones de software necesarias para la identificación y seguimiento de las perturbaciones.
- Estado del Arte de redes WAM.
- Especificación de los canales de comunicación requeridos para la comunicación PMU=>PDC y PDC=>PDC.
- Arquitectura de solución de detalle del sistema de monitoreo sincrofasorial.
- Propuesta de aplicaciones y definición del software de aplicaciones para el sistema de monitoreo.
- Especificación de los sistemas de almacenamiento de datos.
- Especificaciones de seguridad, mantenimiento y pruebas a los equipos.
- Especificación de procedimientos de Upgrade y reemplazo de equipos

Las diferencias de este informe de Agosto/2016 con respecto al informe de Julio/2016 son las siguientes:

- .- Correcciones ortográficas y de redacción menores.
- .- Correcciones a tablas 1-25, 1-30 y Anexo B.
- .- Incorporación de lista de chequeo en planilla excel en el Anexo D, la cual contiene los pasos requeridos para la adecuada implementación del Módulo de Medición Fasorial

CAPITULO I – DEFINICIÓN DE PUNTOS DE MONITOREO Y ARQUITECTURA GLOBAL

En este capítulo del informe se determinan los puntos de medida donde serán instaladas las unidades PMU en el Sistema Interconectado Central (SIC). La instalación de estos equipos tiene como objetivo detectar y visualizar fenómenos dinámicos en donde pudiera estar comprometida la estabilidad local o global del sistema y que han sido objeto de estudios previos, así como también monitorear variables que permitan evaluar el desempeño de los recursos de control de contingencias que se han implementado en el SIC.

Específicamente, las situaciones que se desean visualizar corresponden a:

- .- Oscilaciones de Potencia y de Tensión en el sistema.
- .- Problemáticas de estabilidad angular frente a contingencias.
- .- Problemáticas de estabilidad de tensión.
- .- Problemáticas de oscilación entre centrales del SIC.
- .- Problemáticas de estabilidad de frecuencia frente a contingencias.

Por otro lado, se requiere la visualización de las variables que ayuden a evaluar el desempeño de los recursos de control de contingencias, principalmente, operados por frecuencia que han sido implementados en el SIC, a través del monitoreo de la frecuencia y su gradiente (medidas de referencia o patrón). Estos recursos son:

- .- Desempeño de Esquemas de Desconexión Automático de Carga (EDAC).
- .- Desempeño de Esquemas de Reducción o desconexión automática de Generación (EDAG/ERAG).
- .- Desempeño de recursos de mitigación definidos para contingencias extremas.

Finalmente, se requiere el monitoreo de instalaciones importantes en el SIC:

- .- Monitoreo del sistema de 500kV en el SIC (actual y en desarrollo).

En base a estos objetivos, a los antecedentes disponibles de las perturbaciones que se desean visualizar y de la experiencia del grupo de trabajo ejecutor de este estudio (Ingenieros de las empresas CONECTA y ESTUDIOS ELÉCTRICOS), se propone la implementación de un total de 29 PMU distribuidas en 16 subestaciones existentes, a las cuales se suman 5 PMU a ser instaladas en las nuevas subestaciones de la expansión del sistema de 500 kV en desarrollo hacia la zona norte.

En las tablas y figuras mostradas a lo largo de este capítulo se mostrarán la ubicación de las PMU, especificando la perturbación y/o fenómeno que cada PMU está encargada de identificar.

De la misma manera, se mostrará la arquitectura de solución definida para esta red de monitoreo indicando ubicación de equipos PMU y PDC, especificando los órdenes de magnitud del tráfico de datos que existirán en las redes de comunicaciones y se establece la utilización de dos niveles de PDC, locales y corporativo. Posteriormente, el informe concluye con un resumen de las aplicaciones de software disponibles comercialmente, la cual ha sido obtenida a través de la ejecución de una encuesta con los principales proveedores de dichas aplicaciones.

1.1 INTRODUCCION

En base a los requerimientos de la NTSyCS, se presenta el análisis de la localización de las unidades de medición fasorial PMU, PDC y aplicaciones para la correcta visualización, identificación y seguimiento de los oscilaciones, variaciones, restricciones, etc. que ocurren en la actualidad en el SIC, y que están relacionados directamente con la seguridad y calidad de servicio.

Específicamente, los fenómenos y zonas del sistema que se requieren monitorear a través del módulo de medición fasorial son definidos por el CDEC SIC, y se resumen en la siguiente Tabla 1-1:

Aplicación	Objetivos
Detección de Oscilaciones de potencia y tensión	Oscilaciones de potencia en el sistema de 154KV Oscilaciones de tensión en S/E Diego de Almagro y S/E Cardones
Restricciones en el sistema de transmisión troncal	Transferencias post-contingencia Las Palmas → Pan de Azúcar Transferencias post-contingencia Maitencillo → Punta Colorada Transferencias post-contingencia Charrúa → Ancoa → Alto Jahuel Transferencias post-contingencia Valdivia → Puerto Montt
Monitoreo de Frecuencia (Medida “patrón” de frecuencia para EDAC BF y AGC)	<u>Consumos Zona Norte:</u> Diego de Almagro, Cardones, Maitencillo y Pan de Azúcar (110kV) <u>Consumos Quinta Región:</u> Agua Santa, San Pedro, Torquemada y Los Maquis (110kV) <u>Consumos Zona Centro:</u> Cerro Navia, Alto Jahuel, Chena, El Salto, Los Almendros, Buin, Florida y Renca <u>Zona de Concepción:</u> Concepción, Talcahuano, Coronel (66kV) <u>Zona Sur:</u> Pilauco, Temuco (66kV) - Melipulli 220kV
Verificación Esquemas EDAG	EDAG Ventanas (Ventanas - San Pedro o Ventanas -Torquemada) EDAG Nueva Ventanas (Ventanas - Nogales 220kV) EDAG El Peñón (P. de Azúcar - El Peñón 110kV - El Peñón - Ovale 110kV) EDAG/ERAG Tinguiririca - La Higuera - La Confluencia EDAG/ERAG Chacayes EDAG/ERAG Guacolda /ERNC por contingencia específica EDAG Los Olivos (Choapa - Quinquimo o Choapa - Illapel)
Estudio PDCE	<u>Fase 1:</u> Pérdida del doble circuito Quillota - Polpaico - Monitorear Generación San Luis <u>Fase 2:</u> Pérdida de Charrúa - Ancoa <u>Fase 3:</u> Pérdida San Luis - Quillota
Instalaciones Relevantes	Sistema de 500kV (presente y en desarrollo)

Tabla 1-1 Situaciones y recursos a visualizar especificados por el CDEC SIC

Se destaca que los recursos EDAG/ERAG para los cuales se implementan PMU para la determinación de su desempeño son aquellos que conllevan a problemáticas de estabilidad.

Por otro lado, se propone la implementación de PMU en las instalaciones del SIC cercanas a grandes centros de generación, con la finalidad de monitorear posibles oscilaciones interárea.

Este capítulo presenta la ubicación de las PMU a partir de un análisis cualitativo de cada uno de las situaciones y recursos expuestos en la tabla anterior. Dicho análisis se desarrolla en base a la experiencia del CDEC SIC y del consultor.

1.2 METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE CADA SITUACION/RECURSO

La metodología a seguir en esta fase para determinar la ubicación de cada PMU en el SIC se presenta a continuación:

1. Para cada una de las situaciones/recursos a visualizar requeridos por el CDEC SIC, se realiza una revisión de la bibliografía (en el caso de existir) que hace referencia a las problemáticas, causas y consecuencias de cada situación. Se seleccionó la bibliografía a partir de información de la experiencia del consultor, del CDEC SIC, y de los estudios previos realizados sobre el sistema eléctrico por la compañía Estudios Eléctricos. En el caso de no contar con información suficiente sobre una situación/perturbación, se propone la ubicación de PMU en lugares estratégicos que permitan detectarlo.
2. Para cada una de las situaciones/recursos, y a partir de la información recopilada, se identifican las variables clave para la identificación y detección de la misma, o para la verificación de las condiciones cercanas a los recursos de interés.
3. A partir de la identificación de las variables claves, se propone la ubicación del conjunto de PMU que permiten visualizar dichas variables, y las aplicaciones que permitirían la visualización de las situaciones y perturbaciones de interés.

En el desarrollo del presente análisis se toman en cuenta las siguientes consideraciones:

.- La proposición de la ubicación de las PMU se realiza de manera independiente a las unidades de monitoreo ya existentes en la red.

.- Las variables claves a visualizar se eligen de forma que se puedan cumplir con los objetivos perseguidos por el CDEC en cuanto a la visualización de las zonas de interés. Estos objetivos son detallados a continuación.

1.2.1 Objetivos de la instalación de PMU

Las características de los registros obtenidos a través de las PMU deberán ser tales que el procesamiento de los mismos permita verificar y visualizar:

- .- Nivel de amortiguamiento presente en las oscilaciones de potencia en el SI.
- .- Análisis post-operativos de fallas o perturbaciones severas ocurridas en el SI.
- .- El desempeño del PDCE implementado en el SIC.
- .- El margen de estabilidad del SI en puntos de interés expresados por el CDEC SIC.

Asimismo, las unidades PMU que conformen el sistema de monitoreo deben ser suficientes para, a lo menos:

- .- Estudiar los fenómenos dinámicos de naturaleza oscilatoria que han sido constatados en la operación real del SIC.
- .- Monitorear aquellos tramos de línea en los cuales, a través de estudios desarrollados por la DO del CDEC SIC, se puedan producir situaciones de inestabilidad angular o de tensión por falta de reactivos.
- .- Monitorear aquellas instalaciones que participen en los Planes de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE) y en esquemas de desconexión o reducción automática de generación (EDAG/ERAG).
- .- Monitorear la frecuencia y su gradiente en instalaciones que permita utilizar dicha frecuencia como medida "patrón" o de referencia en caso que se requiera para compararla con aquellas medidas de frecuencia obtenidas de los registros de protecciones ante la actuación de esquemas de desconexión automática de carga (EDAC) por baja frecuencia para compararla con las medidas de frecuencia utilizadas en el AGC.
- .- Monitorear aquellas instalaciones, o subsistemas relevantes que, afectadas por alguna contingencia, puedan impactar significativamente en la calidad o seguridad de servicio.

Específicamente, se espera que el alcance del sistema de monitoreo contemple los siguientes puntos:

- .- **Estabilidad transitoria del SI:** El sistema de medición fasorial debe monitorear aquellas instalaciones que son parte del Sistema Troncal, subestaciones fronterizas de interconexiones, y barras de grandes centros de generación y consumos.
- .- **Estabilidad de pequeña señal del SI:** Subestaciones susceptibles de presentar oscilaciones locales o interáreas entre zonas del SI o con interconexiones con otros sistemas interconectados.

.- Control tensión y estabilidad de tensión: Monitoreo de transferencias de potencia en líneas que alimentan zonas o áreas del SI con bajos niveles de reserva de potencia reactiva, y monitoreo de tensión en aquellas subestaciones con altas sensibilidades dV/dQ .

.- Sintonización de parámetros eléctricos de elementos del SI: Monitoreo de los fasores de tensión y corriente en los paños que conectan los extremos de la línea de transmisión cuyos parámetros serán analizados. Para el caso de los transformadores se monitorearan las barras de alta y baja tensión.

.- Calibración de parámetros en PSS, Reguladores de Velocidad y Tensión: Monitoreo en bornes de generación de tensión.

.- Subestaciones críticas: Determinación de las instalaciones que son críticas en el sistema, y que necesitan una mayor supervisión y que estén expuestas a contingencias extremas o que lleven al SI a operar en un estado de alerta o emergencia.

.-Monitoreo de la frecuencia: Monitoreo del valor absoluto y gradiente de frecuencia en subestaciones del sistema troncal para su uso en la verificación de la actuación de los relés de baja frecuencia y para la evaluación del comportamiento del AGC.

.-Monitoreo de protecciones multitareas: Monitoreo o de transferencia en líneas de transmisión cuya transferencia sea controlada por desprendimiento de consumos, reducción y/o desconexión de generación local.

1.3 DETERMINACIÓN DE LOS PUNTOS DE UBICACIÓN DE PMU

En este apartado se presentan cada una de las situaciones y perturbaciones de interés a monitorear, para efectos de determinar los puntos óptimos en que se ubicarán las PMU.

El análisis se lleva a cabo para cada una de las siguientes aplicaciones:

Aplicación	Instalaciones/Área de Interés
1.3.1 Oscilaciones de potencia y tensión	Oscilaciones de potencia en redes de 154KV Oscilaciones de tensión en S/E Diego de Almagro y S/E Cardones
1.3.2 Restricciones en el sistema de transmisión troncal	Transferencias Las Palmas → Pan de Azúcar Transferencias Maitencillo → Punta Colorada Transferencias Charrúa → Ancoa → Alto Jahuel Transferencias Valdivia → Puerto Montt
1.3.3 Monitoreo de Frecuencia (EDAC, AGC)	Consumos Zona Norte Consumos Quinta Región Consumos Zona Centro Zona de Concepción Zona Sur
1.3.4 Verificación Esquemas EDAG	EDAG Ventanas EDAG Nueva Ventanas EDAG El Peñón EDAG/ERAG Tinguiririca - La Higuera - La Confluencia EDAG/ERAG Chacayes EDAG/ERAG Guacolda /ERNC por contingencia específica EDAG Los Olivos
1.3.5 Estudio PDCE	Fase 1: Pérdida del Quillota - Polpaico Fase 2: Pérdida de Charrúa - Ancoa Fase 3: Pérdida San Luis - Quillota
1.3.6 Instalaciones Relevantes	Sistema de 500kV (presente y en desarrollo)

Tabla 1-2 Aplicaciones y recursos a visualizar especificados por el CDEC SIC

Para cada una de estas aplicaciones se exponen:

- Los antecedentes con los que cuenta el CDEC SIC del fenómeno.
- Los elementos en donde se deben instalar PMU para la observación de estas variables.

1.3.1 Oscilación de Potencia y/o Tensión

1.3.1.1 Situación 1: Oscilaciones de Potencia en las redes de 154kV

Antecedentes

De acuerdo a la información provista por el CDEC SIC, el siguiente gráfico muestra los episodios registrados en el periodo comprendido entre 04/2014-10/2015 de oscilación de potencia en las redes de 154kV entre S/E Alto Jahuel e Itahue, por los Centros de Control (CC) de Coordinados.

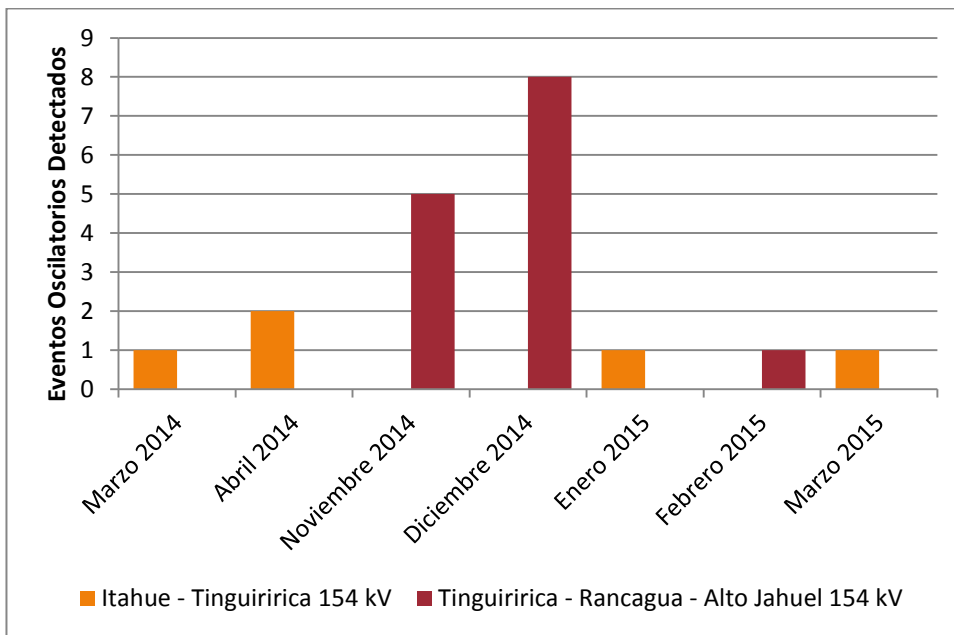


Figura 1-1 Eventos Oscilatorios detectados e informados por los CC.

Actualmente, estas oscilaciones son controladas mediante la disminución de la generación ubicada dentro del sistema de 154 kV o a través de la apertura de los interruptores 52A2 y 52A3 de S/E Punta de Cortés del sistema de 154 kV.

De acuerdo a la experiencia del consultor, se registran adicionalmente oscilaciones de potencia en esta zona frente a contingencias en las redes de 154kV. Estas oscilaciones se registran para escenarios en donde las máquinas presentes en la zona de 154kV están despachadas a altas potencias. Se destaca adicionalmente que, para efectos de simulación computacional, no es posible determinar si el origen de estas oscilaciones está asociado a algún ajuste en particular en los modelos de los controladores de las unidades generadoras de la zona. En efecto, las unidades de la zona no presentan un modelo de planta homologado. Dentro de los registros de estas oscilaciones informadas al CDEC SIC, se destacan las siguientes:

Fecha	Hora	Evento
16-04-14	12:05	C. Cipreses baja 10 MW para controlar oscilación de potencia en línea de 154 kV Itahue – Tinguiririca 1.
17-04-14	7:35	S/E Punta de Cortés abierto interruptores 52A2 y 52A3 de línea de 154 kV Tinguiririca – Rancagua – A. Jahuel 1 y 2 para controlar la transferencia de línea de 154 kV Itahue – Tinguiririca 1 y 2 y evitar oscilaciones de potencia en el circuito 1.
12-11-14	10:15	C.C. de Transelec informa de oscilaciones de potencia en la línea de 154 kV Tinguiririca - Rancagua - A. Jahuel.
	10:55	C. Cipreses baja su generación para evitar oscilaciones de potencia desde S/E Tinguiririca hacia el norte en sistema de 154 kV.
	10:58	C.C. de Transelec informa término de oscilaciones de potencia en la línea de 154 kV Tinguiririca - Rancagua - A. Jahuel.
13-11-14	11:01	CC de Transelec informa de oscilaciones de potencia en la línea de 154 kV Tinguiririca - Rancagua - A. Jahuel.
	11:05	C. Cipreses baja su generación para evitar oscilaciones de potencia de S/E Tinguiririca hacia el norte.
	11:25	CC de Transelec informa termino de oscilaciones de potencia en la línea de 154 kV Tinguiririca - Rancagua - A. Jahuel.
14-11-14	8:42	CC de Transelec informa de oscilaciones de potencia en la línea de 154 kV Tinguiririca - Rancagua - A. Jahuel.
	8:42	C. Cipreses baja 10 MW de generación para evitar oscilaciones de potencia de S/E Tinguiririca hacia el norte.
	8:57	CC de Transelec informa término de oscilaciones de potencia en la línea de 154 kV Tinguiririca - Rancagua - A. Jahuel.
	10:02	CC de Transelec informa de oscilaciones de potencia en la línea de 154 kV Tinguiririca - Rancagua - A. Jahuel.
	10:02	C. Cipreses baja 10 MW de generación para evitar oscilaciones de potencia de S/E Tinguiririca hacia el norte.
	10:12	CC de Transelec informa término de oscilaciones de potencia en la línea de 154 kV Tinguiririca - Rancagua - A. Jahuel.
	10:43	S/E Itahue abierto interruptores 52A3 y 52A4 de línea de 154 kV Itahue - Tinguiririca 1 y 2 para permitir mayor generación de C. Cipreses y controlar oscilaciones de potencia
26-12-14	20:43	C. Currillín con oscilaciones de potencia de +/- 8 MW coincidente con ajuste de nivel de tensión en S/E Itahue en 156 kV.
	20:52	C. Currillín sin oscilaciones de potencia, nivel de tensión en S/E Itahue de 162 kV.
01-02-15	0:22	C. Cipreses U-1 sale del servicio en forma intempestiva con 25 MW. En la zona se presentaban oscilaciones de potencia en el momento de la falla.
24-03-15	20:50	C. Cipreses baja su generación a 70 MW por alarma oscilación de potencia en línea de 154 kV Itahue – Tinguiririca 1.

Tabla 1-3 Registro de oscilaciones de potencia en redes de 154kV

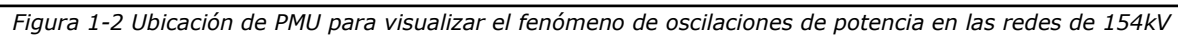
La Tabla 1-3 permite detectar que las acciones de mitigación para evitar o disminuir las oscilaciones de potencia en las redes de 154kV corresponden a la disminución de la potencia de despacho de una de las centrales presentes en la zona (Cipreses). También se aprecia que la salida intempestiva de esta central ($\sim 25\text{MW}$), produce oscilaciones en el sistema.

Adicionalmente, a comienzos del año del 2016 se registraron oscilaciones en las redes de 154kV a raíz del robo de conductores en la zona. Esto indica que las oscilaciones también pueden ocurrir en situaciones de contingencia.

En base a estos antecedentes, y tomando en cuenta las consideraciones del CDEC SIC, se requiere una amplia visibilidad de estas redes con el fin de ser capaz de detectar y visualizar oscilaciones de potencia sin importar la configuración operativa del sistema de 154kV. Efectivamente, el corredor Tinguiririca – Rancagua – Alto Jahuel 154kV presenta varios seccionamientos por otras redes, que tienen la posibilidad de conectarse a uno de ambos circuitos. Esto se traduce en una asimetría en los circuitos, lo cual fortalece la necesidad de contar con equipos de medida que ayuden a visualizar la problemática de oscilación de potencia bajo distintas configuraciones. Se destaca también que estas redes han operado de forma separada a través de la apertura de los interruptores 52A2 y 52A3, en Tap Punta de Cortes, y a través de la apertura de los interruptores 52A3 y 52A4 de la S/E Tinguiririca.

Por ello, la propuesta de equipos debe tomar en consideración la posible separación de estas redes.

Por lo indicado anteriormente, se proponen las siguientes PMU para visualizar estas oscilaciones.



En la Tabla 1-4 se especifican las subestaciones y paños en donde se propone la ubicación de PMU.

Objetivo	Detección de Oscilaciones de Potencia entre Alto Jahuel - Itahue 154kV	
Subestación	Paño	Elemento conectado a paño
Itahue	A1	Itahue - Currillínque
Tinguiririca	A5	Tinguiririca - La Higuera C2
Tinguiririca	A9	Tinguiririca - Tap Malloa C1
Tinguiririca	A10	Tinguiririca - Tap Malloa C2
Alto Jahuel	AT6	Lado de 154kV de Trafo TR6-300MVA
Itahue	AT4	Lado de 154kV

Tabla 1-4 PMU's propuestos para la detección de esta oscilación

A continuación se presenta la justificación de la ubicación de cada uno de estas PMU:

- **PMU Itahue-A1:** Se justifica la presencia de una sola PMU que esté registrando los fasores de tensión de la barra Itahue 154kV y corriente del elemento Itahue – Currillínque 154kV. Efectivamente, esta PMU puede entregar la información necesaria para visualizar la potencia transmitida desde el bloque de generación Currillínque, Cipreses, Ojos de Agua, Isla. Esta visualización es de interés por las siguientes razones:
 - Permite visualizar en tiempo real el efecto que produce las medidas de mitigación que involucren a la Central Cipreses, o cualquier otra central presente en este corredor de 154kV (Currillínque, Ojos de Agua e Isla).
 - Permite contar con un elemento de medición en tiempo real en el sur del sistema de 154kV, pudiendo ser capaz de identificar oscilaciones de potencia cuando estas redes se encuentran desacopladas mediante la apertura de los interruptores 52A3 y 54A4 de la línea Itahue – Tinguiririca 154kV.
 - Permite dar indicios de si el origen de las oscilaciones pudieran provenir del corredor de generación en donde están las centrales Cipreses, Currillínque, Ojos de Agua e Isla.
- **PMU Itahue-AT4:** La justificación de esta PMU recae en la necesidad de visualizar la zona al sur de Tinguiririca cuando estas redes operan abiertas en algún punto (Punta de Cortes o Tinguiririca). Efectivamente, la visualización de la potencia que está siendo inyectada/evacuada al sistema de 154kV por este punto es de gran utilidad para determinar nivel de demanda en la zona y comparar posibles oscilaciones con información operativa del sistema. Así, este punto de medida se complementa de forma adecuada con la PMU definida en el paño A1.
- **PMU Tinguiririca-A5:** Se justifica la presencia de esta PMU que esté registrando los fasores del elemento Tinguiririca – La Higuera 154kV C2. Efectivamente, esta PMU puede entregar la información necesaria para visualizar la potencia transmitida desde el bloque de generación

La Higuera, Confluencia, San Andrés y El Paso. Esta visualización es de interés por las siguientes razones:

- Permite visualizar en tiempo real el efecto que produciría alguna medida de mitigación que involucre a estas centrales.
 - Permite dar indicios de si el origen de las oscilaciones provienen del corredor de generación en donde están estas centrales.
- **PMU Tinguiririca- A9 y A10:** Se justifica la presencia de estas PMU, con el objetivo de registrar los fasores tensión y corriente del elemento ambos circuitos de la línea Tinguiririca – Tap Malloa. Efectivamente, estas PMU pueden entregar la información necesaria para visualizar oscilaciones de potencia por el tramo Tinguiririca – Rancagua – Alto Jahuel, y determinar si la asimetría de estos circuitos permiten dar luces del origen de las problemáticas de operación. Además, permite contar con un elemento de medición en tiempo real en el norte del sistema de 154kV cuando este opera desacoplado de la S/E Tinguiririca, pudiendo ser capaz de identificar oscilaciones de potencia frente a estas características de operación.
- **PMU Alto Jahuel AT6:** Frente a las diferencia condiciones operativas, se recomienda esta localización de la PMU por dos razones:
- Permite detectar y visualizar oscilaciones en el norte del sistema de 154kV cuando este se encuentra operando separado a través de la apertura de los interruptores en Tap Punta Cortés.
 - Permite brindar información acerca de la potencia inyectada/evacuada al sistema de 154kV por este elemento, la cual, junto con la información suministrada por la PMU ubicada en el lado de 154kV del transformador en la S/E Itahue, permitirá determinar información de utilidad para la operación de estas redes (nivel de demanda y valores de tensión en tiempo real).

Se destaca, como beneficio complementario de esta ubicación de la PMU, la visualización en tiempo real de la potencia, así como la visualización en tiempo real de la tensión en los puntos importantes de estas redes. Esto permite entender el comportamiento de estas redes, especialmente en lo referido a los perfiles de tensión de sus nodos según la transferencia por las líneas de estas redes.

1.3.1.2 Situación 2: Oscilaciones de tensión en S/E Diego de Almagro

Antecedentes

De acuerdo a la información provista por el CDEC, a comienzos de mediados de octubre de 2015 se detectaron oscilaciones de tensión en S/E Diego de Almagro y sus alrededores. Hasta el momento se ha constatado de manera empírica que existe una correlación entre las oscilaciones de tensión con el SVC de S/E Diego de Almagro en modo control de tensión, el CER de S/E Cardones en modo control de tensión y las centrales fotovoltaicas de la zona.

Actualmente, las oscilaciones están siendo controladas mediante el cambio del modo de control del SVC de Diego de Almagro a control de reactivos durante las horas en que las centrales fotovoltaicas de la zona están despachadas o reducción de las transferencias por la línea de 220 kV de D. Almagro al sur.

De acuerdo a la experiencia del consultor, la S/E Diego de Almagro ha demostrado ser históricamente un nodo débil en términos de estabilidad de tensión. Efectivamente, en el estudio de la fase 2 del PDCE las simulaciones presentaban aperturas angulares significativas entre las subestaciones Maitencillo y Diego de Almagro, que desencadenaban una depresión de la tensión en esta última. Estas problemáticas se resolvieron con la puesta en servicio de equipos de compensación en la S/E Diego de Almagro.

Si bien no se ha determinado aún las causas de estas oscilaciones, los registros de estas pueden llegar a dar luces de las situaciones en las cuales se producen. Dichos registros se muestran a continuación:

Fecha	Hora	Evento
13-08-15	8:29	CC. Transelec informa de oscilaciones de tensión en línea 220 kV Paposo – Diego de Almagro 1 y 2 a la llegada de la barra de 220 kV de la S/E Diego de Almagro, registrándose valores comprendido entre 227,6 kV y 226,9 kV.
	9:13	Ídem a punto anterior. Valores comprendido entre 228,0 kV y 224,0 kV.
	12:32	Ídem a punto anterior. Valores comprendido entre 230,8 kV y 219,3 kV.
	15:55	Ídem a punto anterior. Valores comprendido entre 226,8 kV y 225,3 kV.
14-08-15	8:35	S/E Diego de Almagro CC. Transelec informa de oscilaciones de tensión en la línea 220 kV Paposo – Diego de Almagro 1 y 2 en los paños de llegada a la barra de 220 kV, registrándose variaciones de 232 a 224 kV y de 236,3 a 219,4 kV.
	8:55	S/E Diego de Almagro CC. Transelec informa término de oscilaciones de tensión registradas en punto anterior.
	12:47	S/E Diego de Almagro CC. Transelec informa de oscilaciones de tensión en la línea 220 kV Paposo – Diego de Almagro 1 y 2 en los paños de llegada a la barra de 220 kV, registrándose variaciones de 229 a 220 kV.
16-08-15	13:15	S/E Diego de Almagro CC. Transelec informa de oscilaciones de tensión en la línea 220 kV Paposo – Diego de Almagro 1 y 2 en los paños de llegada a la barra de 220 kV, registrándose variaciones de 225 a 219 kV y de 230 a 219 kV.
	13:45	S/E Diego de Almagro CC. Transelec informa término de oscilaciones de tensión en la línea 220 kV Paposo – Diego de Almagro 1 y 2 en los paños de llegada a la barra de 220 kV.
12-10-15	9:00	CC de Transelec informa de inicio de oscilaciones de voltaje en la zona de la S/E Diego de Almagro.
	9:11	CDC limita la transferencia de la línea de 220 kV San Andrés – Cardones a 200 MVA para controlar oscilaciones de voltaje en la zona de la S/E Diego de Almagro.
	11:28	Se inicia control de transferencia de la línea de 220 kV San Andrés – Cardones por temperatura ambiente por ser más restrictivo que el control por oscilaciones.
11-10-15	9:00	CC de Transelec informa de oscilaciones de voltaje en la zona de la S/E Diego de Almagro, con variaciones entre 223 y 228 kV.
	9:05	CDC reduce la transferencia de la línea de 220 kV San Andrés – Cardones a 200 MVA para controlar oscilaciones de voltaje en la zona de la S/E Diego de Almagro.
10-10-15	9:45	CC de Transelec informa de oscilaciones de voltaje en la zona de la S/E Diego de Almagro, con variaciones entre 218 y 230 kV.
	9:50	CDC reduce la transferencia de la línea de 220 kV San Andrés – Cardones a 240 MW para controlar oscilaciones de voltaje en la zona de la S/E Diego de Almagro.
	10:12	CDC reduce la transferencia de la línea de 220 kV San Andrés – Cardones a 210 MW para controlar oscilaciones de voltaje en la zona de la S/E Diego de Almagro.

Tabla 1-5 Registro de oscilaciones de tensión en Diego de Almagro 220kV

Se destaca que las oscilaciones se registran normalmente entre las 8 y 9 de la mañana. Sin embargo, no es posible, a partir de estos antecedentes, concluir definitivamente el origen de estas oscilaciones. En efecto, la alta penetración de plantas fotovoltaicas en la zona y la falta de información respecto al control de tensión que realizan estas, pueden estar influyendo en la aparición de estas oscilaciones.

Frente a estos antecedentes, se determina a continuación la ubicación de las PMU para la visualización de estas oscilaciones. Junto con esta determinación se justifica la ubicación de cada uno de las PMU.

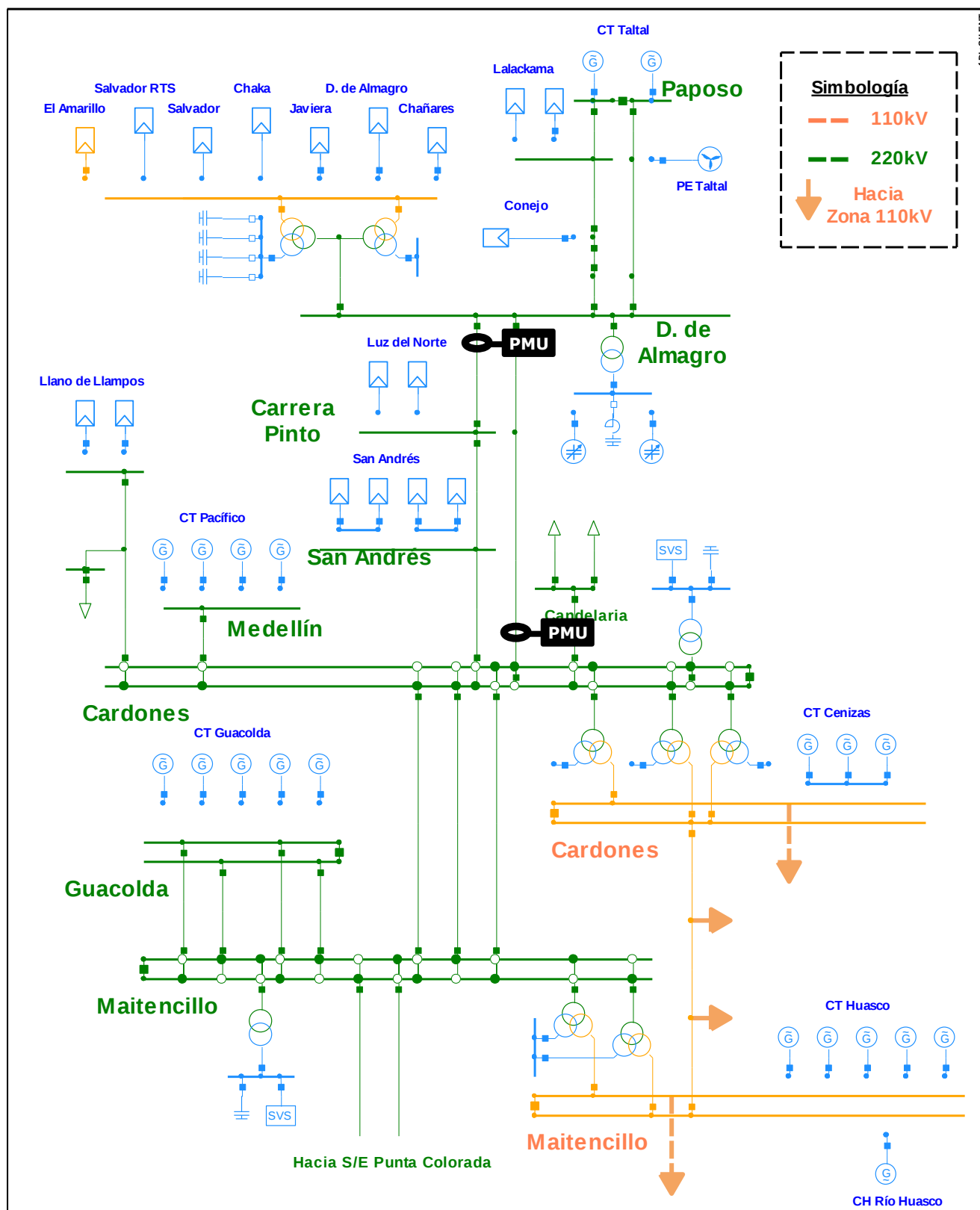


Figura 1-3 Ubicación de PMU para visualizar la perturbación

En la siguiente Tabla 1-6 se especifican las subestaciones y paños en donde se propone la ubicación de PMU.

Objetivo	Detección de Oscilaciones de Tensión entre D. de Almagro - Cardones 220kV	
Subestación	Paño	Elemento conectado a paño
Diego de Almagro Cardones	J1	Diego de Almagro - Carrera Pinto
	J12	Cardones - D. de Almagro

Tabla 1-6 PMU's definidas para la detección de oscilaciones

A continuación se presenta la justificación de la ubicación de cada uno de estas PMU:

- **PMU Diego de Almagro-J1:** Se justifica la presencia de una sola PMU que esté registrando los fasores de tensión de la barra Diego de Almagro 220kV y corriente del elemento Carrera Pinto – Diego de Almagro 220kV. Efectivamente, esta PMU puede entregar la información necesaria para visualizar la potencia del extremo de Diego de Almagro desde/hacia Carrera Pinto, que ha sido una de las acciones de mitigación que se han efectuado según el registro provisto por el CDEC. Al mismo tiempo permite registrar en tiempo real el fasor de tensión, lo cual permite registrar las oscilaciones en el momento que estas se produzcan.
- **PMU Cardones-J12:** Se justifica la presencia de esta PMU que esté registrando los fasores de tensión de la barra Cardones 220kV y fasor corriente del elemento Cardones – Diego de Almagro 220kV. Así, es posible registrar oscilaciones de tensión en la barra Cardones 220kV (si estas existen producto de la propagación de las oscilaciones en la Barra Diego de Almagro), y al mismo tiempo, registrar la potencia que se inyecta/evacúa de la S/E Cardones hacia Diego de Almagro por el elemento Cardones – Diego de Almagro 220kV.

Con estas dos PMU es posible obtener una cantidad significativa de información que permita conocer en tiempo real el flujo de potencia entre las SS/EE Diego de Almagro y Cardones, y las tensiones de las barras que la componen.

Adicionalmente, el hecho que las PMU estén conectadas en tramos distintos de los vínculos que unen dichas subestaciones, permite visualizar el comportamiento dinámico de uno de estos corredores cuando ocurre una contingencia en el otro, lo cual resulta un valor agregado de la localización escogida para estas PMU.

1.3.2 Restricciones en el sistema de transmisión troncal

Antecedentes

Según la información provista por el CDEC, en el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión (ERST 07/2015), se determinaron las máximas transferencias post contingencia por las líneas del sistema de transmisión. Particularmente en aquellas líneas largas, se realizaron sensibilizaciones mediante el aumento de las transferencias, determinándose sus límites por estabilidad de tensión.

En la Tabla 1-7 se muestran aquellos tramos con límites, en condición post contingencia, determinados en el ERST.

A continuación se analiza la localización de las PMU necesarias para visualizar las perturbaciones asociadas a las restricciones expresadas en la Tabla 1-6:

Tramo	Cap. N [MVA]	Transf. Máx por Reg. de Tensión [MVA]	Contingencia
Las Palmas → Pan de Azúcar 220 kV	2x224	413	1U Guacolda
Maitencillo → Punta Colorada 220 kV	2x197	386	Mait. – Pcol 220 kV
Caso 3 Ancoa → Alto Jahuel 500 kV (1)	4x1422	2311	1 ciclo combinado
Caso 3 Charrúa → Ancoa 500 kV (1)	2x1368	1932	
Caso 4 Ancoa → Alto Jahuel 500 kV (2)	3x1422	2128	1 ciclo combinado
Caso 4 Ancoa → Alto Jahuel 500 kV (2)	2x1368	1882	
Caso 5 Valdivia → Puerto Montt 220 kV	145/193	120	Vald. – Rahue 220 kV

Tabla 1-7 Restricciones en el sistema de transmisión

A continuación se analiza la localización de las PMU necesarias para visualizar las restricciones asociados a las restricciones expresadas en la tabla anterior.

1.3.2.1 Tramo Las Palmas – Pan de Azúcar 220 kV

Antecedentes

Según la información provista por el CDEC, se tiene que en escenarios con altas transferencias desde S/E Nogales al norte, particularmente con 3 unidades de Central Guacolda en servicio, la salida intempestiva de una unidad de dicha central podría originar problemas de estabilidad.

En la Figura 1-4 se muestra el comportamiento de las tensiones, sensibilidades dV/dQ y dV/dP de las barras de la zona, y la diferencia angular entre las barras de Las Palmas y Pan de Azúcar 220 kV, ante el incremento de las transferencias Las Palmas – Pan de Azúcar 220 kV, post contingencia de una unidad de Guacolda.

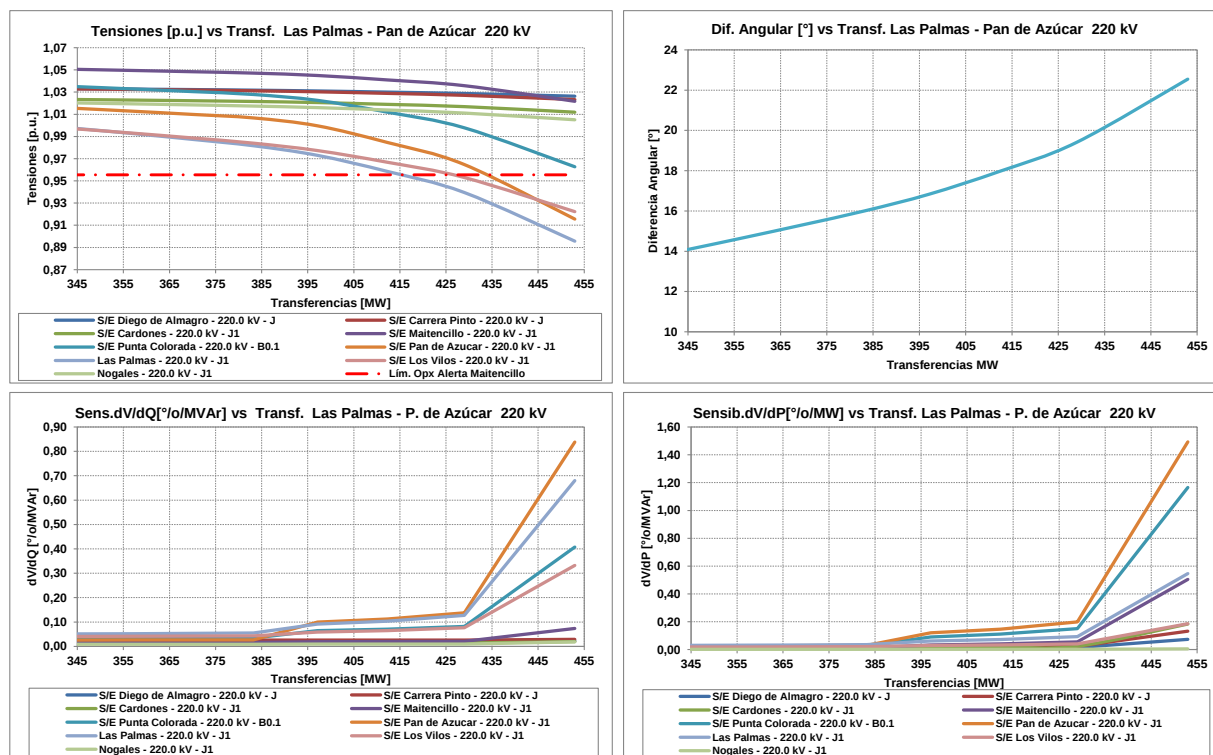


Figura 1-4 Transferencias Las Palmas – Pan de Azúcar, Caso B

A partir de los resultados de los gráficos anteriores, en la siguiente tabla se resumen las transferencias máximas por las líneas de Las Palmas 220 kV al norte en forma simultánea diferenciando la causa de la limitación.

Tramo	Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]		
	Regulación de Tensión*	Sensibilidades	Pto. Crítico Estabilidad
Las Palmas – Pan de Azúcar 220 kV L1	217	225	237
Las Palmas – Pan de Azúcar 220 kV L2	196	204	216
Nogales – Los Vilos 220 kV L1	248	259	276
Nogales – Los Vilos 220 kV L2	248	259	276

* Banda mínima de tensión para estado de alerta en Las Palmas 220 kV

Tabla 1-8 Transferencias máximas por tramos

Estas limitaciones han sido documentadas en diversos estudios de operación.

El análisis más reciente corresponde al análisis de la falla severidad 9 en barras de la S/E Guacolda. En efecto, en este estudio se analizaron escenarios de máxima transferencia desde el sur de la S/E Pan de Azúcar y se obtuvieron los siguientes resultados para el caso en que una de tres centrales E/S de la Central Guacolda se desconecta intempestivamente:

- Los escenarios más críticos corresponden a aquellos en donde no hay ningún aporte ERNC en la zona comprendida entre las SS/EE Pan de Azúcar y Nogales. En efecto, los parques eólicos localizados en esta zona permiten disponer de distintos puntos de control de tensión en esta zona, además de disminuir el flujo de potencia proveniente desde la S/E Nogales en comparación con cuando estas unidades están fuera de servicio. Esto resulta en que la pérdida intempestiva de generación en la central Guacolda produzca una menor apertura angular entre estas subestaciones, y además que la depresión de tensión asociada a esta apertura angular sea menor debido a los distintos puntos de control de tensión entre estas subestaciones.
- A modo ilustrativo, se muestra a continuación la evolución de la tensión frente a la salida intempestiva de una unidad de Guacolda (150MW), cuando la potencia pre-falla siendo inyectada a la S/E Pan de Azúcar desde el sur es de $\sim 260\text{MW}$.

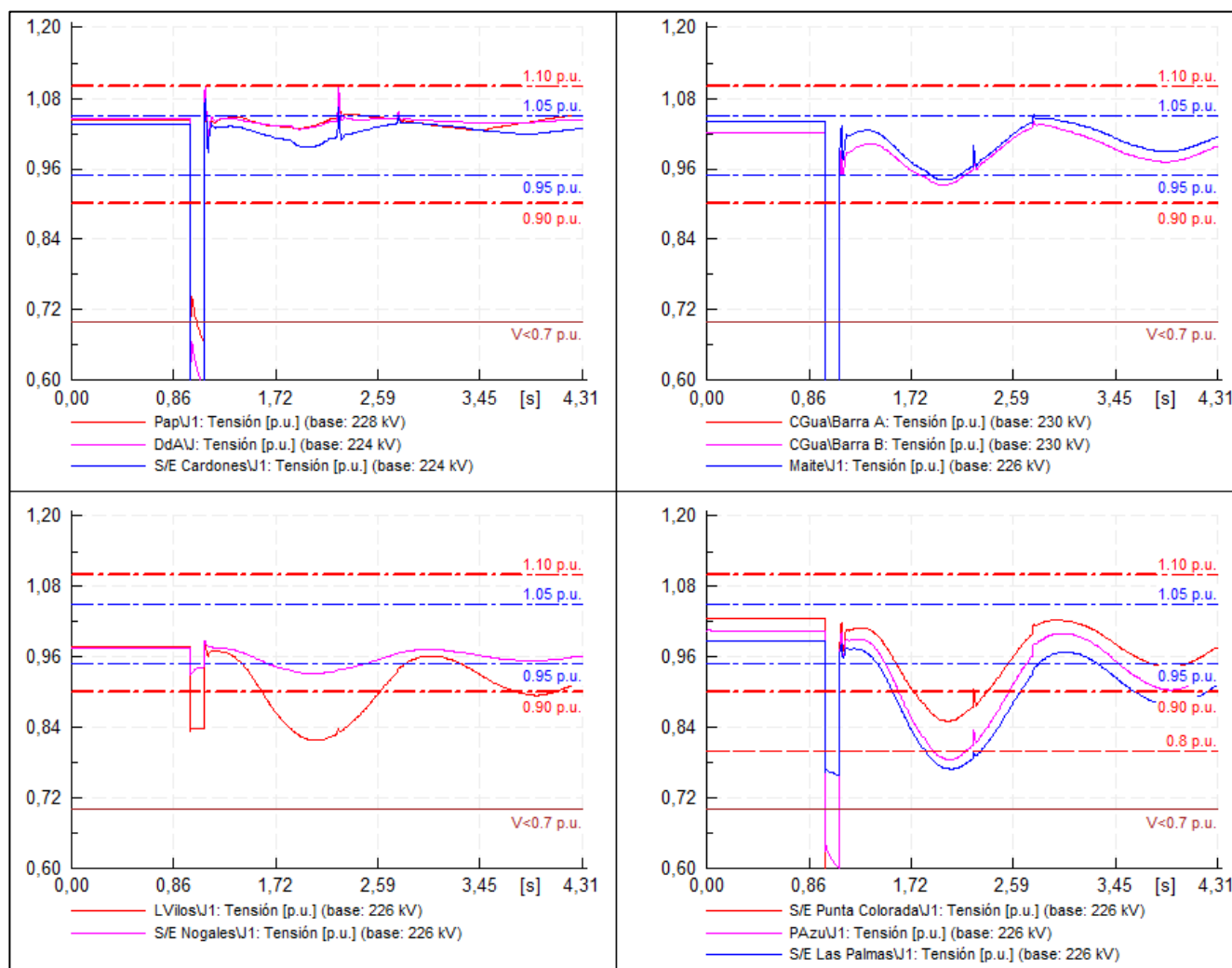


Figura 1-5 Evolución de la tensión frente a la pérdida de una unidad de la CT Guacolda - 3 Unidades E/S a 150MW c/u

Se puede ver que efectivamente existe una depresión transitoria de la tensión en las barras que se encuentran entre las subestaciones Pan de Azúcar y Nogales. El punto mínimo de esta depresión angular coincide con el punto de mayor apertura angular entre estas subestaciones.

En la Figura 1-6 se muestra la diferencia angular de la tensión entre las subestaciones Nogales/Pan de Azúcar y Las Palmas/Pan de Azúcar:

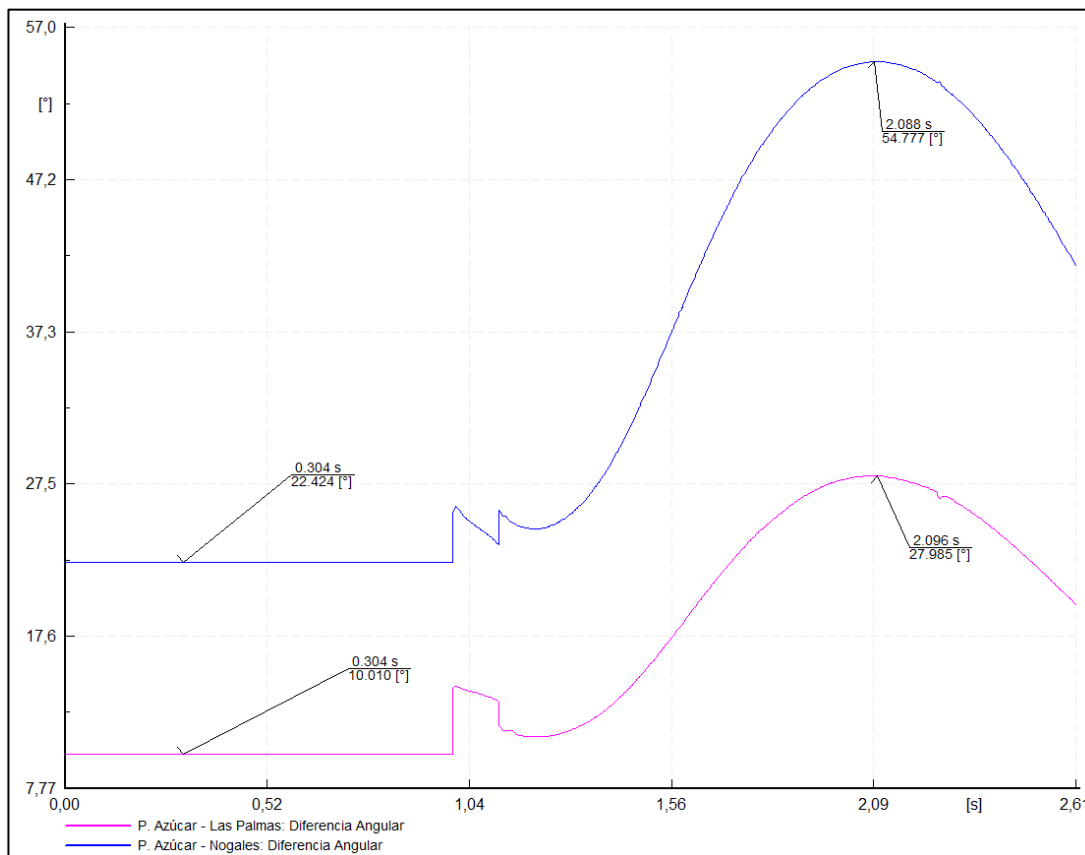
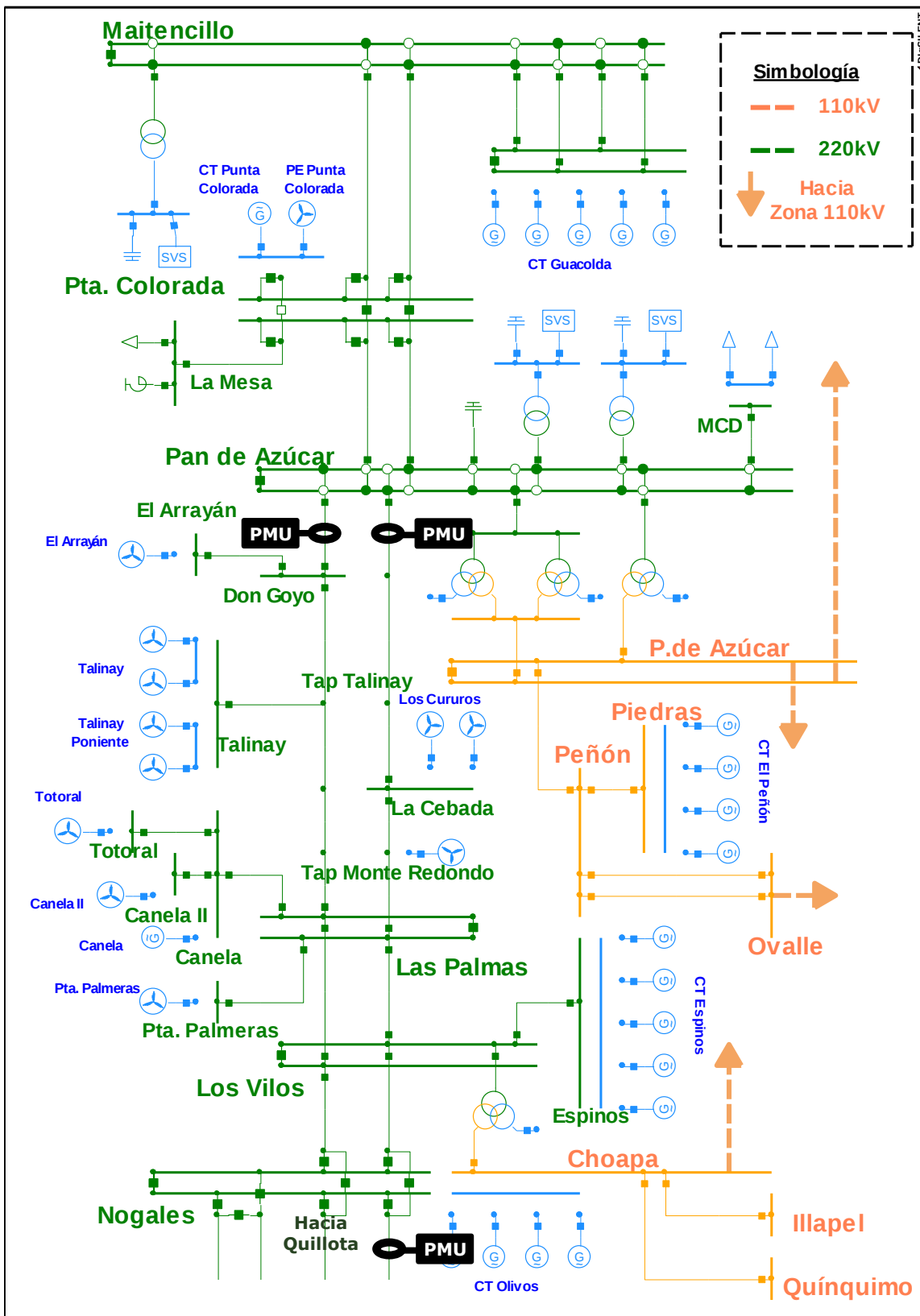


Figura 1-6 Evolución de la diferencia angular entre la S/E Pan de Azúcar y las SS/EE Las Palmas y Nogales

A partir de estos antecedentes, es posible afirmar que las variables de interés a visualizar para este tipo es la apertura angular entre las subestaciones Pan de Azúcar y Nogales.

Por otro lado es importante conocer la evolución de la potencia pre y post contingencia que está siendo inyectada a la S/E Pan de Azúcar. El conocer estas variables permite dimensionar el margen de estabilidad del sistema frente a la desconexión intempestiva de una unidad de la Central Guacolda.

Frente a estos antecedentes, se propone a continuación la ubicación de las PMU para la visualización de eventuales oscilaciones. Junto con esta definición se justifica la ubicación de cada una de dichas PMU.



En la Tabla 1-9 se especifican las subestaciones y paños en donde se propone la ubicación de PMU.

Objetivo	Verificación de transferencias Post-contingencia de Las Palmas - Pan de Azúcar 220kV	
Subestación	Paño	Elemento conectado a paño
Pan de Azúcar	J3	Pan de Azúcar - Don Goyo
Pan de Azúcar	J4	Pan de Azúcar - La Cebada
Nogales	J8/J9	Quillota - Nogales C1

Tabla 1-9 PMU definidas para la detección de transferencias post-contingencia

A continuación se presenta la justificación de la ubicación de cada uno de estas PMU:

- **PMU Pan de Azúcar-J3 y J4:** Se justifica la presencia de estas PMU que estén registrando los fasores de tensión de la barra Pan de Azúcar 220kV y corriente en el extremo de Pan de Azúcar de los elementos Pan de Azúcar – Don Goyo 220kV (J3) y Pan de Azúcar – La Cebada 220kV (J4). Efectivamente, estas PMU entregan una información muy valiosa para establecer el margen de estabilidad restante frente a una contingencia en la Central Guacolda. Dado a que las problemáticas de estabilidad se observan en escenarios de altas transferencias Sur→Norte, es posible, de acuerdo al nivel de potencia que se inyecta a la S/E Pan de Azúcar desde el sur, determinar si la pérdida de una unidad de la CT Guacolda produciría problemáticas de estabilidad. Además, la presencia de estas PMU permiten observar en tiempo real el incremento de la potencia por estos elementos en caso que ocurriera dicha falla.
- **PMU Nogales J8/J9:** La justificación de la ubicación de este PMU radica en tener que contar con un equipo de medición fasorial en la S/E Nogales con el fin de comparar, en tiempo real, la diferencia angular de la tensión en esta subestación con la tensión de la S/E Pan de Azúcar (220kV). En cuanto al fasor corriente, se ubica esta PMU de forma estratégica en uno de los circuitos de Quillota – Nogales 220kV para la visualización del desempeño del Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas, el cual es analizado más adelante.

1.3.2.2 Tramo Maitencillo – Punta Colorada 220 kV

Antecedentes

Según los antecedentes provistos por el CDEC SIC, en escenarios de alta generación ERNC en la Zona Norte del SIC y donde se presentan transferencias en sentido norte sur para la línea Maitencillo – Punta Colorada 220 kV, se analizaron las transferencias máximas admisibles para dicho tramo mediante la incorporación y variación en la inyección de Central Taltal en modo PQ (cero aporte de reactivos).

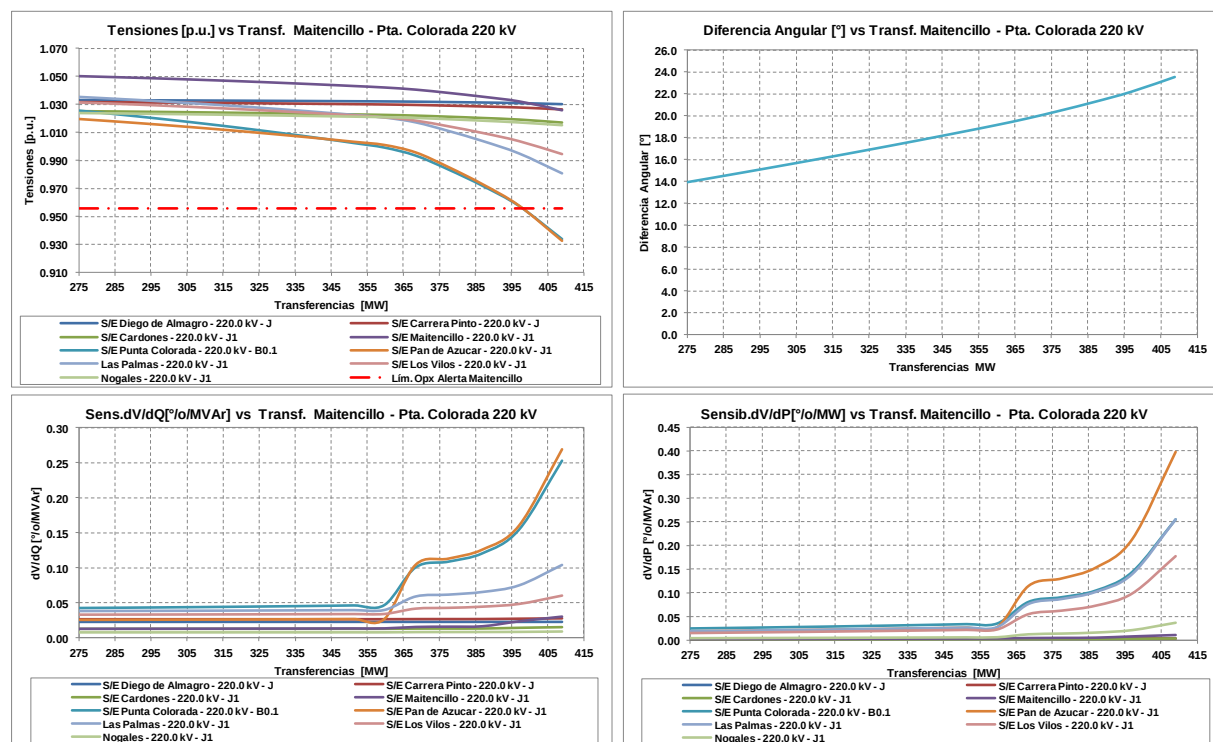


Figura 1-8 Transferencias Maitencillo – Punta Colorada.

A partir de los resultados mostrados en la Figura 1-8, en la siguiente tabla se resumen las transferencias máximas por las líneas que ingresan a S/E Punta Colorada 220 kV en forma simultánea diferenciando la causa de la limitación.

Tramo	Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]		
	Regulación de Tensión*	Sensibilidades	Pto. Crítico Estabilidad
Maitencillo – Punta Colorada 220 kV C1	-	-	-
Maitencillo – Punta Colorada 220 kV C2	397	400	409
Punta Colorada – Pan de Azúcar 220 kV C1	201	204	207
Punta Colorada – Pan de Azúcar 220 kV C2	201	204	207

* Banda mínima de tensión para estado de alerta en Las Palmas 220 kV

Tabla 1-10: Transferencias máximas por tramos

Para estos niveles de transferencias se consideró la operación abierta del tramo Maitencillo – Pan de Azúcar 110 kV en S/E Las Compañías para evitar su sobrecarga.

Actualmente se encuentra en servicio el EDAG de central Guacolda para afrontar la falla de un circuito de la línea Maitencillo - Punta Colorada 220 kV, lo que permite transferencias admisibles de hasta 350 MVA pre contingencia por dicho tramo. Esto considera la capacidad del tramo a 25° con sol (197 MVA), la disponibilidad de poder desconectar 1 unidad de Guacolda a plena carga (150 MW) y que la potencia interrumpida se redistribuye en un 99% por el circuito sano (tramo Maitencillo – Pan de Azúcar 110kV cerrado).

Los estudios correspondientes a determinar las transferencias máximas por los tramos de transmisión troncal del norte del SIC considerando los esquemas RAG/DAG de la Central Guacolda arrojan límites muy similares a los determinados por el CDEC SIC. En particular, en función del estudio EE-ES-2013-219 y de las simulaciones presentadas en el estudio “EE-ES-2013-550-RB_Ampliacion de limites PAN DE AZUCAR - NOGALES 220kV mediante EDAG Guacolda”, se obtiene que el 100% del límite térmico del tramo Maitencillo – Punta Colorada – Pan de Azúcar es de 390MVA teniendo en cuenta el DAG ya implementado en Guacolda.

Así, es de interés visualizar la evolución de la potencia en tiempo real de los circuitos que componen el tramo Maitencillo – Punta Colorada para observar si en caso que uno de estos saliera de servicio, se están ejecutando de forma eficaz las medidas de mitigación correspondientes para que el circuito remanente se establezca dentro de un nivel de potencia aceptable.

Así, se proponen las siguientes ubicaciones para la visualización del efecto de las medidas de mitigación.

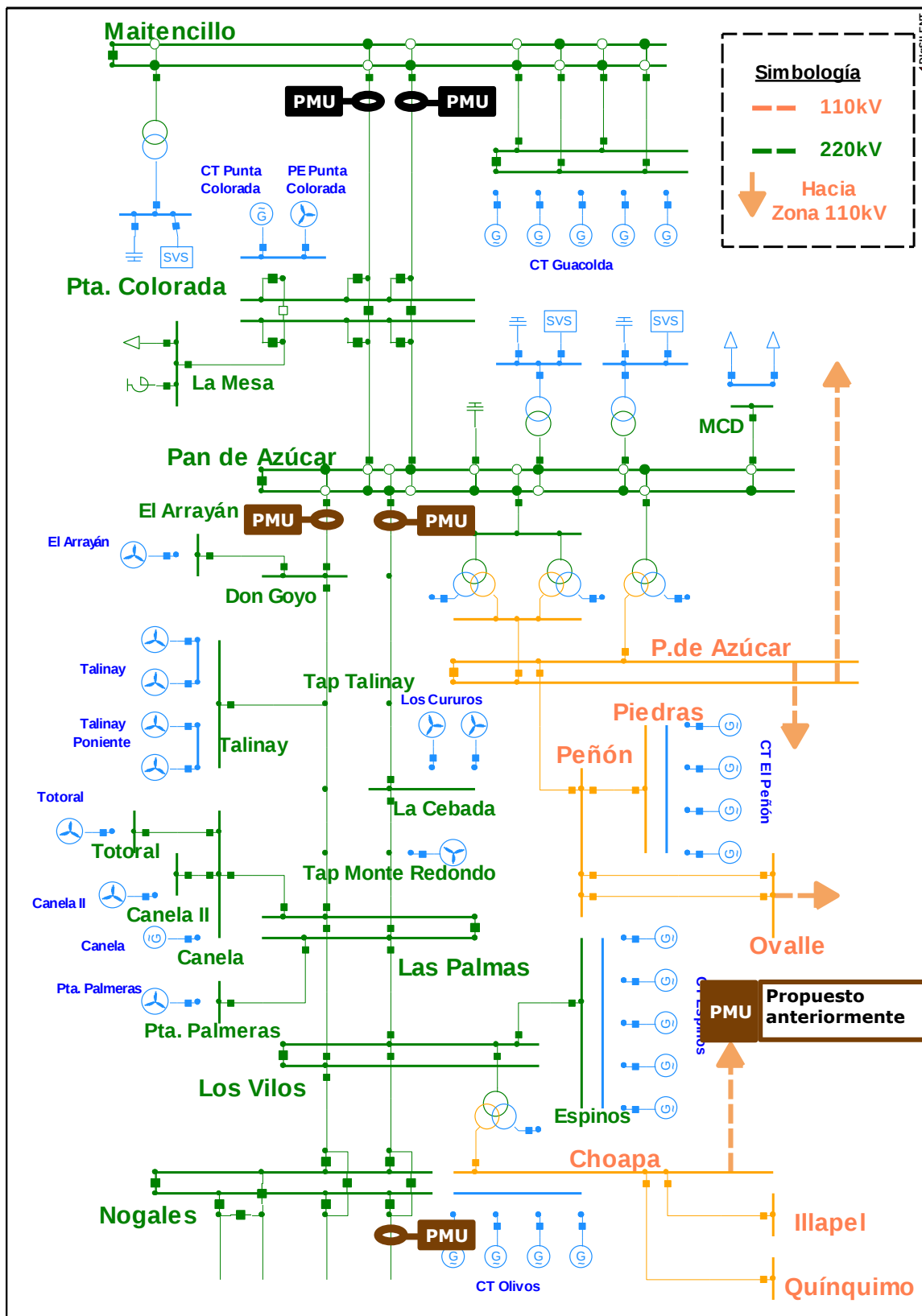


Figura 1-9 Ubicación de PMU para visualizar el fenómeno

Las PMU destacadas en **ROJO** son aquellos que fueron definidas en los análisis anteriores. Las PMU definidas para la detección de la perturbación actual están coloreadas en **NEGRO**.

En la Tabla 1-11 se especifican las subestaciones y paños en donde se propone la ubicación de PMU.

Objetivo	Verificación de transferencias Post-contingencia de Maitencillo - Pta. Colorada 220kV	
Subestación	Paño	Elemento conectado a paño
Maitencillo	J4	Maitencillo - Punta Colorada C1
Maitencillo	J3	Maitencillo - Punta Colorada C2

Tabla 1-11 PMU's propuestos para la detección de transferencias post-contingencia

A continuación se presenta la justificación de la ubicación de cada uno de estas PMU:

- **PMU Maitencillo-J3 y J4:** Se justifica la presencia de estas PMU que estén registrando los fasores de tensión de la barra Maitencillo 220kV y corriente en el extremo de Maitencillo de los circuitos de la línea Maitencillo – Punta Colorada 220kV. Efectivamente, la presencia de estas PMU permite observar en tiempo real el incremento transitorio de la potencia por uno de los circuitos cuando el otro sale de servicio, así como también el establecimiento de la potencia por debajo de la capacidad térmica del circuito producto de la medida de mitigación dispuesta para esta contingencia.

Se destaca de igual forma que las PMU definidas anteriormente en la S/E Pan de Azúcar permiten igualmente observar el incremento transitorio de uno de los circuitos de la línea Pan de Azúcar – Las Palmas 220kV cuando el otro sale de servicio, y de misma forma, la efectividad de la medida de mitigación por parte de CT Guacolda.

1.3.2.3 Sistema 500 kV: Ancoa – Alto Jahuel

Antecedentes

Según los antecedentes provistos por el CDEC, se presentan a continuación los resultados para distintos niveles de transferencias por el tramo Ancoa – Alto Jahuel 500 kV para la condición post contingencia de Central Nueva Renca, considerando el despacho de Colbún a plena carga (2x240 MW) y pehuenche con generación reducida (2x215 MW). El aumento de transferencia se realiza disminuyendo las inyecciones de las centrales San Isidro, aumentando la generación que inyecta en S/E Charrúa.

Cabe señalar que los resultados presentados en los gráficos de la Figura 1-10 contemplan la desconexión de ambos reactores de S/E Polpaico a partir del nivel de transferencia sobre el cual no converge el flujo de potencia. No obstante, los montos de las transferencias máximas establecidas no consideran la desconexión de reactores.

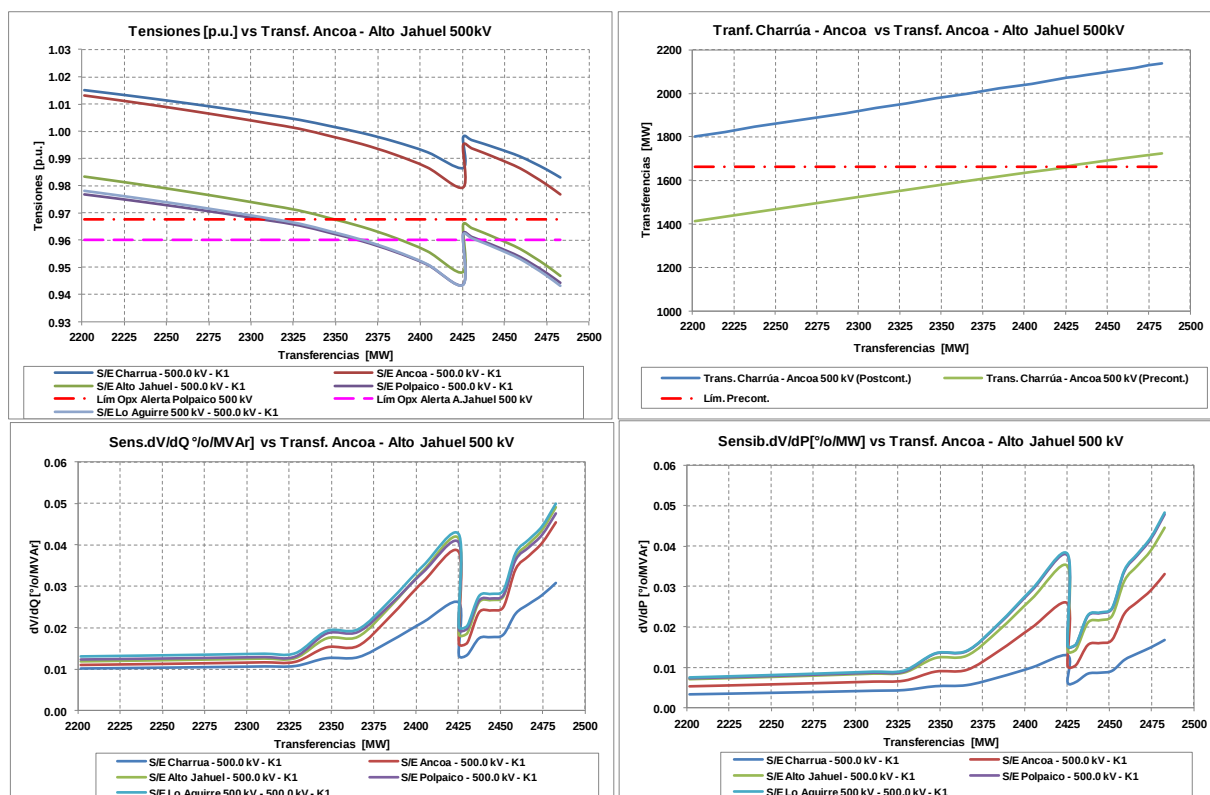


Figura 1-10 Transferencias de Ancoa al Norte ante desconexión de Central Nueva Renca (350 MW), con Colbún a plena carga.

A partir de los resultados de las simulaciones, en la Tabla 1-12 se resumen las transferencias máximas simultáneas desde Ancoa al norte a través de los sistemas de 500 kV y 220 kV, diferenciando la causa de la limitación.

Tramo	Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]		
	Regulación de Tensión*	Sensibilidades	Pto. Crítico Estabilidad
Ancoa – Alto Jahuel 500 kV L1	550	563	578
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV L2	637	653	670
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV L3	562	575	589
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV L4	562	575	589
Charrúa - Ancoa 500 kV L1	967	1000	1037
Charrúa - Ancoa 500 kV L2	965	998	1034
Ancoa – Colbún 220kV	69	75	81
Colbún – Candelaria 220kV L1	303	305	307
Colbún – Candelaria 220kV L1	303	305	307

* Banda mínima de tensión para estado de alerta en Las Palmas 220 kV

Tabla 1-12 Transferencia máxima por tramos

Si se considera en conjunto las transferencias Ancoa – Alto Jahuel 500 kV y por el tramo Colbún - Candelaria 220 kV, se tiene un total de 2.917 MW de Ancoa al Norte.

Existen distintas obras de transmisión nuevas que se han puesto en servicio cuyo efecto es positivo con respecto a las curvas PV del sistema de 500kV. Por un lado, se tiene el antecedente del estudio de requerimientos de equipos primarios en el SIC dentro de un horizonte de tiempo de 10 años, en el cual se registra las problemáticas de subtensiones en la zona centro del SIC. Al respecto, en este estudio se logra concluir que en escenarios con bajo despacho en la zona de San Luis y Ventanas, el control de tensión que, en principio debería ser de forma local, se produce a través del aporte de potencia reactiva proveniente del sistema de 500kV. Así, existe una alta dependencia de las tensiones de la zona centro con las tensiones de las barras de las SS/EE Charrúa y Ancoa.

En este mismo estudio se obtienen las siguientes curvas PV en las barras de 500kV para estos escenarios:

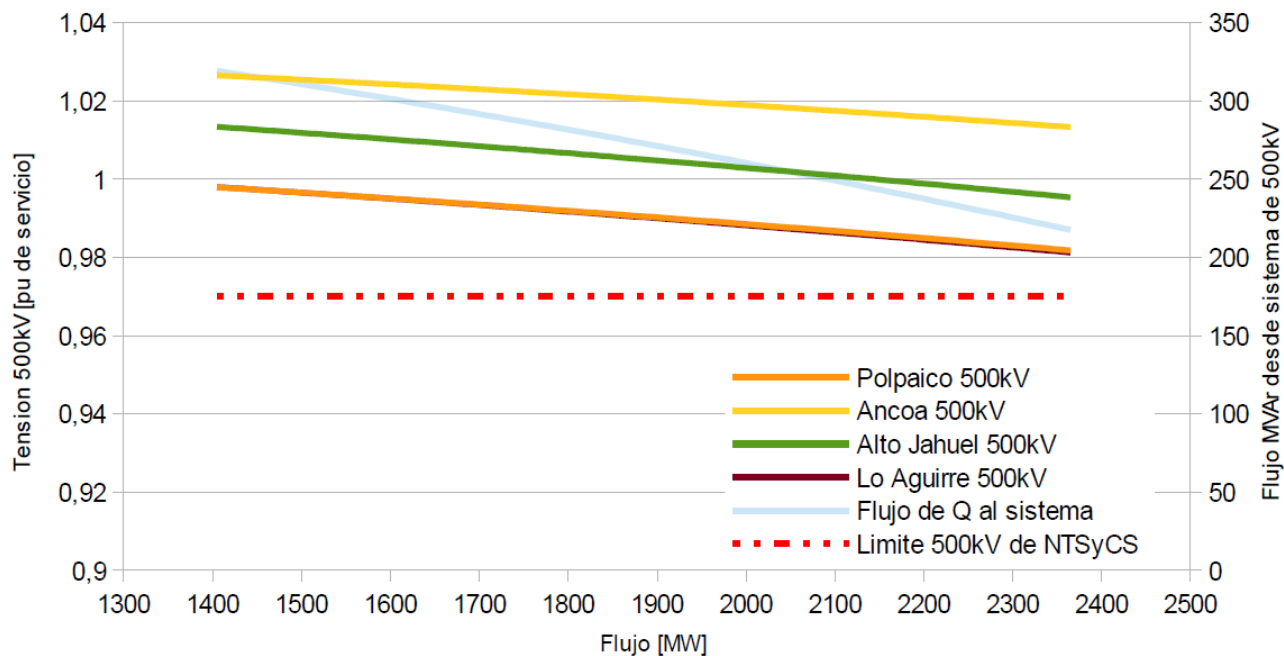


Figura 1-11 Curvas PV diferentes escenarios

Estas curvas muestran la dependencia de la tensión en la zona centro del SIC con la potencia exportada desde el sur. Por ende, a modo de poder visualizar la sensibilidad entre la potencia total transferida por el sistema de 500kV y la tensión en las barras que la componen, es importante contar con equipos de medición que permita obtener en tiempo real dicha potencia y dicha tensión.

Así, se proponen las siguientes ubicaciones para la visualización del efecto de las medidas de mitigación.

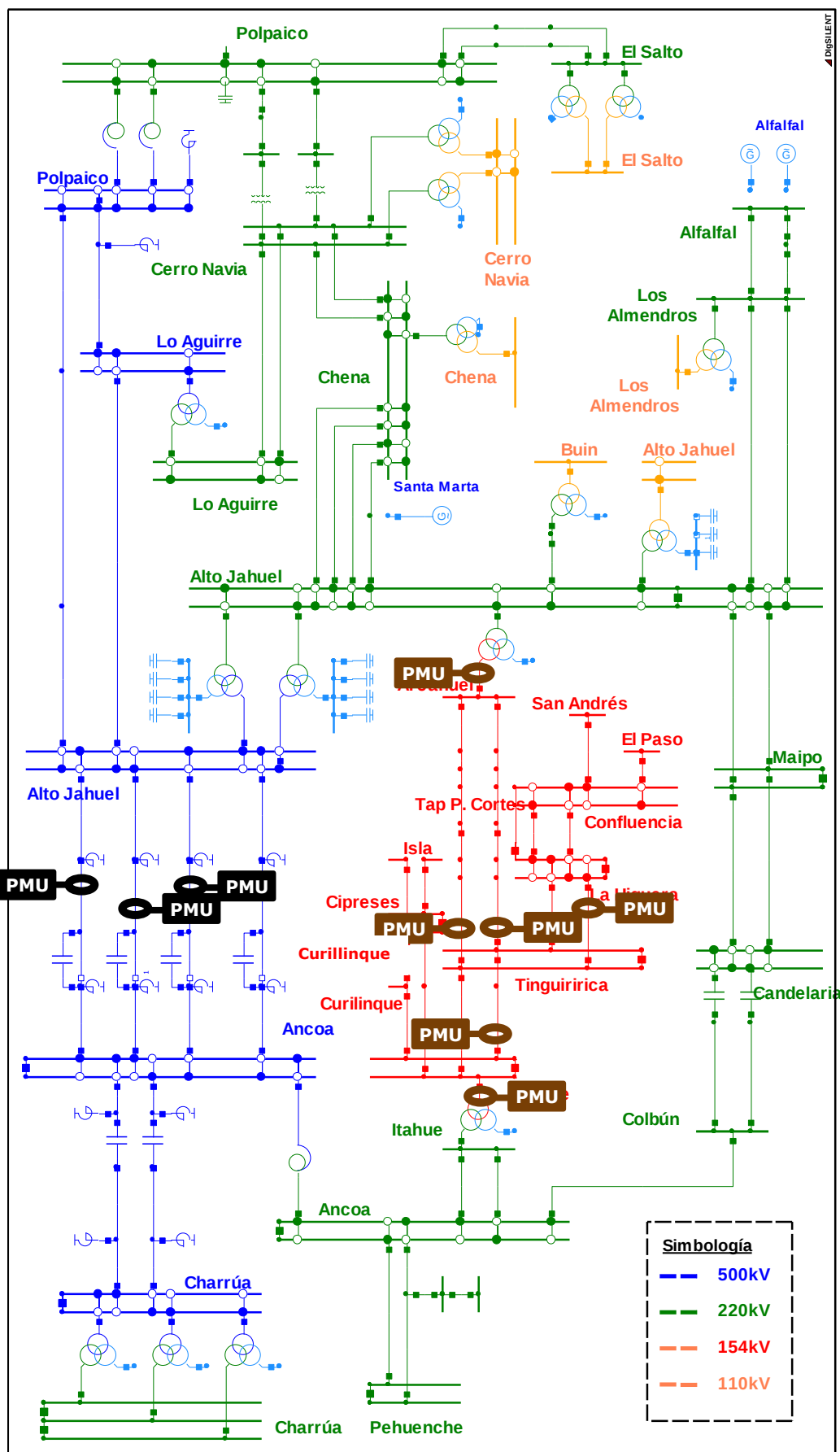


Figura 1-12 Ubicación de PMU para visualizar el fenómeno

Las unidades PMU destacadas en **ROJO** son aquellas que fueron definidas en los análisis anteriores. Las PMU definidas para la detección de la perturbación actual están coloreadas en **NEGRO**.

En la Tabla 1-13 se especifican las subestaciones y paños en donde se propone la ubicación de PMU.

Objetivo	Verificación de transferencias Post-contingencia de Charrúa - Ancoa - A. Jahuel 500kV	
Subestación	Paño	Elemento conectado a paño
Alto Jahuel	K1	Ancoa - Alto Jahuel C1
Alto Jahuel	K2	Ancoa - Alto Jahuel C2
Alto Jahuel	K5	Ancoa - Alto Jahuel C3

Tabla 1-13 PMU's definidas para la detección de transferencias post-contingencia

A continuación se presenta la justificación de la ubicación de cada una de estas PMU:

- **PMU Alto Jahuel-K1, K2 y K5:** Siendo esta subestación importante en términos de la robustez de transmisión del sistema, y en vista del interés por parte del CDEC de mantener una amplia visibilidad en esta línea, tanto en condiciones de operación normal como frente a la indisponibilidad de uno de los circuitos de este vínculo, es importante contar con varios elementos de medida. Se destaca que el circuito 3 y 4 de la línea Ancoa – Alto Jahuel 500kV son idénticos entre sí, pero distintos a los circuitos 1 y 2 de esta línea, los que a su vez son distintos entre sí. Así, a modo de visualizar completamente la potencia total transmitida desde el sur, se proponen estas PMU, las cuales permiten medir en tiempo real la dicha potencia y la tensión de las barras en Alto Jahuel 500kV. Así, con estas PMU es posible identificar posibles correlaciones entre la potencia transmitida desde el sur y la tensión en esta barra, para distintos puntos de operación del sistema (distintos despachos, disponibilidad de elementos de potencia reactiva en la zona, nivel de demanda, etc.).

1.3.2.4 Tramo Valdivia – Puerto Montt 220 kV

Antecedentes

De acuerdo a los antecedentes provistos por el CDEC, con el objetivo de determinar las máximas transferencias post contingencia y obtener una curva en función de dichas transferencias, se varían las inyecciones de la Central Canutillar. Esto considerando la contingencias que corresponde a la salida de servicio de Valdivia – Rahue 220kV.

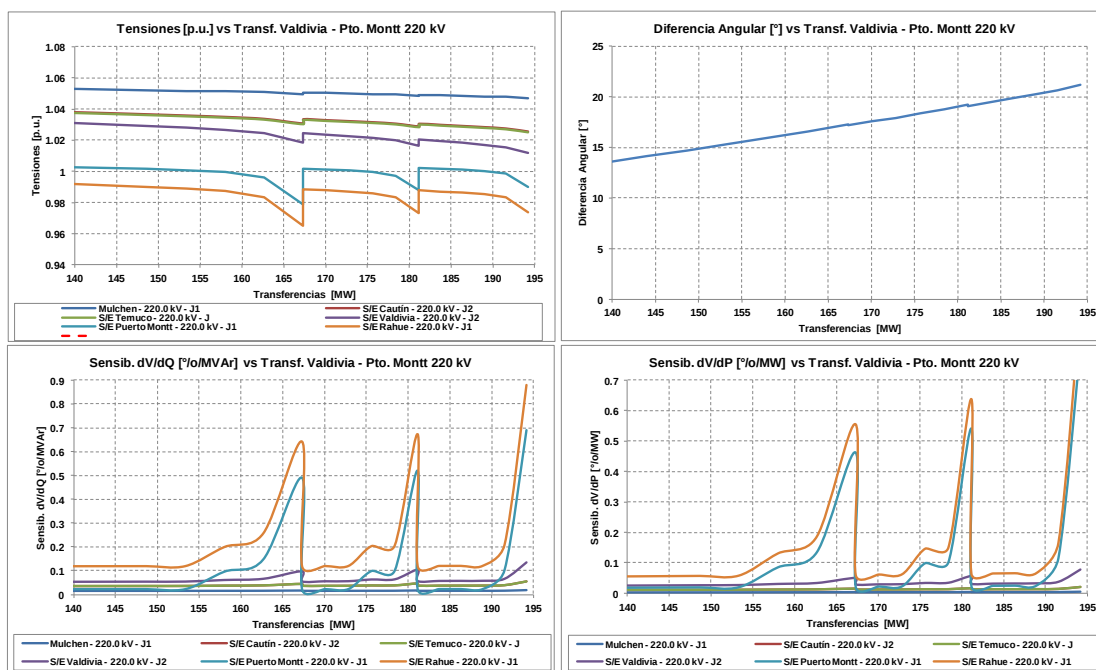


Figura 1-13 Transferencias Valdivia - Pto. Montt 220kV ante Falla Línea Valdivia – Rahue 220 kV. Las simulaciones consideran la desconexión de 2 reactores.

A partir de los resultados de las simulaciones, en la siguiente tabla se resumen las transferencias máximas post contingencia por la línea Valdivia - Pichirrahue - Puerto Montt 220 kV en forma simultánea diferenciando la causa de la limitación.

Tramo	Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]		
	Regulación de Tensión*	Sensibilidades	Pto. Crítico Estabilidad
Valdivia – Pichirrahue 220 kV	-	120	132
Puerto Montt – Pichirrahue 220 kV	-	-158	-167*

*Ingresando en S/E Pto. Montt 220 kV en tap Pichirrahue ingresan desde Valdivia 124 MW, considerando Rucatayo inyectando 52 MW entonces salen desde Pichirrahue hacia Puerto Montt 176 MW

Tabla 1-14 Transferencia máxima por tramos

De acuerdo a la última actualización del estudio de restricciones del sistema de transmisión troncal, existen problemáticas de subtensión en la zona de Puerto Montt frente a la salida de servicio de

Valdivia – Rahue 220kV para altas transferencias desde Valdivia, y considerando el Compensador Estático de Reactivos (CER) de Puerto Montt fuera de servicio.

Así, se destaca que no se registran subtensiones en la zona de Puerto Montt cuando dicho CER está en servicio, siendo la limitación del tramo restante Valdivia – Pichirropulli – Puerto Montt la capacidad térmica de los conductores que lo componen.

Por esto es importante que para visualizar el efecto de esta restricción frente a la contingencia de Valdivia – Rahue 220kV, se cuente con equipos de medida en las SS/EE Valdivia y Puerto Montt.

Así, se proponen las siguientes ubicaciones para la visualización del efecto de las medidas de mitigación.

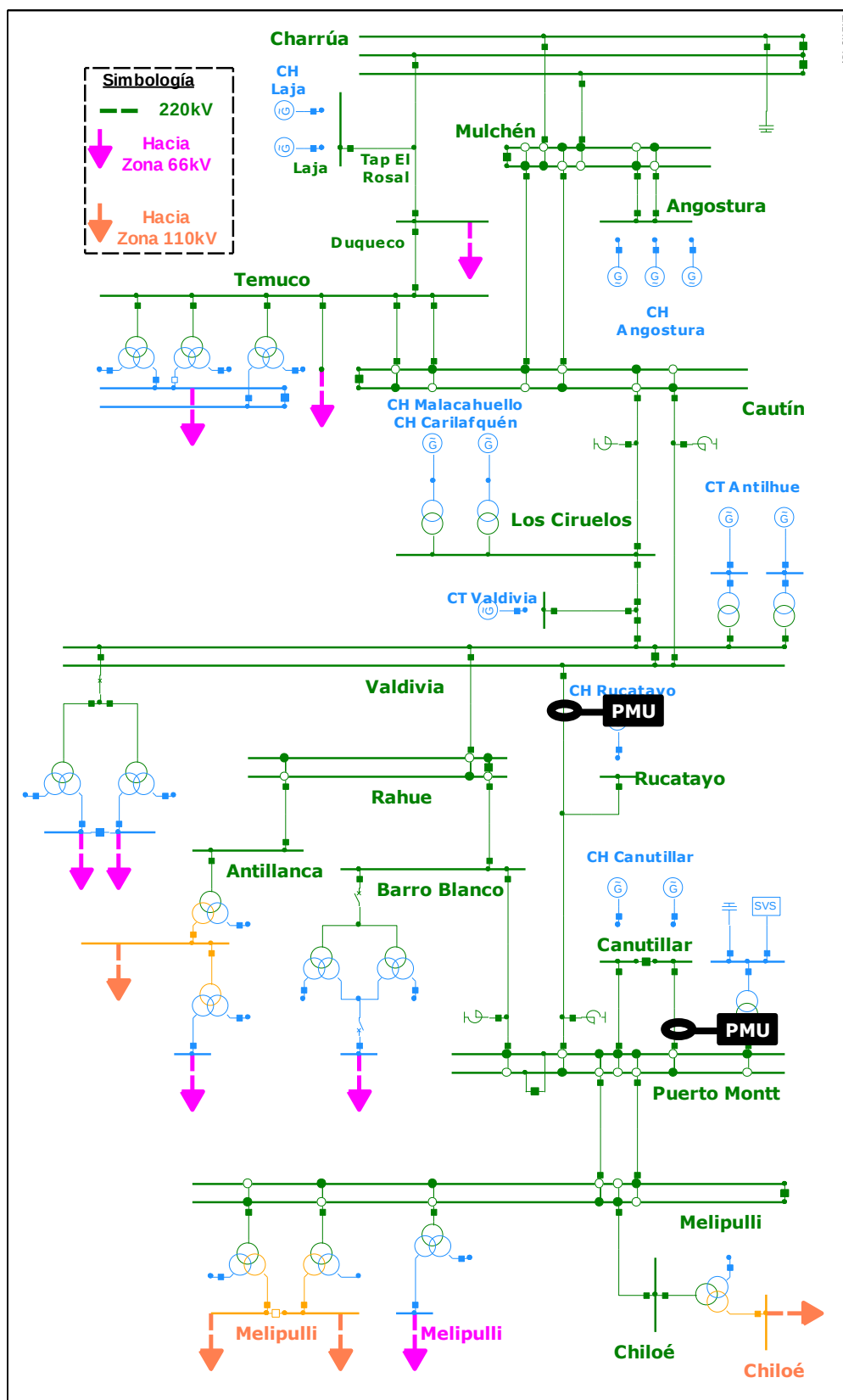


Figura 1-14 Ubicación de PMU para visualizar el fenómeno

En la Tabla 1-15 se especifican las subestaciones y paños en donde se propone la ubicación de PMU.

Objetivo	Verificación de transferencias Post-contingencia de Valdivia - Pto. Montt 220kV	
Subestación	Paño	Elemento conectado a paño
Valdivia	J3	Valdivia - Pichirahue
Puerto Montt	J4	Puerto Montt - Canutillar C1

Tabla 1-15 PMU's propuestos para la detección de transferencias post-contingencia

A continuación se presenta la justificación de la ubicación de cada uno de estas PMU:

- **PMU Valdivia-J3:** Se justifica la localización de esta PMU dado a que la medición de los fasores tensión de la barra Valdivia 220kV y corriente del elemento Valdivia – Pichirrahue permite, por un lado, la visualización en tiempo real de la tensión en la S/E Valdivia, la cual es importante para realizar la tensión en la S/E Puerto Montt, y así determinar el margen de estabilidad con el que se cuenta frente a la ocurrencia de una falla en la línea Valdivia – Rahue 220kV. Por otro lado, la medición de la potencia en tiempo real de la potencia que se exporta por la línea Valdivia – Pichirrahue 220kV permite observar la evolución del aumento de la potencia por esta línea frente a la ocurrencia de la contingencia antes mencionada.
- **PMU Puerto Montt-J4:** La justificación de esta PMU se basa en la necesidad de contar con un elemento de medición en tiempo real de la tensión en la barra Puerto Montt 220kV. Asimismo, de forma estratégica, esta PMU mide el fasor corriente del circuito Puerto Montt – Canutillar 220kV C1 con el objetivo de tener información en tiempo real de la potencia inyectada por la Central Canutillar y su evolución frente a contingencias en el sistema. En análisis posteriores en este informe se ahonda en el beneficio de visualizar esta variable.

1.3.3 Estudio de PDCE

A continuación, se resumen las 3 fases del Plan de Defensa contra Contingencias Extremas implementadas en el SIC. Para verificar la efectividad de estos esquemas se requiere, entre otras variables, el monitoreo de la frecuencia en diversos puntos del sistema, y también la medición de las transferencias por determinados circuitos de línea.

1.3.3.1 Fase 1

Antecedentes

La Fase 1 del PDCE está diseñada para atender la pérdida del doble circuito Quillota – Polpaico 220 kV mediante:

Desconexión secuencial de generación (EDAG) para evitar la sobrecarga de la línea Quillota Nogales 220 kV, el desbalance de potencia generación se compensa con el EDACxBF. Las centrales que participan en el esquema son las siguientes: Nehuenco 1, 2 y 9B, San Isidro 1 y 2, y Quintero.

En efecto, de acuerdo al análisis realizado para la determinación del plan de contingencia, luego de producida la falla y la apertura del doble circuito Quillota – Polpaico 220kV, el problema inmediato posterior resulta en una sobrecarga del doble circuito Quillota – Nogales 220kV.

Así, la verificación de la correcta operación de la Fase 1 del Plan de Contingencias Extremas viene dado en verificar, en tiempo real, que la carga de la línea Quillota – Nogales 220kV se establezca en el 100% de su límite térmico después de ocurrida la falla.

La Figura 1-15 muestra el correcto funcionamiento del PDCE. Así, el equipo de medición debe ser capaz de registrar en tiempo real la curva roja de esta imagen (carga por Quillota – Nogales 220kV) para comprobar si las medidas de mitigación fueron eficaces.

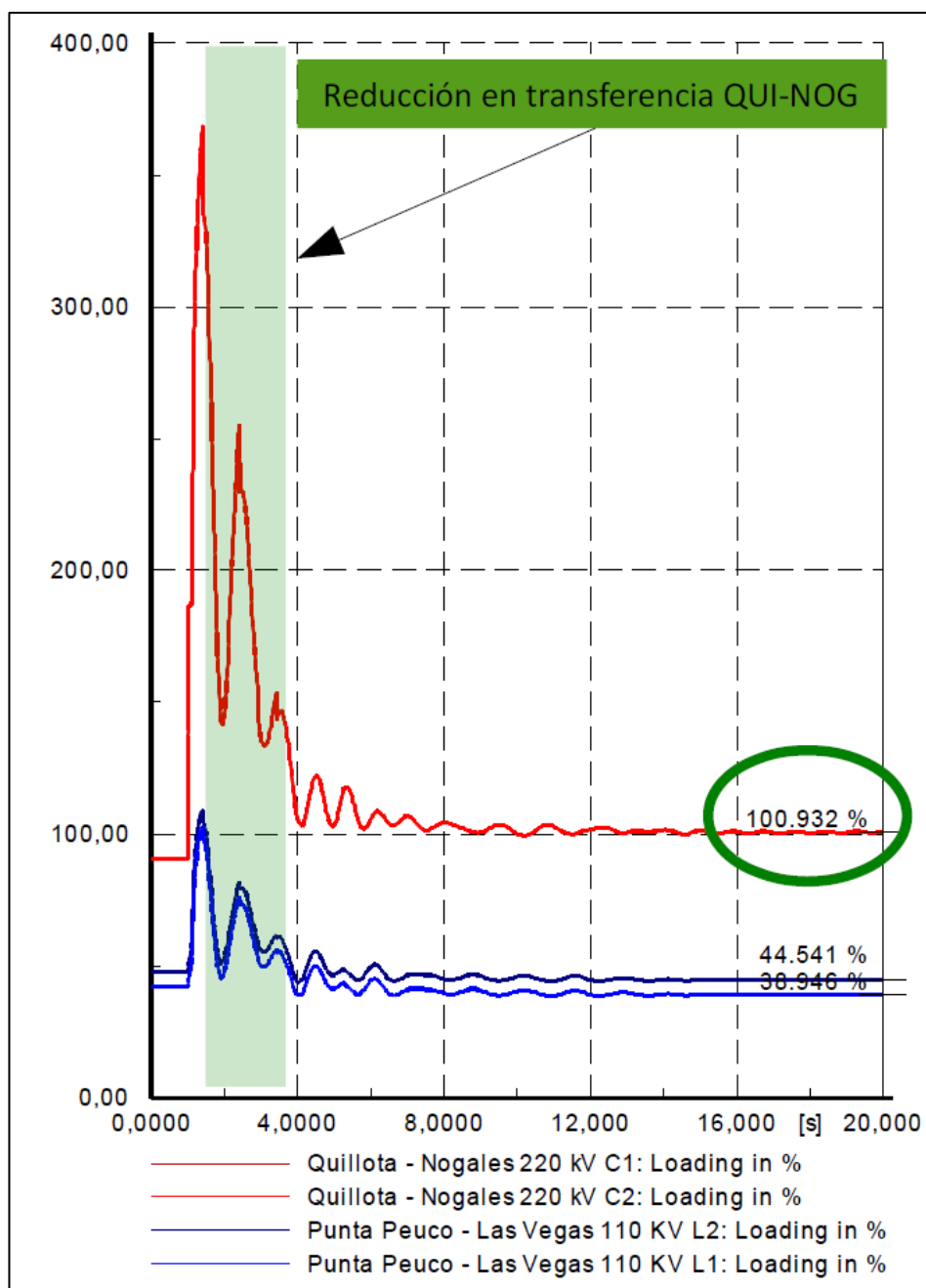


Figura 1-15 Simulación de la eficacia del PDCE - Fase 1

Así, basta con localizar una PMU en uno de los circuitos de la línea Quillota – Nogales 220kV de forma de medir el fasor corriente que circula por ese circuito, suponiendo que la transferencia por el circuito paralelo es igual.

Se muestra a continuación la localización de dicha PMU y que permite visualizar el desempeño de la Fase 1 del PDCE.

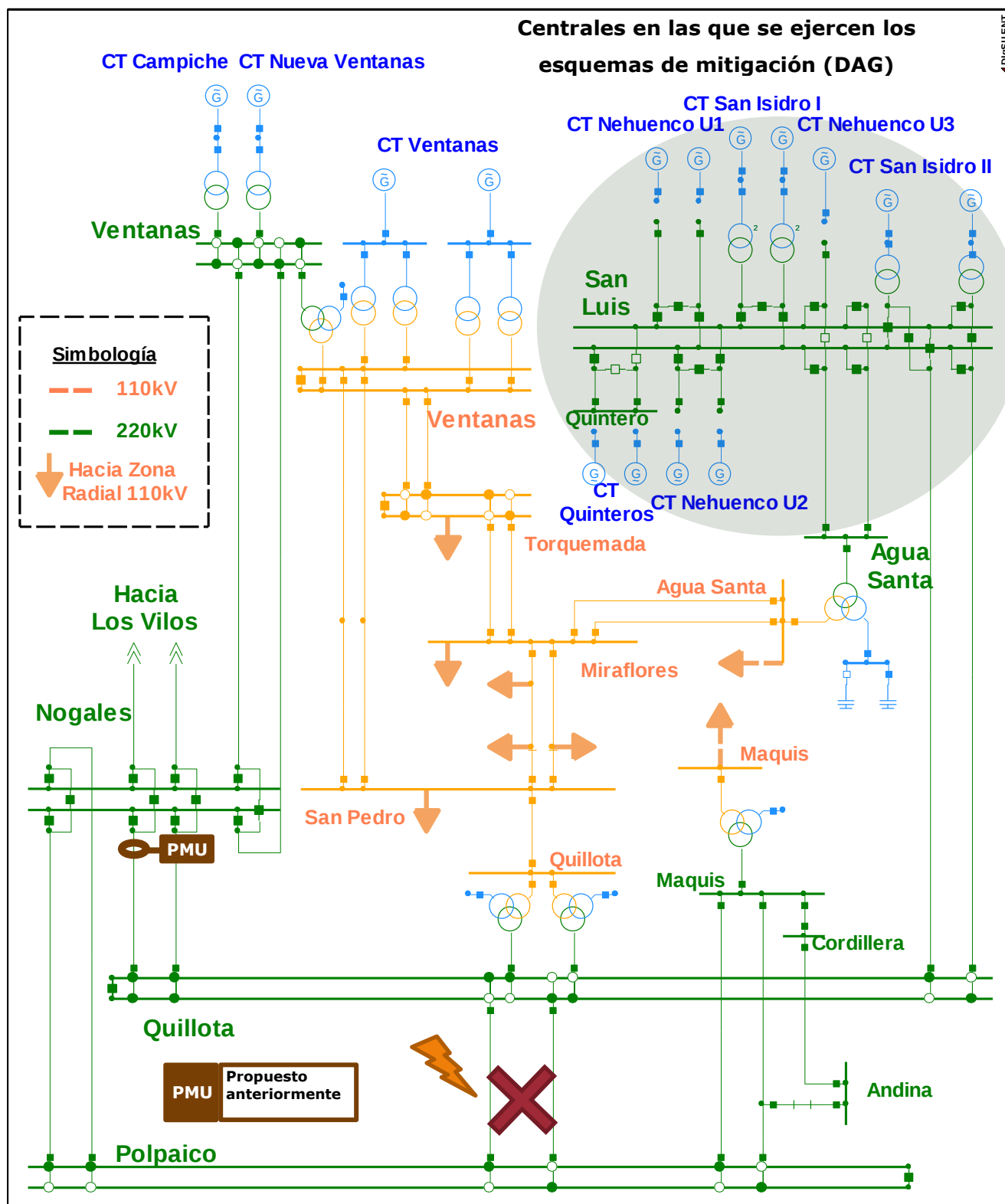


Figura 1-16 Ubicación de PMU definida

Esta PMU fue determinada estratégicamente en esta posición en el análisis de la restricción del Tramo Las Palmas – Pan de Azúcar 220kV para escenarios de transferencia Sur → Norte. Aparte de estar midiendo el fasor tensión de la barra Nogales 220kV para determinar la diferencia angular de la tensión con la de la barra Pan de Azúcar 220kV, esta PMU también es capaz de medir el fasor corriente del circuito Quillota – Nogales 220kV C1, con el fin de verificar si la fase del PDCE – fase 1 está actuando como corresponde.

Por lo tanto, no es necesario definir una PMU adicional.

1.3.3.2 Fase 2 del PDCE

Antecedentes

La Fase 2 del PDCE está diseñada para atender la pérdida de vínculo entre S/E Charrúa y S/E Ancoa 500 kV.

Se destaca que esta contingencia produce la separación del sistema en dos islas eléctricas distintas, lo cual podría llegar a generar un desbalance de potencia de hasta 1.800MW.

En la mayoría de los casos, la isla que se forma al sur del sistema (desde Charrúa al sur) queda con un exceso de generación, mientras que la isla formada al norte queda con un déficit de generación. Esto se traduce en aumentos rápidos y significativos de frecuencia en la isla sur y descensos rápidos y significativos de la frecuencia en la isla norte.

El objetivo de los equipos de medición a instalar es verificar el desempeño de los recursos estabilizantes que están definidos para afrontar esta falla:

➤ Recursos estabilizantes de la zona centro-norte:

- Desconexión rápida de carga en el subsistema centro, con el fin de evitar el colapso de frecuencia de la zona Centro-Norte. Estos EDACs deben ser gatillados con la detección de altas tasas de decaimiento de la frecuencia.
- Desconexión de bancos de condensadores en la S/E Alto Jahuel y Ancoa para evitar sobretensión de la zona centro del SIC. Este recurso es de actuación lenta (10 segundos).

➤ Recursos estabilizantes de la zona sur

- Desconexión de generación en la zona de Charrúa para control de sobrefrecuencias.

Para la verificación del correcto desempeño de la Fase 2 del PDCE es necesario contar con elementos de medición del valor y la tasa de variación de la frecuencia tanto en ambas islas que se forman.

En la isla norte es importante contar con PMU en distintas zonas del SIC debido a que la severidad de esta falla ocasiona oscilaciones angulares que repercuten en la evolución transitoria de la frecuencia en la zona norte, tal como se observa en la Figura 1-17:

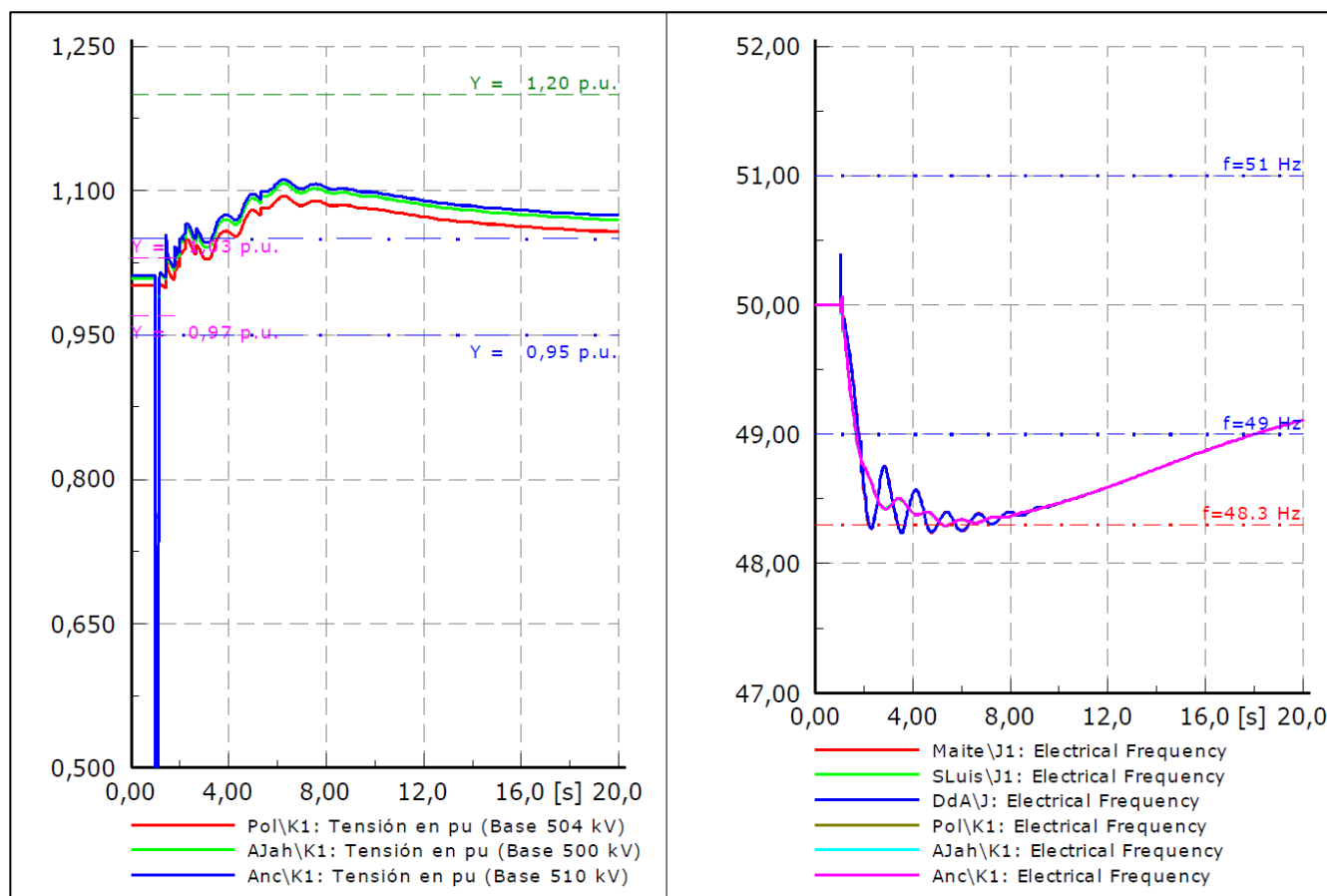


Figura 1-17

Es posible habilitar una función de medición de frecuencia y su variación en los distintos PMU definidos en los análisis anteriores, de manera que sirvan como medida de referencia o patrón de aquellas medidas de frecuencia utilizadas por el automatismo:

Zona Norte: PMU Diego de Almagro, Cardones, Maitencillo, Punta Colorada, Pan de Azúcar.

Zona Centro: PMU Nogales, Quillota, Alto Jahuel.

Zona 154kV: PMU Tinguiririca.

Con respecto a la isla sur, la eficacia del recurso será verificado con el monitoreo de la frecuencia en la zona isla sur del sistema. El correcto funcionamiento del esquema debe dar la siguiente respuesta en frecuencia:

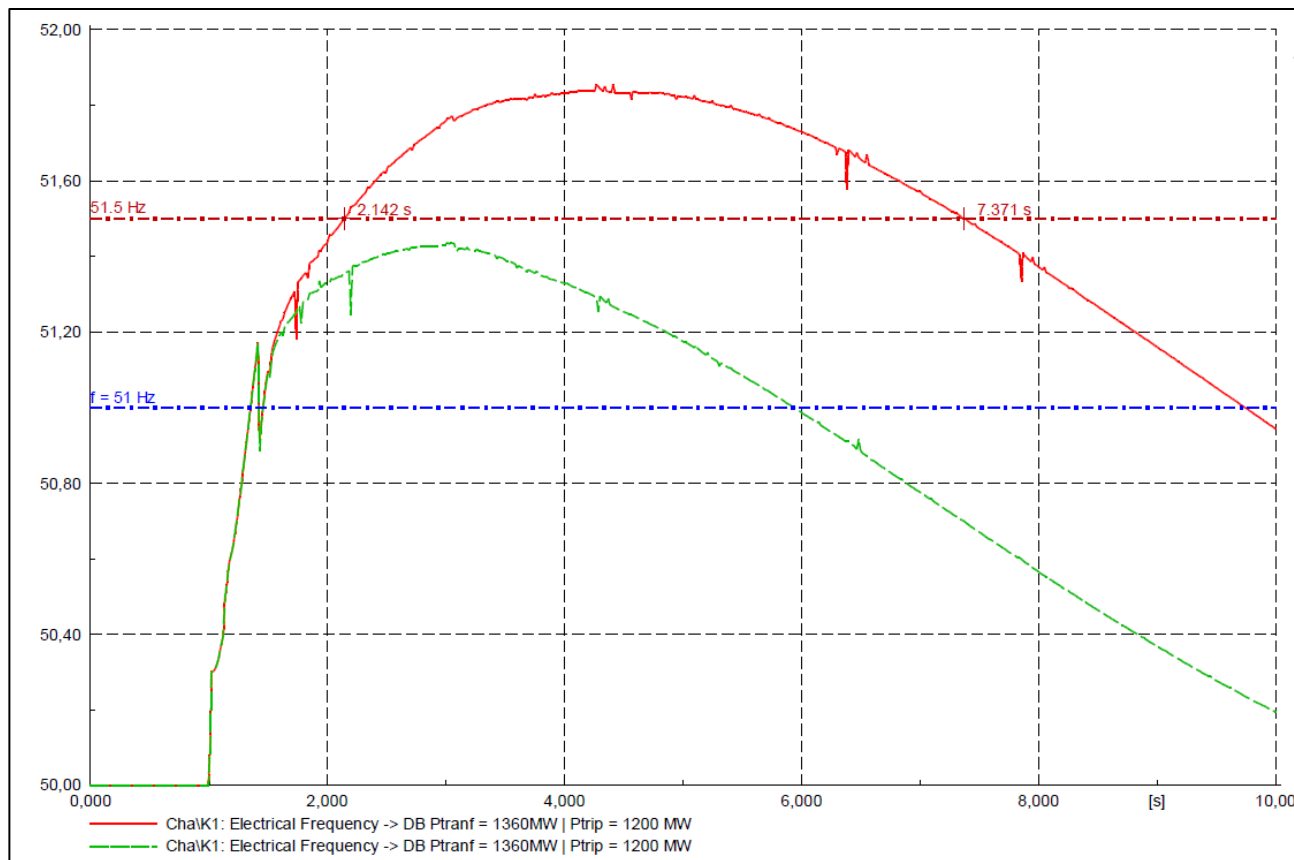


Figura 1-18 Respuesta de frecuencia

Es posible habilitar una función de medición de frecuencia y su variación en las distintas PMU definidas en los análisis anteriores, de manera que sirvan como medida de referencia o patrón de aquellas medidas de frecuencia utilizadas por el automatismo:

Zona Sur: PMU Valdivia.

1.3.3.3 Fase 3 del PDCE

La Fase 3 del PDCE está diseñada para atender la pérdida del doble circuito San Luís – Quillota 220 kV mediante:

- Apertura Línea San Luís – Agua Santa 220 kV, aislando la generación del nodo San Luís.
- Control de inestabilidad de frecuencia con EDAC BF y EDACxCEX

Se destaca que la apertura de la línea San Luis – Agua Santa 220kV se ejecuta con el fin de evitar la sobrecarga de elementos pertenecientes al sistema de 110kV de la zona de la quinta región, por lo que esta acción produce, en el peor de los casos, un desbalance de potencia de hasta 1.735MW.

Luego, la eficacia del esquema consiste en observar si la frecuencia se establece favorablemente considerando los esquemas de DAC definidos en el estudio de PDCE de fases anteriores. Por lo tanto, basta con contar con elementos de medición de frecuencia a lo largo del SIC que permitan visualizar un comportamiento con el mostrado en la Figura 1-19:

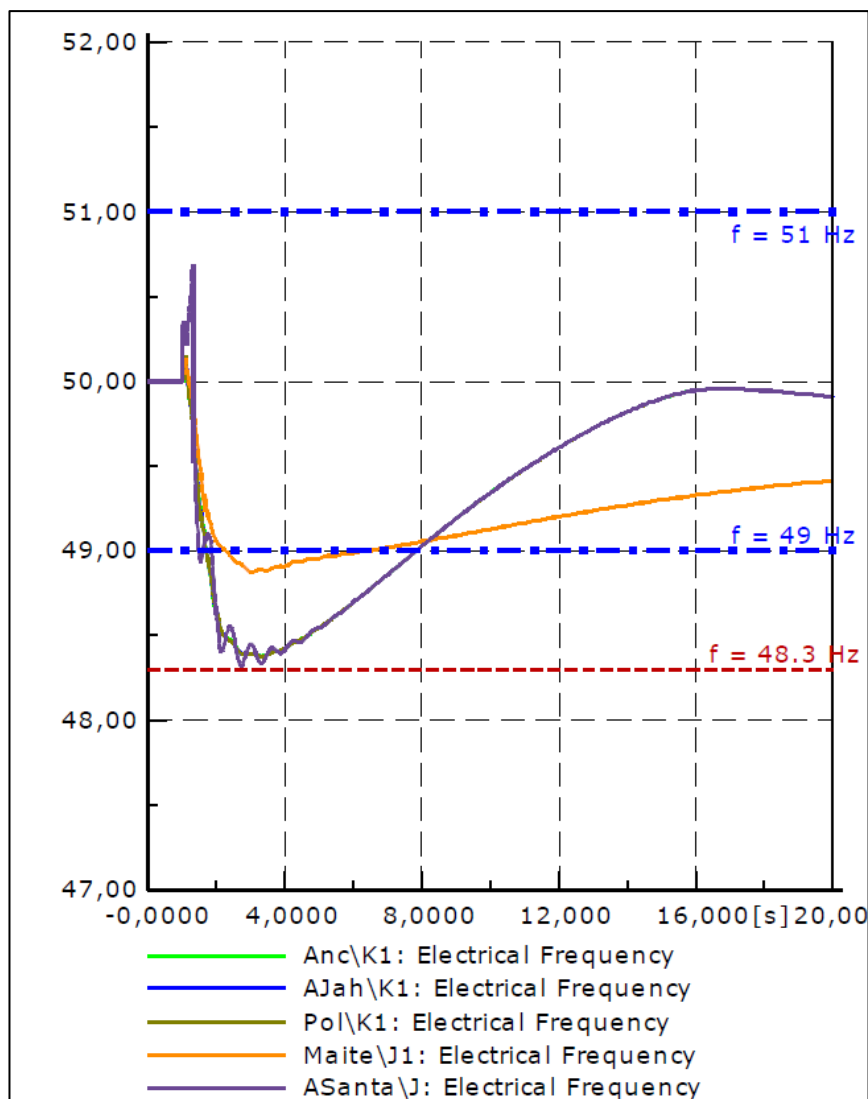


Figura 1-19 Respuesta satisfactoria de la frecuencia considerando los recursos de mitigación de la fase 3 del PDCE

Así, se cuenta con las siguientes PMU, definidas en análisis anteriores, que permiten mostrar la evolución de la frecuencia a lo largo del sistema:

Zona Norte: PMU Diego de Almagro, Cardones, Maitencillo, Punta Colorada, Pan de Azúcar.

Zona Centro: PMU Nogales, Quillota, Alto Jahuel.

Zona 154kV: PMU Tinguiririca.

1.3.4 Instalaciones Relevantes

Tomando en consideración los criterios mínimos y la experiencia operativa en el SIC, y con el objetivo de obtener información del comportamiento de los principales sistemas de transmisión y centros de generación, se propone el monitoreo de los subsistemas del SIC que se indican a continuación.

1.3.4.1 Sistema 500 kV, obras existentes y futuras

El sistema de 500kV en el SIC corresponde a un corredor importante que permite conectar grandes centros de generación con grandes centros de consumo. La visualización de las tensiones y la potencia que circula a través de este sistema en tiempo real resulta de un interés significativo:

Dentro de las obras existentes se tienen las siguientes subestaciones: Alto Jahuel, Ancoa, Charrúa, Lo Aguirre, Polpaico.

Dentro de las obras previstas a futuro, se tendrán las siguientes subestaciones: Nueva Cardones, Cumbres, Changos (futuras 2017), y Nueva Pan de Azúcar (futura - 2018)

La localización de los elementos de medida se realiza de forma de abarcar la medición del fasor de tensión de todas las barras del sistema de 500kV, y de forma de medir el fasor de corriente de uno de los circuitos de las líneas que las conectan.

Para las obras existentes, se proponen las siguientes ubicaciones para la visualización de estas instalaciones:

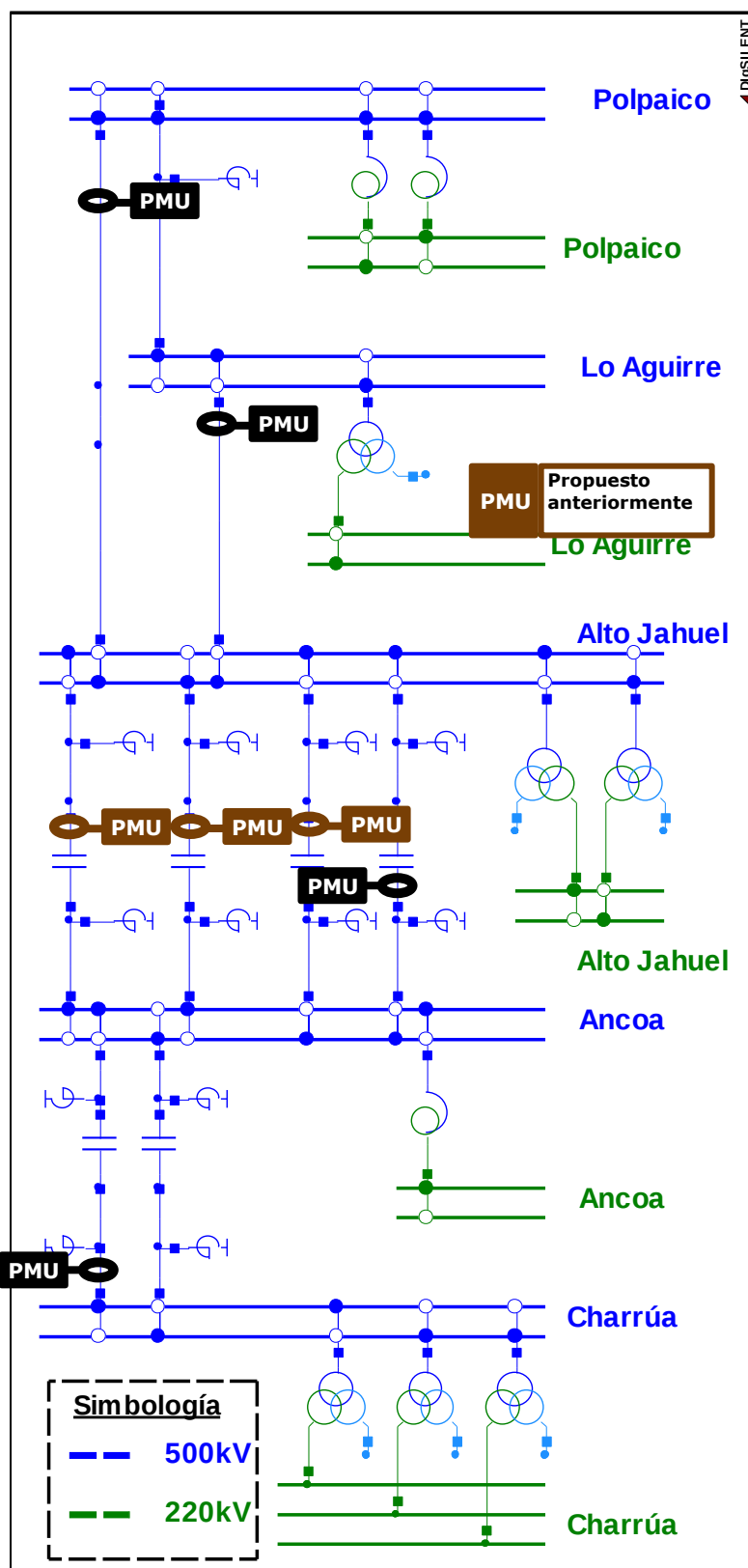


Figura 1-20 Ubicación de PMU para visualizar el fenómeno

Las PMU destacadas en **ROJO** son aquellas que fueron determinadas anteriormente. Las PMU definidas para la detección de la perturbación actual están coloreadas en **NEGRO**.

En la Tabla 1-16 se especifican las subestaciones y paños en donde se propone la ubicación de PMU.

Objetivo	Detección de transferencias por sistema de 500kV presente	
Subestación	Paño	Elemento conectado a paño
Charrúa	K1	Charrúa – Ancoa C1
Ancoa	K6	Ancoa – Alto Jahuel C4
Lo Aguirre	K5/K6	Lo Aguirre - Alto Jahuel
Polpaico	K2	Polpaico - Alto Jahuel

Tabla 1-16 PMU's definidas para la detección de transferencias

A continuación se presenta la justificación de la ubicación de cada uno de estos PMU:

- **PMU Charrúa – K1:** Esta PMU permite medir en tiempo real los fasores tensión de la barra Charrúa 500kV y corriente del circuito 1 de la línea Charrúa – Ancoa 500kV. Así, la justificación de esta PMU es contar con una medición en tiempo real de la potencia transmitida por la línea Charrúa – Ancoa 500kV (estimada en ambos circuitos a través de la información provista por un circuito).
- **PMU Ancoa – K6:** Esta PMU permite medir en tiempo real los fasores tensión de la barra Ancoa 500kV y corriente del circuito 4 de la línea Ancoa – Alto Jahuel 500kV. Así, la justificación de esta PMU es contar con una medición en tiempo real de la potencia transmitida por la línea Ancoa – Alto Jahuel 500kV (estimada en los cuatro circuitos existentes a través de la información provista por un circuito). Se destaca que la elección del paño donde localizar es PMU es distinta al extremo opuesto de donde ya se encuentran localizados las PMU en la S/E Alto Jahuel. Los beneficios asociados a esta localización es que, en el evento que se produzca la desconexión intempestiva en uno de los circuitos en donde mide una de las PMU, se tiene una redundancia adicional que permite no perder visibilidad de la dinámica del sistema.
- **PMU Lo Aguirre – K5/K6:** Esta PMU permite medir en tiempo real los fasores tensión de la barra Lo Aguirre 500kV y corriente de la línea Alto Jahuel – Lo Aguirre 500kV. Así, la justificación de esta PMU es contar con una medición en tiempo real de la potencia transmitida por la línea Alto Jahuel – Lo Aguirre 500kV.
- **PMU Polpaico – K2:** La localización de esta PMU responde a contar con un elemento de medición en tiempo real en la S/E Polpaico, que permita entregar información para conocer la tensión de la barra Polpaico 500kV y la potencia transmitida por la línea Alto Jahuel – Polpaico 500kV. Estas PMU permitirán a futuro determinar la potencia transmitida por el corredor Alto Jahuel – Lo Aguirre –

Polpaico 500kV, una vez que se complete el seccionamiento de la línea Alto Jahuel – Polpaico por parte de la S/E Lo Aguirre.

Sistema de 500kV – Obras futuras

Se proponen a continuación PMU para obras futuras de transmisión en 500kV

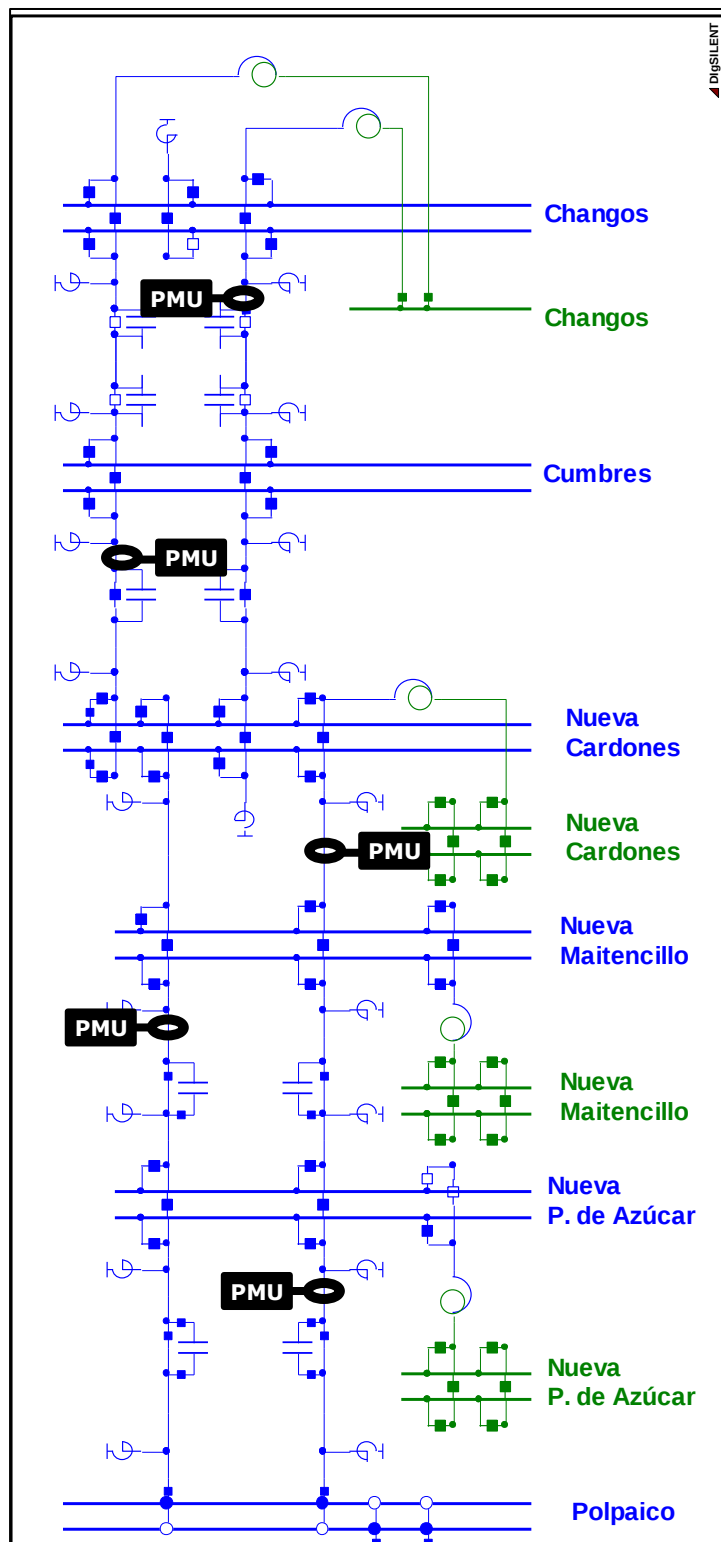


Figura 1-21 Ubicación de PMU propuestas

Se destaca que esta determinación inicial es referencial con respecto a la información con la que se cuenta con respecto a la expansión de las redes de 500kV. Las PMU son localizadas a lo largo del sistema en los circuitos de cada uno de los corredores de forma "intercalada". Es decir, para cada subestación adyacente se propone una PMU en el extremo del circuito paralelo al que cuenta con un PMU en cada subestación, tal como se muestra en la figura anterior. Esto permite contar con un grado mayor de confiabilidad en la visualización del sistema frente a fallas que gatillen aperturas de interruptores erróneas (caso con muy baja probabilidad de ocurrencia):

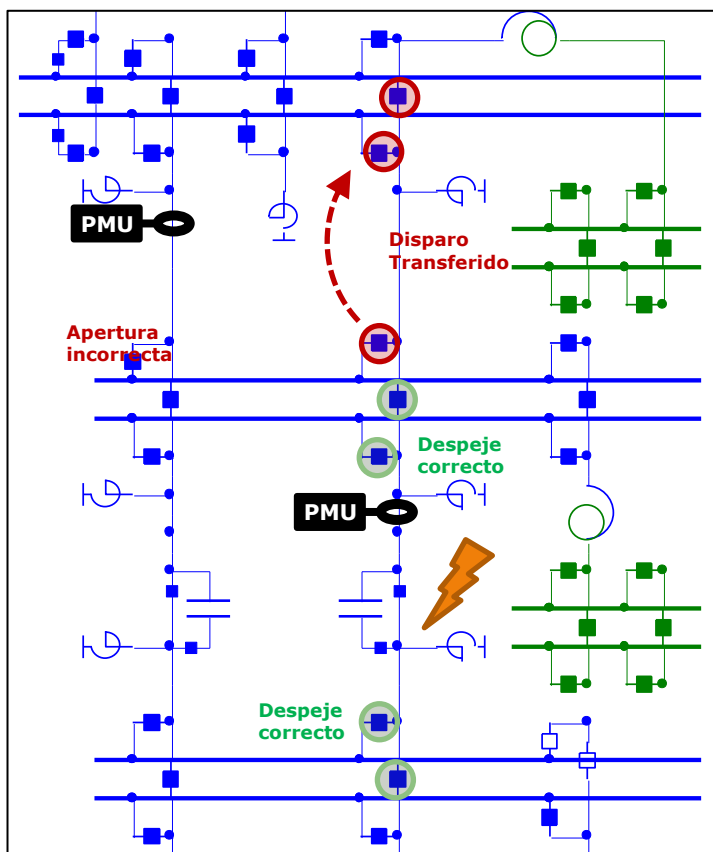


Figura 1-22 Localización de PMU para mayor confiabilidad de visualización

En la Tabla 1-17 se especifican las subestaciones y paños en donde se propone la ubicación de PMU.

Objetivo	Detección de transferencias por sistema de 500kV futuro	
Subestación	Paño	Elemento conectado a paño
Nueva Pan de Azúcar	K1	Nueva Pan de Azúcar - Polpaico
Nueva Maitencillo	K1	Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar
Nueva Cardones	K1	Nueva Cardones - Nueva Maitencillo
Cumbres	K1	Cumbres - Nueva Cardones
Changos	K1	Changos - Cumbres

Tabla 1-17 PMU's propuestos para la detección de transferencias

A continuación se presenta la justificación de la ubicación de cada uno de estas PMU:

La justificación de estas PMU es para mantener la visibilidad de uno de los corredores más importantes para transmisión de grandes bloques de potencia que tiene el SIC en el sistema de 500kV. Es de gran utilidad monitorear todas las subestaciones del sistema de 500kV, tanto las tensiones como las potencias que se transmite.

En efecto, se prevén escenarios recurrentes en donde se tendrán tensiones elevadas en las barras de 500kV localizadas el norte del SIC, frente a algunas contingencias de pérdida de elementos de reactivos según se muestra en la Figura 1-23.

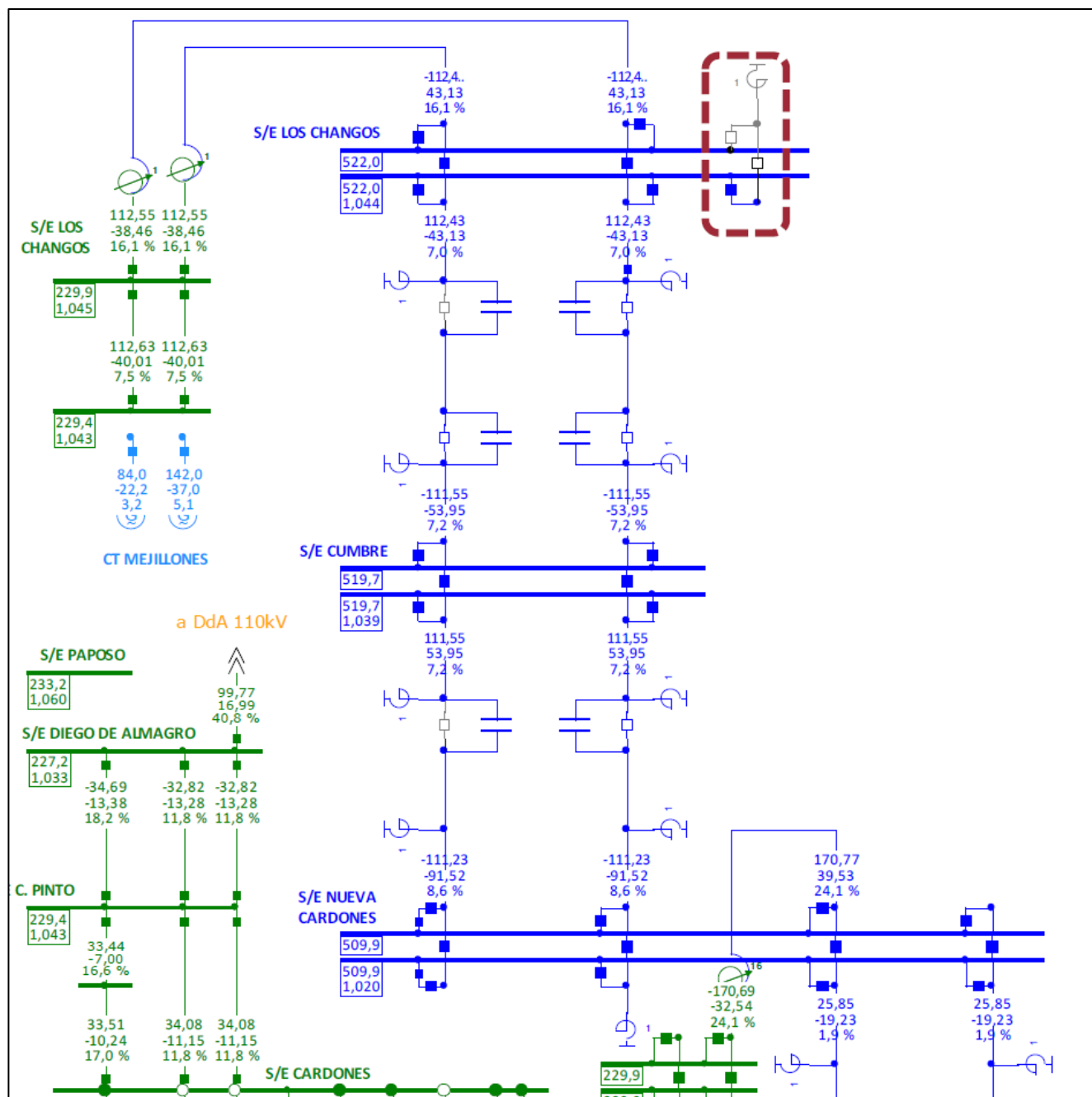


Figura 1-23 Desvinculación reactor Los Changos 500kV. Flujo SIC Norte – Demanda Baja

1.3.5 Monitoreo de Grandes centros de Generación

Tomando en consideración la existencia de grandes bloques de generación a lo largo del SIC, es de interés monitorear y detectar situaciones de oscilaciones interárea entre los distintos grupos de centrales. Para esto, se definen las siguientes PMU que permiten visualizar grupos de centrales importantes en el SIC:

1.3.5.1 Central Canutillar

A continuación se muestra la ubicación de una PMU para la visualización del comportamiento de la Central Canutillar. Esta PMU fue definida en análisis anteriores.

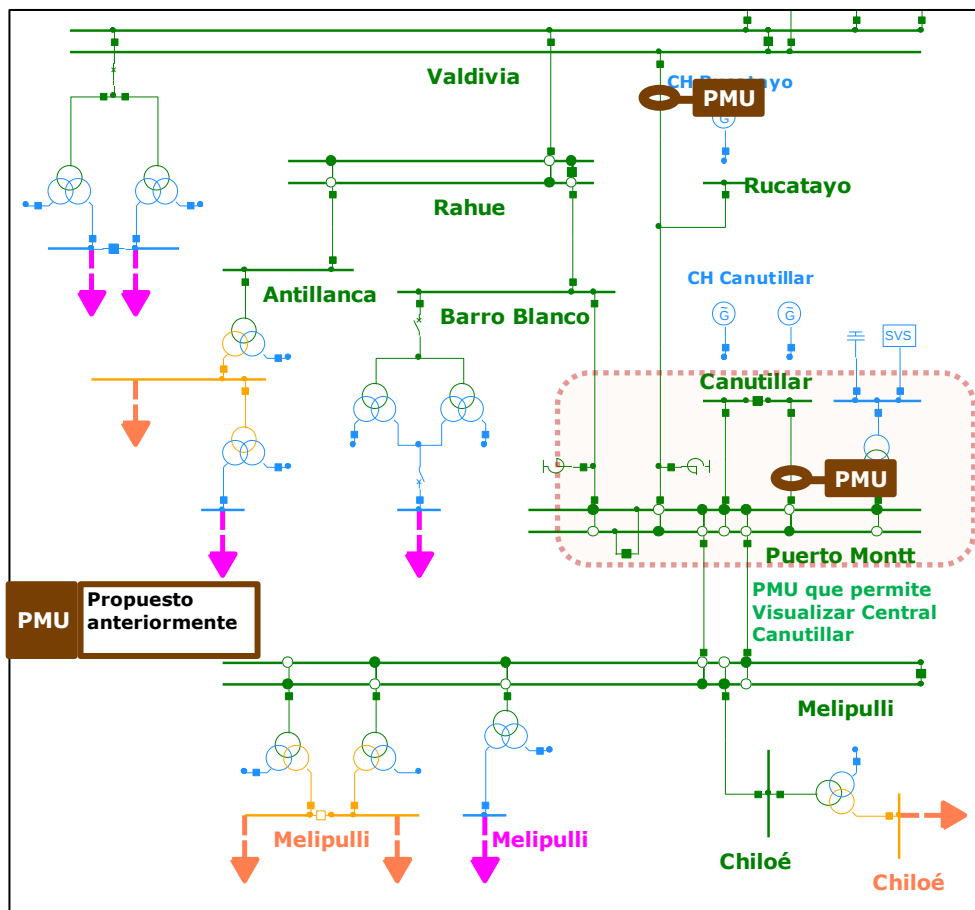


Figura 1-24 Ubicación de PMU definida

1.3.5.2 Centrales Pangué, El Toro y Antuco

A continuación se muestra la ubicación de las PMU para la visualización del comportamiento del grupo de Centrales Pangué, El Toro y Antuco:

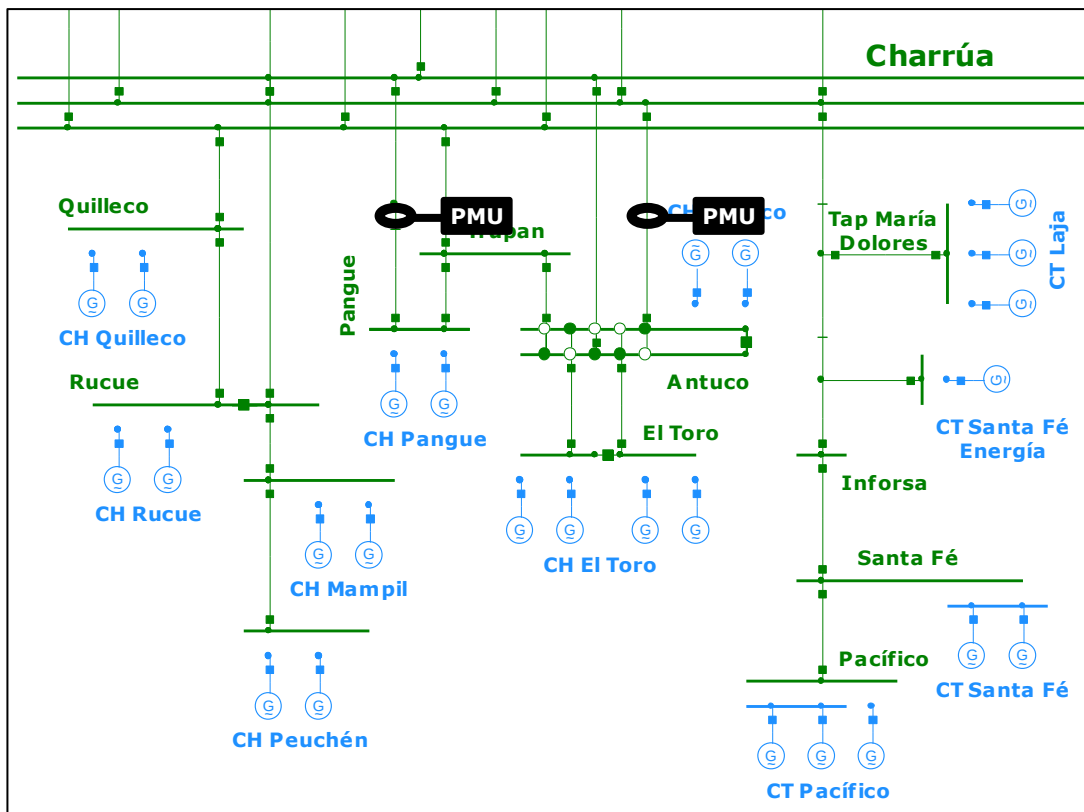


Figura 1-25 Ubicación de PMU definida

En la Tabla 1-18 se especifican las subestaciones y paños en donde se propone la ubicación de PMU.

Objetivo	Monitoreo Centrales Pangué, El Toro, Antuco	
Subestación	Paño	Elemento conectado a paño
Charrúa	J1	Charrúa - Pangué
Charrúa	J4	Charrúa - Antuco C1

Tabla 1-18 PMU's definidas

A continuación se presenta la justificación de la ubicación de cada uno de estas PMU:

- **PMU Charrúa – J1 y J4:** Estas PMU permiten en conjunto visualizar la potencia exportada por las centrales Pangué, El Toro y Antuco. Esta visualización es importante porque permite identificar diferentes fenómenos de interés:
- Permite detectar si existen oscilaciones en la potencia de este conjunto de centrales. Se pueden detectar si estas oscilaciones son locales o inter-área (comparándolas con el comportamiento de las otras centrales monitoreadas).
 - Permite verificar variaciones de potencia importantes en estas máquinas. Particularmente, brinda una herramienta de visualización adicional para verificar el desempeño de la fase 2 del PDCE. Esto a través de la visualización en tiempo real de la potencia evacuada por estas líneas.

1.3.5.3 Central Ralco

A continuación se muestra la ubicación del (de las) PMU para la visualización del comportamiento de la Central Ralco:

- **PMU Charrúa – J24:** Esta PMU permite visualizar el comportamiento de la potencia exportada por las centrales Palmucho y Ralco. Esta visualización es importante porque permite identificar diferentes fenómenos de interés:
 - Permite detectar si existen oscilaciones en la potencia de este conjunto de centrales. Se pueden detectar si estas oscilaciones son locales o inter-área (comparándolas con el comportamiento de las otras centrales monitoreadas).
 - Al igual que todas las PMU que permiten monitorear grupos de centrales que inyectan su potencia a la S/E Charrúa, permite verificar variaciones de potencia importantes en estas máquinas. Particularmente, brinda una herramienta de visualización adicional para verificar el desempeño de la fase 2 del PDCE. Esto a través de la visualización en tiempo real de la potencia evacuada por estas líneas.

1.3.5.4 Centrales Pehuenche, Loma Alta, Los Hierros y Los Hierros II

A continuación se muestra la ubicación de la PMU para la visualización del comportamiento del grupo de centrales Pehuenche, Loma Alta, Los Hierros y Los Hierros II.

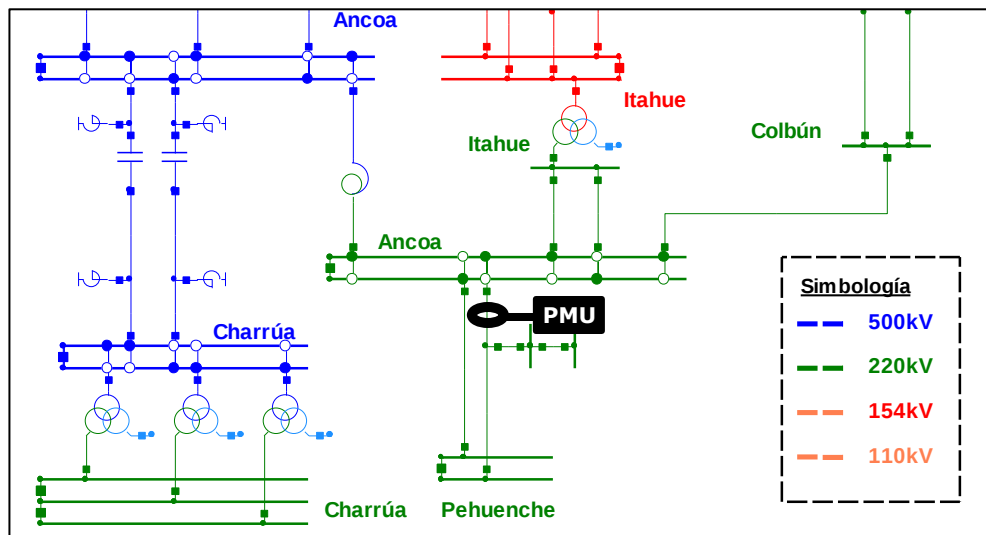


Figura 1-27 Ubicación de PMU para visualizar el fenómeno

En la Tabla 1-20 se especifican las subestaciones y paños en donde se propone la ubicación de PMU.

Objetivo	Monitoreo Centrales Pangue, El Toro, Antuco	
Subestación	Paño	Elemento conectado a paño
Ancoa	J4	Ancoa – Pehuenche C1

Tabla 1-20 PMU's definidas

A continuación se presenta la justificación de la ubicación de cada uno de estas PMU:

- **PMU Ancoa – J4:** Esta PMU permite visualizar el comportamiento de la potencia exportada por las centrales Pehuenche, Loma Alta, Los Hierros y Los Hierros II. Esta visualización es importante porque permite identificar oscilaciones de potencia, ya sean estas locales o interárea.

1.3.5.5 Centrales Colbún, Machicura, Chiburgo y San Clemente

A continuación se muestra la ubicación de PMU para la visualización del comportamiento del grupo de centrales Colbún, Machicura, Chiburgo y San Clemente.

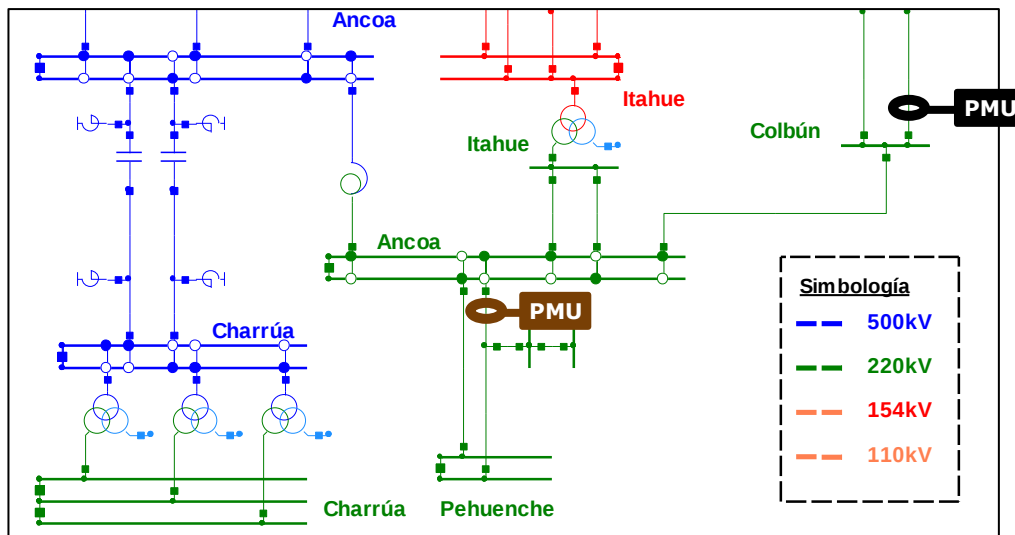


Figura 1-28 Ubicación de PMU definidas

En la Tabla 1-21 se especifican las subestaciones y paños en donde se propone la ubicación de PMU.

Objetivo	Monitoreo Centrales Colbún y Machicura	
Subestación	Paño	Elemento conectado a paño
Colbún	J7	Colbún – Candelaria C1

Tabla 1-21 PMU definidas

A continuación se presenta la justificación de la ubicación de cada uno de estas PMU:

- **PMU Colbún – J7:** Esta PMU permite visualizar el comportamiento de la potencia exportada por las centrales Colbún, Machicura, Chiburgo y San Clemente. Esta visualización es importante porque permite identificar oscilaciones de potencia, ya sean estas locales o interárea. Además, se han registrado en varios estudios oscilaciones locales de las centrales Colbún y Machicura en las simulaciones de fallas en el sistema. A modo de ejemplo, se muestra a continuación la respuesta de la potencia de la central Machicura frente a la contingencia extrema correspondiente a la salida de la línea Ancoa – Charrúa 500kV.

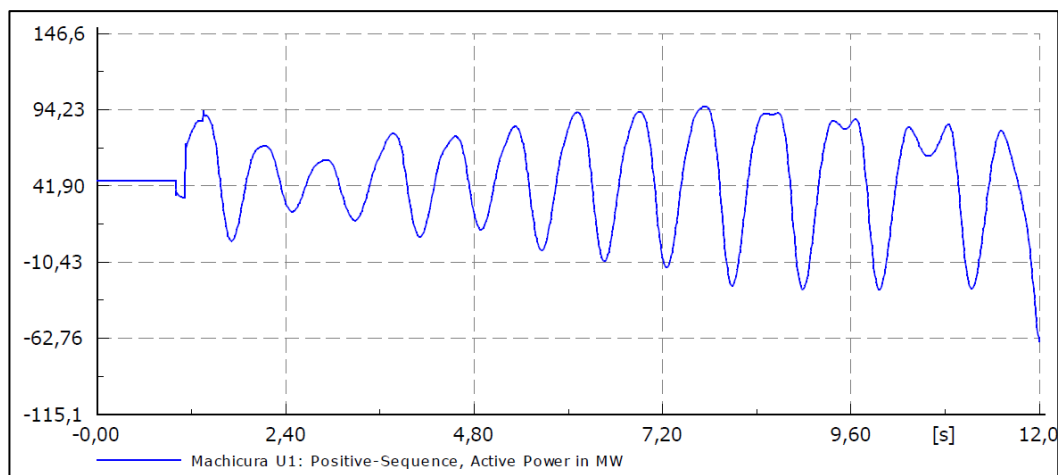


Figura 1-29 Oscilaciones detectadas en la potencia de la central Machicura - fase 2 PDCE - 1800MW perdidos

1.3.5.6 Centrales San Isidro (I y II), Nehuencho (I, II y III) y Quintero

A continuación se muestra la ubicación de PMU para la visualización del comportamiento del grupo de centrales San Isidro, Nehuencho y Quintero.

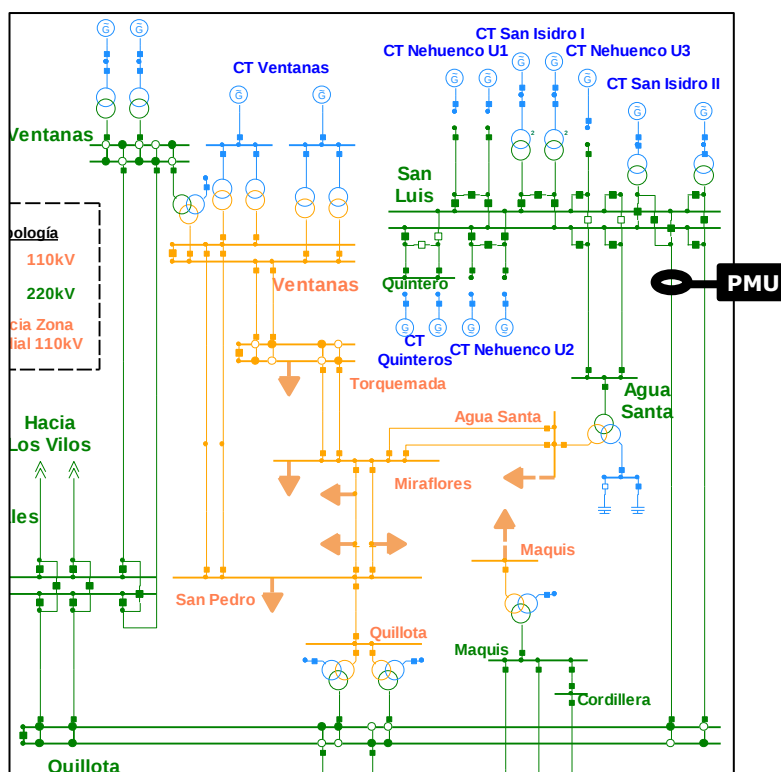


Figura 1-30 Ubicación de PMU

En la Tabla 1-22 se especifican las subestaciones y paños en donde se propone la ubicación de PMU.

Objetivo	Monitoreo Centrales Colbún y Machicura	
Subestación	Paño	Elemento conectado a paño
San Luis	J11/J11-12	San Luis – Quillota C1

Tabla 1-22 PMU definidas

A continuación se presenta la justificación de la ubicación de cada uno de estas PMU:

- **PMU San Luis – J11/11-12:** Esta PMU permite visualizar el comportamiento de la potencia exportada por todas las centrales que exportan potencia a la S/E San Luis, es decir, las centrales Nehuenco (I, II y 9B), San Isidro (I y II) y Quintero. Esta visualización es importante porque permite identificar oscilaciones de potencia, ya sean estas locales o interárea. Además, brinda un elemento de visualización adicional para evaluar el desempeño del EDAG de estas centrales para la contingencia extrema correspondiente a la salida de servicio de la línea Quillota – Polpaico 220kV.

1.3.5.7 Central Guacolda

A continuación se muestra la ubicación de PMU para la visualización del comportamiento de la Central Guacolda:

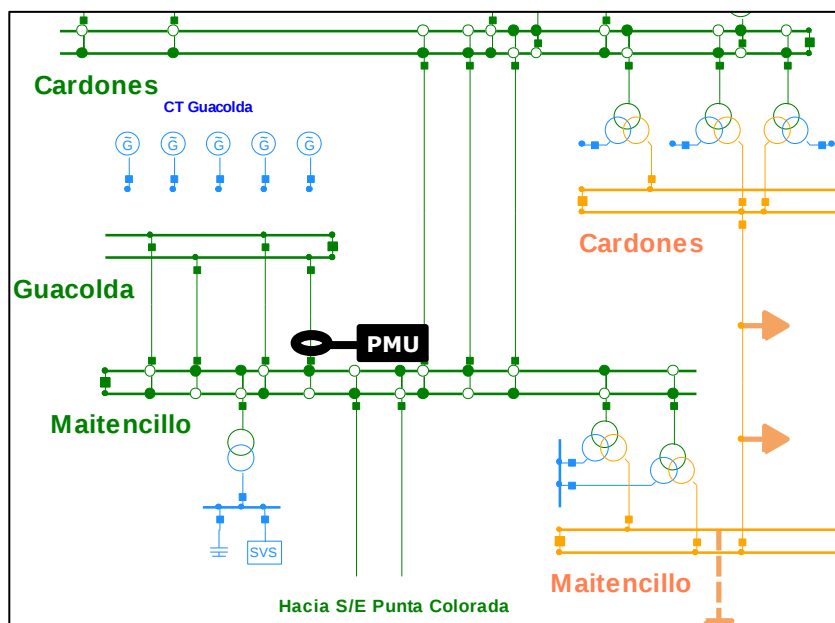


Figura 1-31 Ubicación de PMU

En la Tabla 1-23 se especifican las subestaciones y paños en donde se propone la ubicación de PMU.

Objetivo	Monitoreo Centrales Colbún y Machicura	
Subestación	Paño	Elemento conectado a paño
Maitencillo	J5	Maitencillo – Guacolda C1

Tabla 1-23 PMU definida

A continuación se presenta la justificación de la ubicación de esta PMU:

- **PMU Maitencillo – J5:** Esta PMU permite visualizar el comportamiento de la potencia exportada por el total de las unidades de la Central Guacolda. Esta visualización es importante porque permite identificar oscilaciones de potencia, ya sean estas locales o interárea. Además, existen distintos situaciones en donde produce un beneficio visualizar la potencia inyectada por estas centrales en tiempo real. Por ejemplo, se puede comparar la pérdida de alguna de estas unidades con respecto a la apertura angular que se produce entre las SS/EE Pan de Azúcar y Las Palmas/Nogales en escenarios de transferencia sur→norte, como también se puede visualizar el desempeño de los EDAG implementados en estas unidades para operar las líneas en 220kV desde Maitencillo a Nogales a más de la mitad de su capacidad térmica (Criterio N-1). Por otro lado, esta central es primordial en el SIC en la configuración actual, dado que corresponde a una de las pocas máquinas sincrónicas que aportan con inercia al sistema norte del SIC. Por ello, es una de las centrales cuyo monitoreo puede aportar información significativa del desempeño del SIC.

1.3.6 Monitoreo de Frecuencia

Es importante disponer de unidades de medición que tengan la capacidad de obtener registros de la frecuencia eléctrica y de su gradiente en tiempo real con alta calidad y precisión en distintos puntos del sistema, para efectos de comparar esas medidas de referencia con aquellas adquiridas por los esquemas de desconexión automático de cargas por baja frecuencia, en el AGC y en la prestación de los SSCC de CPF. Por esta razón, es importante disponer de equipos PMU en barras cercanas a los grandes centros de consumos del sistema y en SS/EE del sistema troncal que permitan monitorear el comportamiento de la frecuencia, ya sea en operación normal como ante eventuales islas que se pueden formar (por operación de sistemas de protecciones, durante PRS, etc.).

Se destaca que las PMU determinadas en los análisis realizados previamente permiten tener un registro de la frecuencia en distintas zonas del SIC, por lo que no se contaría con la necesidad de definir la ubicación de PMU adicionales en el sistema para propósitos del monitoreo de la frecuencia.

A continuación se muestra la agrupación de centros de consumo y los PMU que permiten tener una medición de la frecuencia en las zonas donde estos se ubican:

Zona del SIC	Centro de Consumo
Zona Norte	Diego de Almagro 110kV Cardones 110kV Maitencillo 110kV Pan de Azúcar 110kV
Zona Quinta Región	Agua Santa 110kV San Pedro 110kV Torquemada 110kV Los Maquis 110kV
Zona Centro	Cerro Navia 110kV Alto Jahuel 110kV Chena 110kV El Salto 110kV Los Almendros 110kV Buin 110kV Florida 110kV Renca 110kV
Zona de Concepción	Concepción 66kV Talcahuano 66kV Coronel 66kV
Zona Sur	Temuco 66kV Pilauco 66kV Melipulli 220kV

Tabla 1-24 PMU que permiten visualizar frecuencia en tiempo real cerca de centros de consumo

1.4 RESUMEN DE PUNTOS DE UBICACIÓN DE PMU

De acuerdo a lo expuesto anteriormente, se determina la instalación de un total de 29 unidades de medida fasorial PMU a lo largo de las instalaciones actuales del SIC y que permiten tener una visión amplia del sistema, otorgándole la capacidad de observar aquellas situaciones de relevancia en términos de seguridad del sistema, además del desempeño de los recursos implementados.

En segundo término, se determina la instalación de 5 PMU adicionales para las obras de 500kV en desarrollo hacia el norte, con el fin de tener una visualización en tiempo real de este corredor de significativa importancia en el SI.

Una vez implementadas las PMU y el sistema WAMS inicial y habiéndose obtenido los primeros resultados del análisis de la información registradas en el SIC, se podrán identificar nuevas zonas para la instalación de PMU, determinar su eventual reubicación o establecer un cronograma estratégico de dotación de nuevo equipamiento, todo esto con el fin de alcanzar en el futuro cercano la observabilidad total de todos los fenómenos importantes.

En la siguiente tabla y figuras se resume la ubicación de las PMU determinadas, especificando la perturbación o situación que permite visualizar, y las variables de interés para identificarlo.

Fenomeno a Visualizar / Recurso a Evaluar -->

Zona	Localización PMU			Osc. Tensión D. de Almagro - Cardones	Oscilaciones de potencia Zona 154kV	Restricción STT Las Palmas - P. de Azúcar	Restricción STT Maitencillo - P. Colorado	Restricción STT Charrúa - Anco - A. Jahuel	Restricción STT Puerto Montt - Valdivia	Monitoreo de la Frecuencia Zona Norte	Monitoreo de la Frecuencia Zona Centro	Monitoreo de la Frecuencia Zona Sur	Verificación de desempeño PDCE Fase 1	Verificación de desempeño PDCE Fase 2	Verificación de desempeño PDCE Fase 3	Monitoreo Centrales Importantes	Monitoreo Redes de 500kV	Monitoreo EDAG/ERAG CT Guacolda	Id PMU
	S/E	Paño	Elemento																
SIC Norte	D. de Almagro	J1	Diego de Almagro - C. Pinto	✓					✓				✓						1
	Cardones	J12	Cardones - Diego de Almagro C1	✓					✓				✓						2
	Maitencillo	J5	Maitencillo - Guacolda C1						✓				✓			✓		✓	3
		J4	Maitencillo - P. Colorado C1			✓			✓										4
		J3	Maitencillo - P. Colorado C2			✓			✓				✓						5
	Pan de Azúcar	J3	Pan de Azúcar - Don Goyo		✓				✓										6
		J4	Pan de Azúcar - La Cebada		✓				✓				✓						7
SIC Centro	Nogales	J8/J9	Nogales - Quillota C1		✓					✓			✓	✓	✓				8
	San Luis	J11/J11-12	San Luis - Quillota C1							✓				✓		✓			9
	Polpaico	K1	Polpaico - Alto Jahuel								✓						✓		10
	Lo Aguirre	K5/K6	Lo Aguirre - Alto Jahuel								✓						✓		11
	Alto Jahuel	AT6	Lado 154kV Trafo A. Jahuel																12
		K1	Anco - A. Jahuel C1																13
		K2	Anco - A. Jahuel C2				✓												14
		K5	Anco - A. Jahuel C3							✓							✓		15
SIC 154kV	Itahue	A1	Itahue - Currillínque		✓														16
		AT4	Lado 154kV Trafo Itahue																17
	Tinguiririca	A5	Tinguiririca - La Higuera C2		✓								✓						18
		A9	Tinguiririca - Tap Malloa C1																19
		A10	Tinguiririca - Tap Malloa C2		✓														20
SIC Sur	Colbún	J7	Colbún - Candelaria C1										✓			✓			21
	Anco	J4	Anco - Pehuenche C1										✓			✓			22
		K6	Anco - Alto Jahuel C4				✓						✓				✓		23
	Charrúa	J1	Charrúa - Pangué									✓	✓			✓			24
		J4	Charrúa - Antuco C1								✓	✓	✓			✓			25
		J24	Charrúa - Palmucho								✓	✓	✓			✓			26
		K1	Charrúa - Anco				✓				✓	✓	✓				✓		27
	Valdivia	J3	Valdivia - Pichirrahue					✓			✓	✓	✓						28
Obras Futuras	P. Montt	J3	P. Montt - Canutillar C1					✓			✓	✓	✓			✓			29
	N. P. de Azúcar	K1	N. P. de Azúcar - Polpaico														✓		30
	N. Maitencillo	K1	N. Maitencillo - N. P. de Azúcar														✓		31
	N. Cardones	K1	N. Cardones - N. Maitencillo														✓		32
	Cumbres	K1	Cumbres - N. Cardones														✓		33
	Changos	K1	Changos - Cumbres														✓		34

Tabla 1-25 PMU propuestos en el SIC para visualizar estabilidad y verificar desempeño de recursos

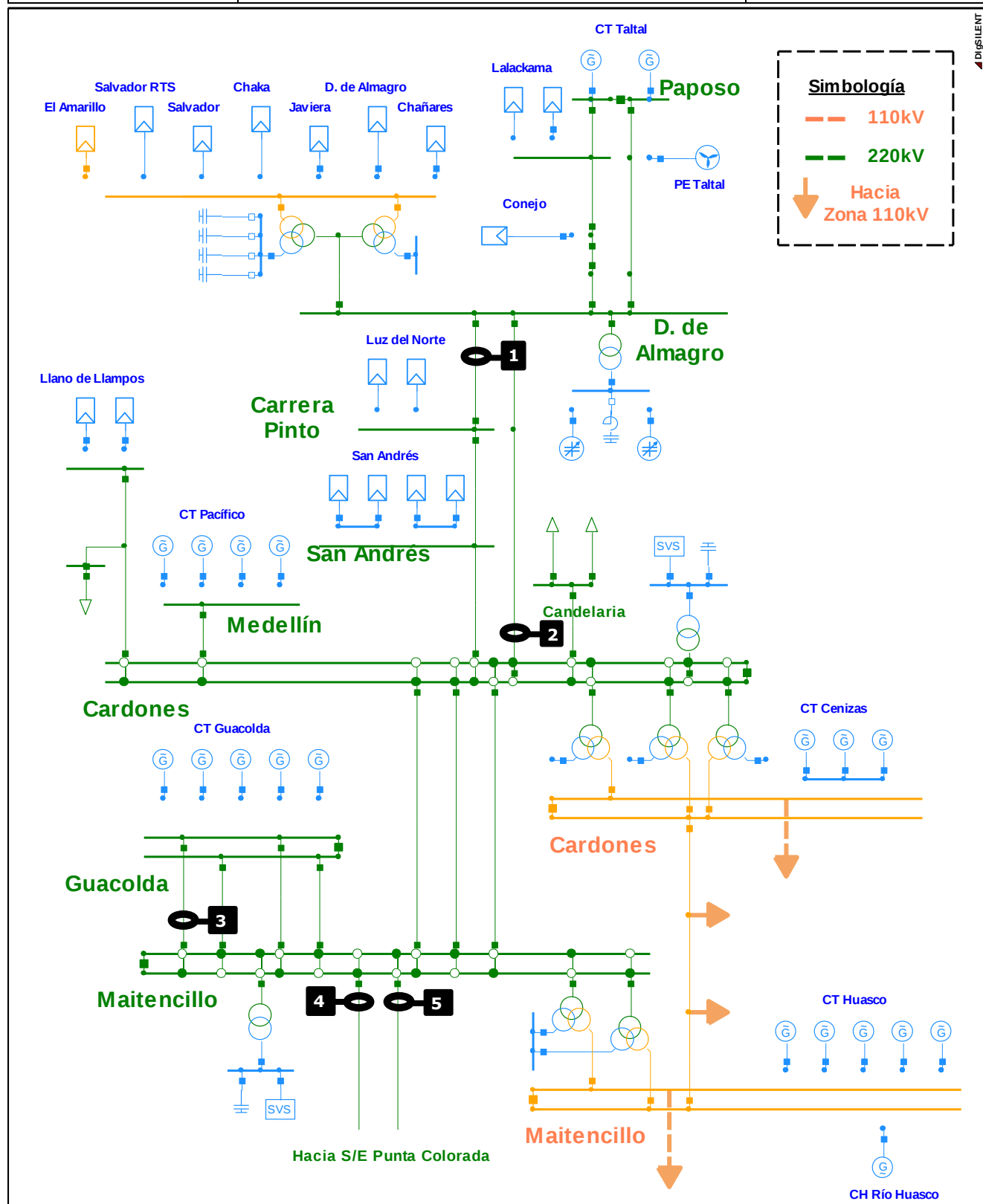


Figura 1-32 PMU definidas en la zona norte del SIC

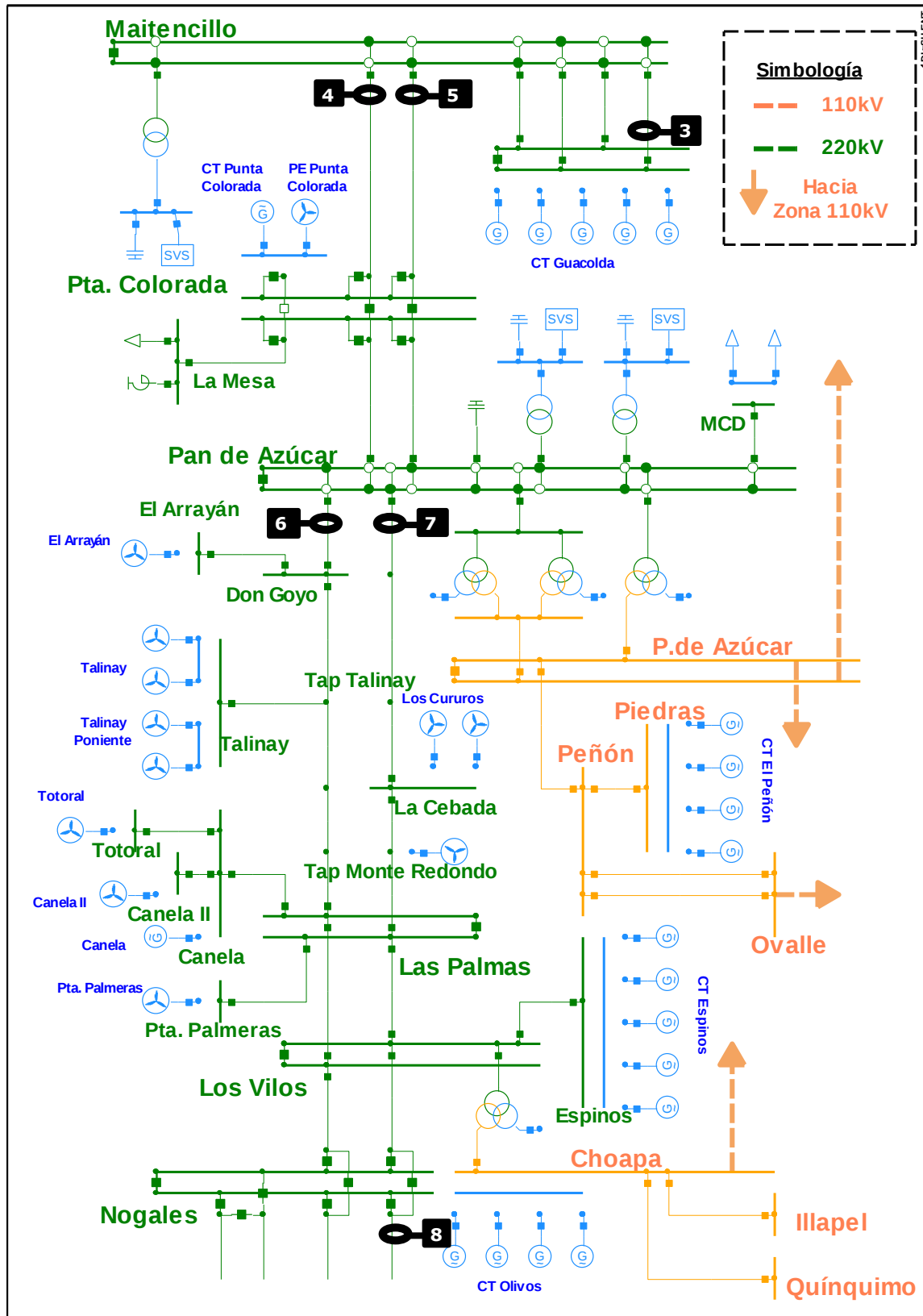


Figura 1-33 PMU propuestas en la zona norte del SIC (2)

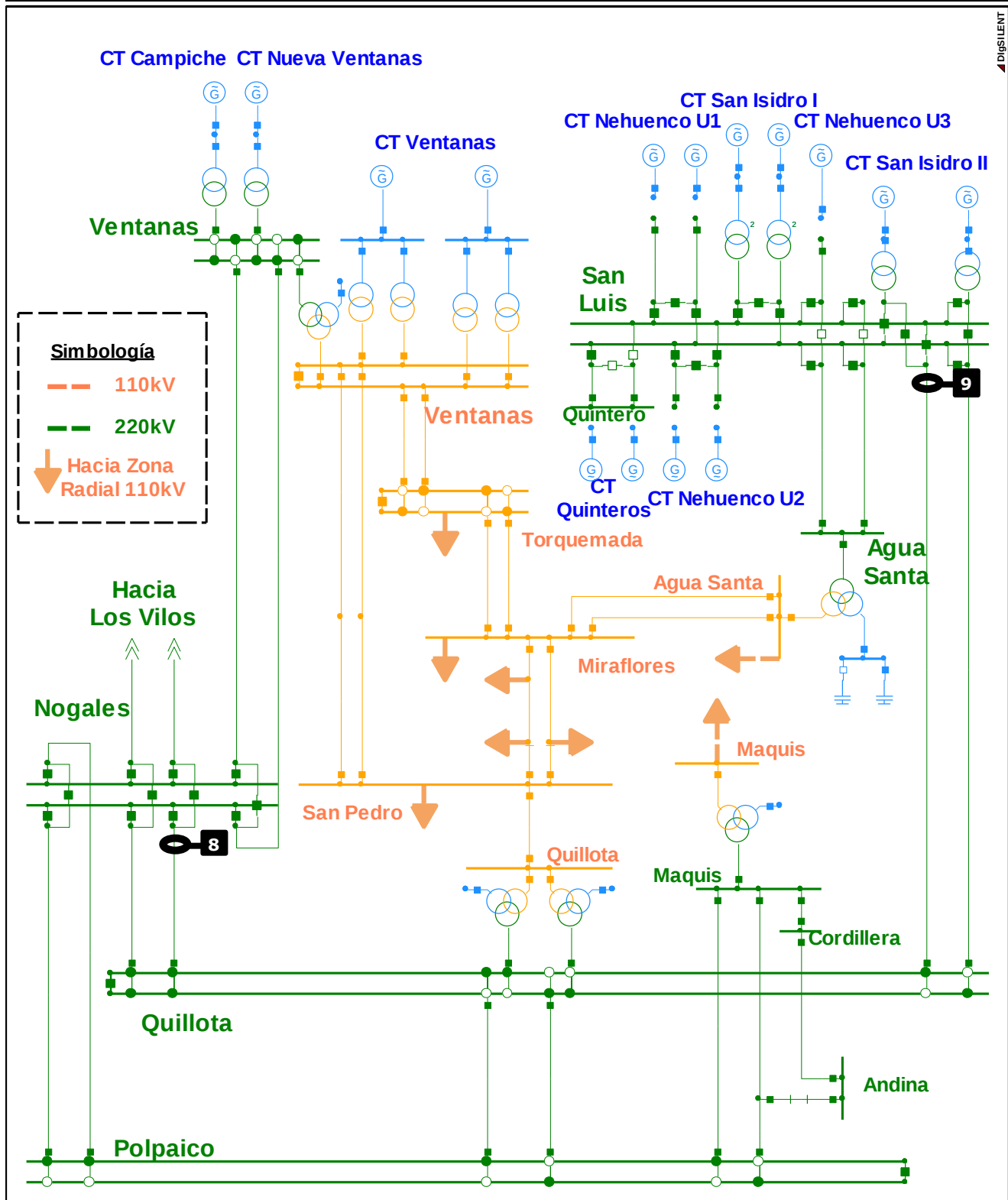


Figura 1-34 PMU definidas en la zona centro - Norte del SIC

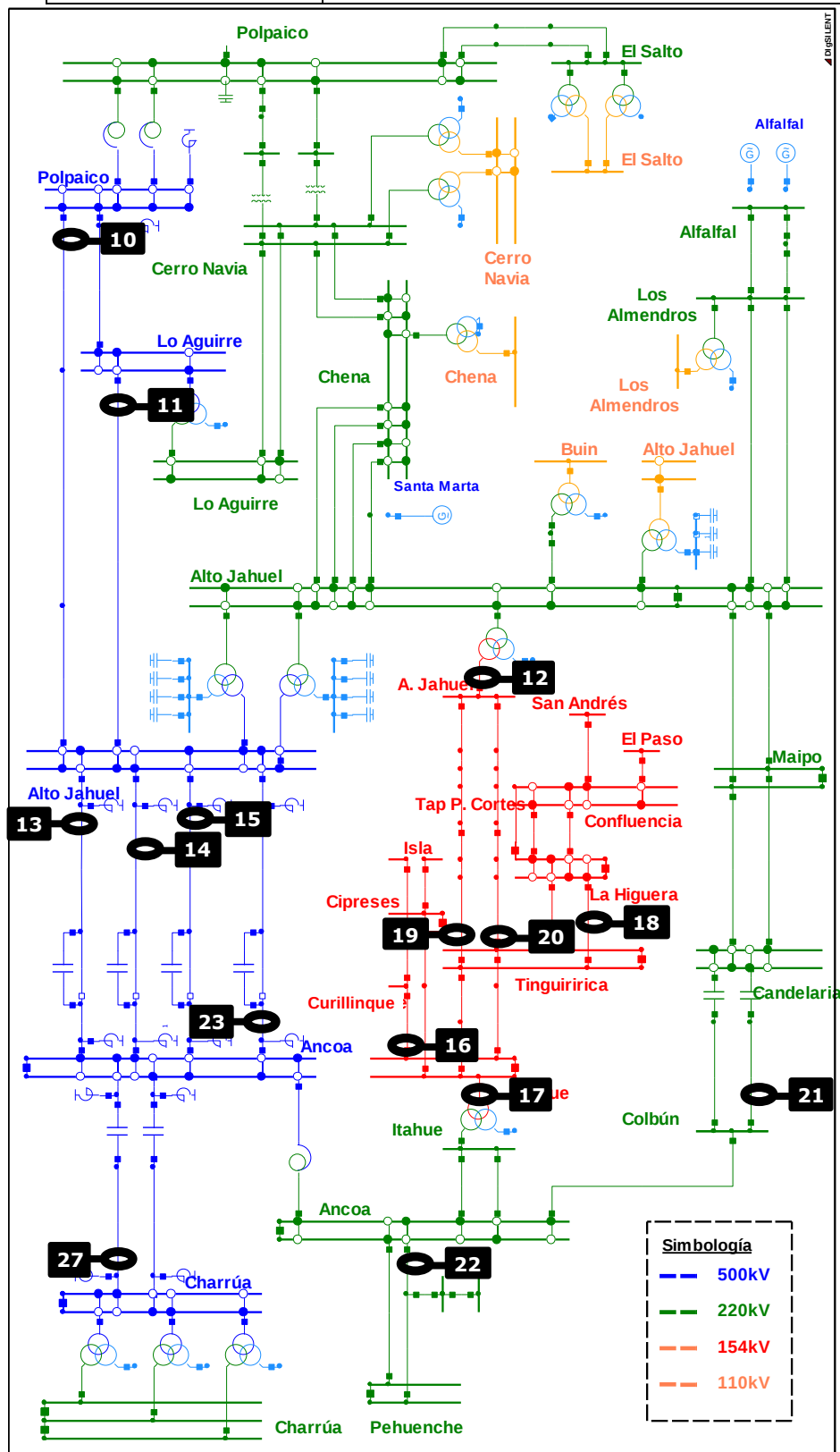


Figura 1-35 PMU definidas en la zona centro – Sur del SIC

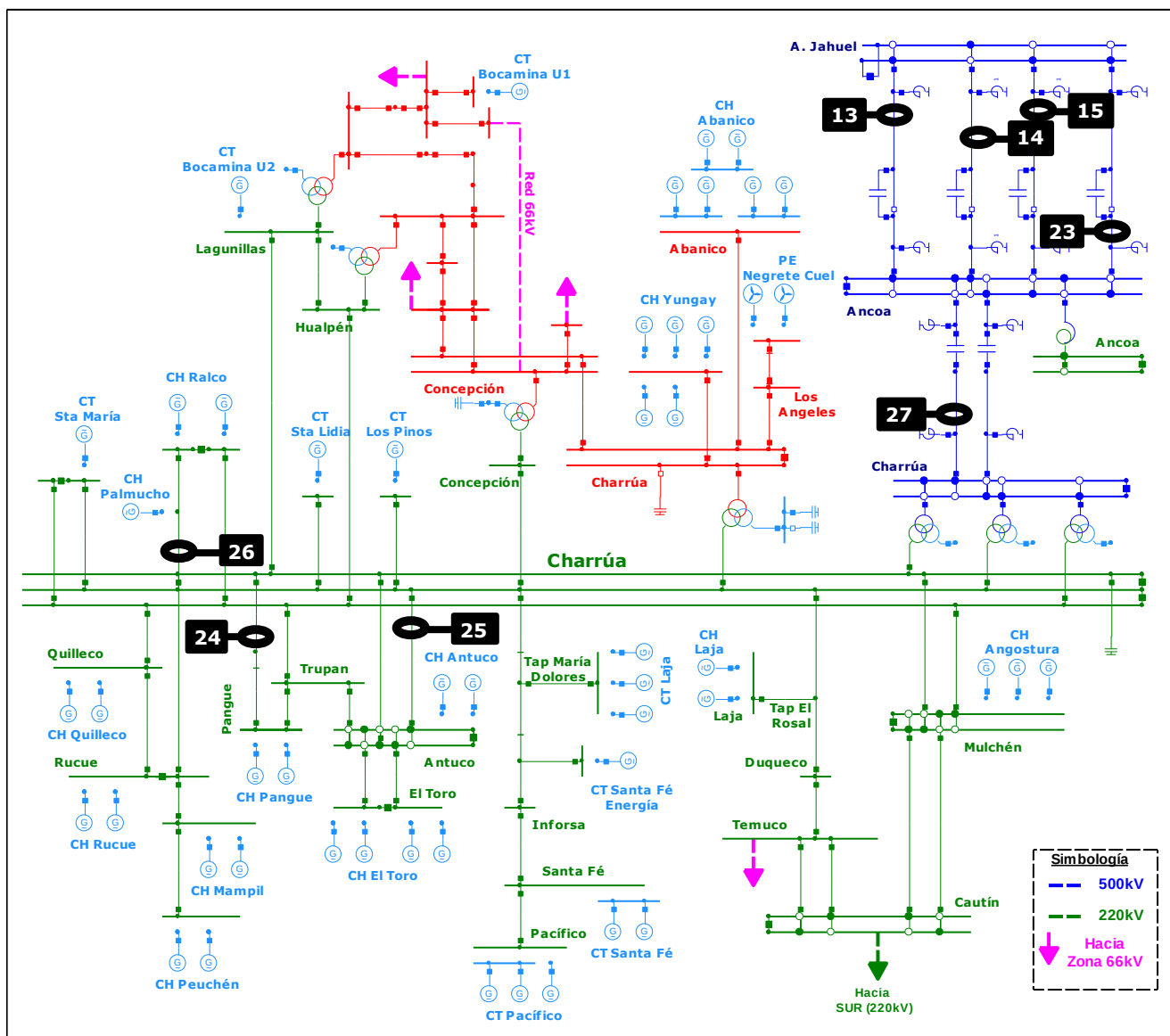


Figura 1-36 PMU definidas en la zona Sur del SIC (Zona de Charrúa)

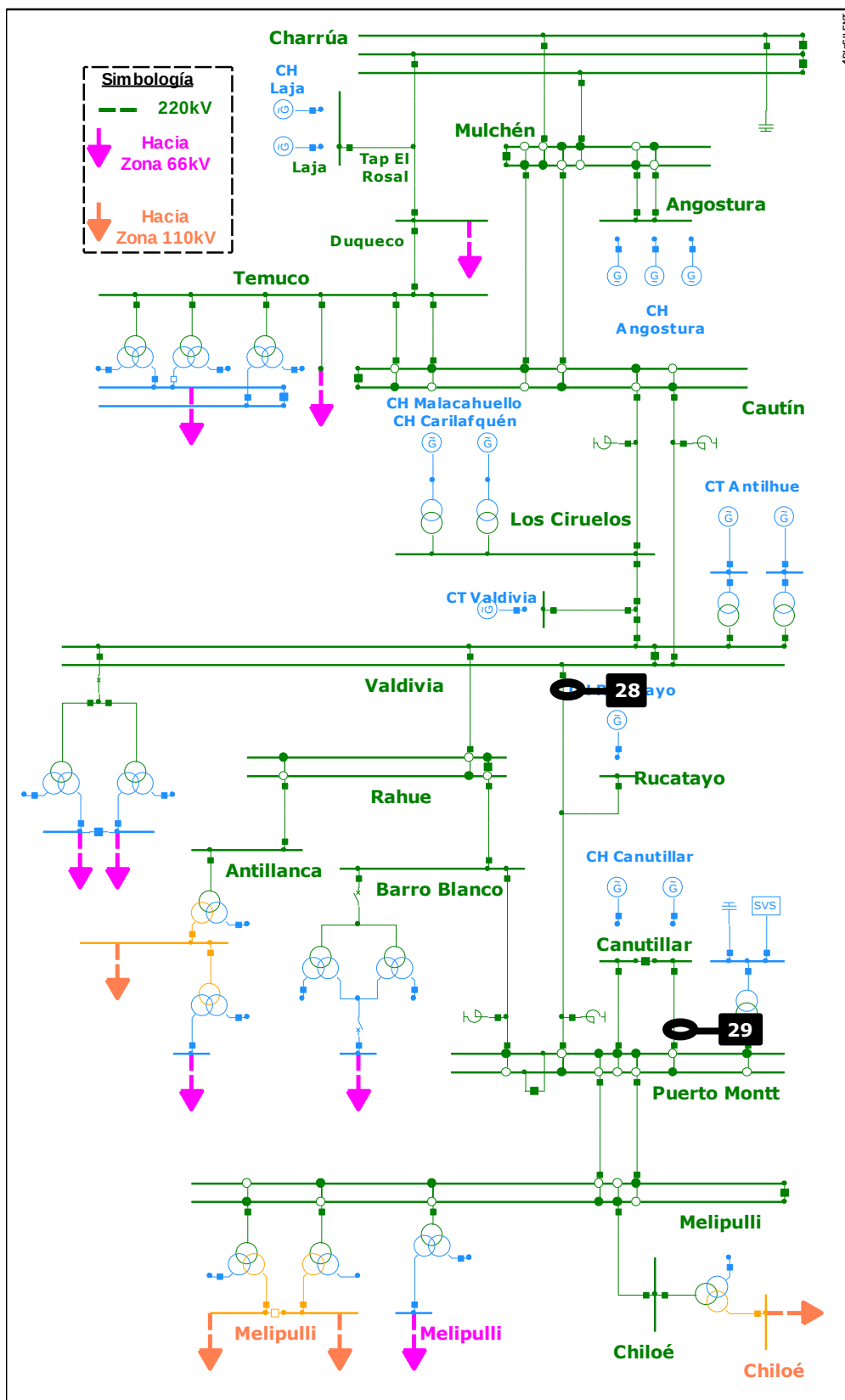


Figura 1-37 PMU propuestas en la zona Sur del SIC

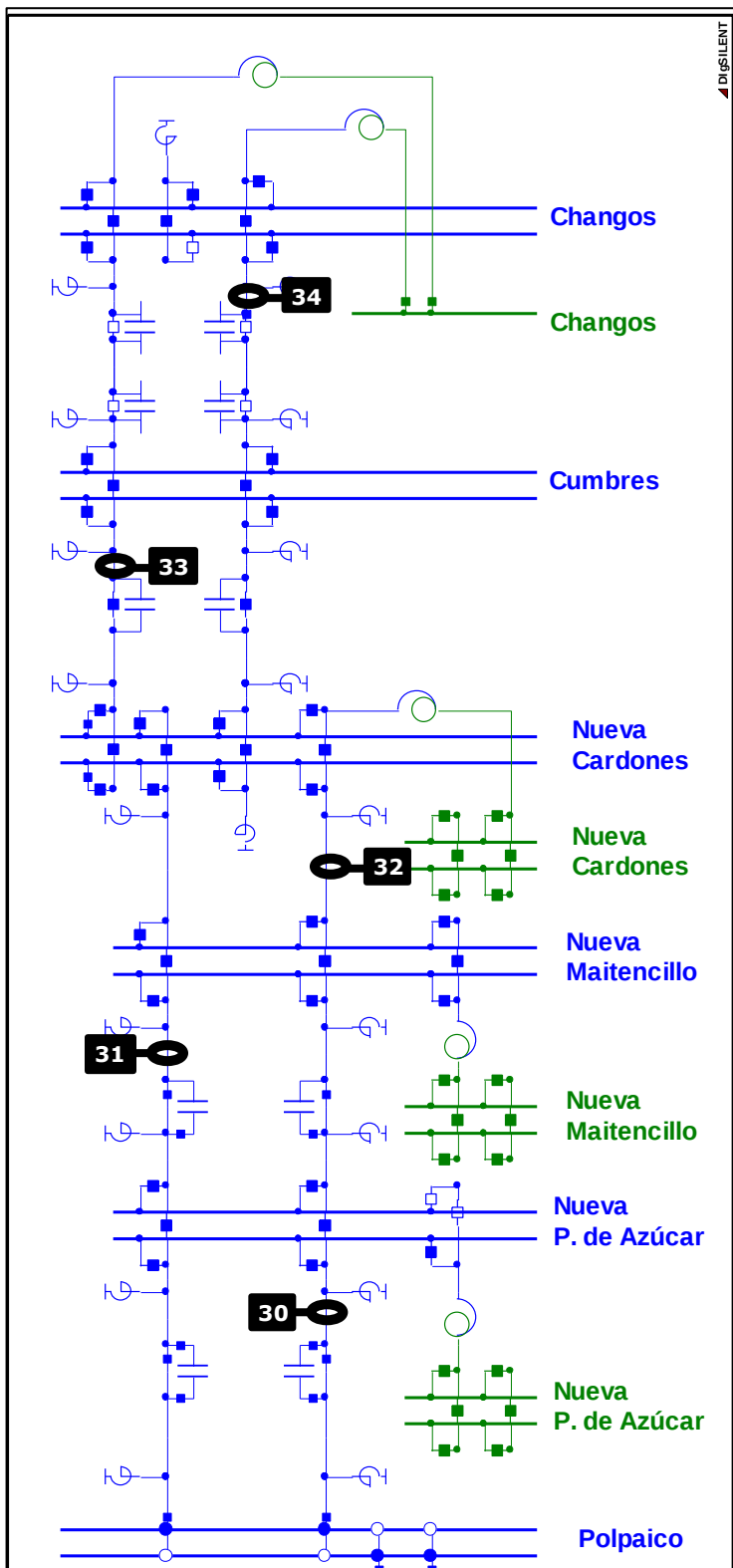


Figura 1-38 PMU definidas en obras futuras en desarrollo - 500kV

1.5 DESARROLLO ARQUITECTURA SISTEMA DE MONITOREO SINCRÓFASORIAL

A continuación se expondrán los elementos necesarios para la justificación de la arquitectura de la red de sincrofasores que será finalmente propuesta.

1.5.1 Conceptos básicos de una red de medida de sincrofasores

Una red de sincrofasores consiste en un conjunto de unidades de medida sincrofasorial (PMU) y concentradores de datos (PDC) tal como se muestra en la figura siguiente. Las flechas indican algunas posibles formas de interacción.

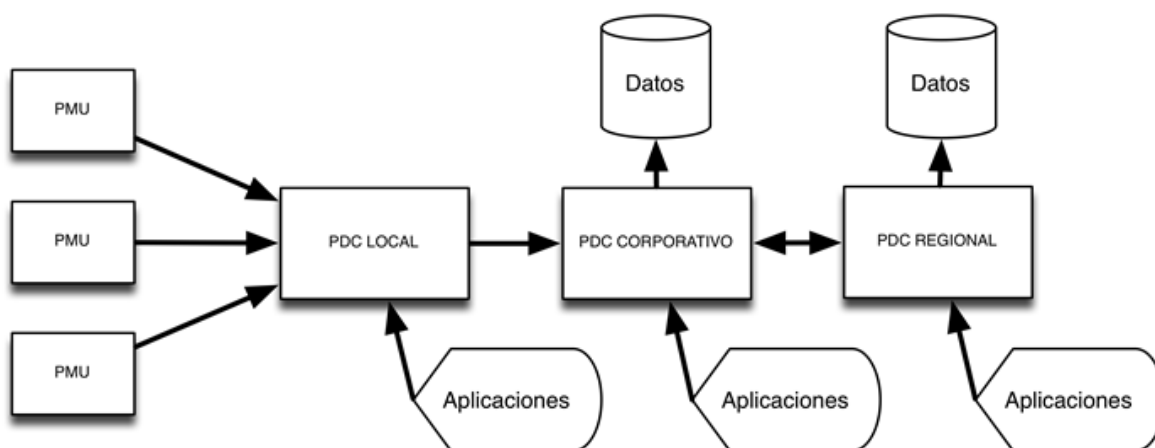


Figura 1-39 Ejemplo de una red de Sincrofasores

Si dentro de la subestación existen IED que pueden suministrar medidas sincrofasoriales, entonces puede ser conveniente instalar un PDC en dicha subestación. En una configuración típica, muchas PMU ubicadas en subestaciones críticas adquieren datos y los envían en tiempo real a un PDC en donde sus datos son agregados a otros de otras PMU o PDC. Los datos adquiridos por un PDC pueden ser enviados a otro PDC o a otro sistema de medida sincrofasorial y pueden ser utilizados para soportar diversas aplicaciones, las que van desde la visualización de información y alarmas para conciencia situacional hasta aplicaciones que ejecutan sofisticadas analíticas, control o incluso funcionalidades de protección.

Aplicaciones tales como el monitoreo dinámico, utilizan datos de tiempo real en conjunto con modelos del sistema eléctrico mediante los cuales es posible soportar funciones de planificación y de operación. Las aplicaciones típicas muestran frecuencia, tensiones, corrientes, flujos de potencia activa y reactiva, y otras variables relevantes para la operación del sistema.

1.5.1.1 PMU

Una PMU es un dispositivo que puede, a través de un proceso de digitalización, calcular, sincronizadamente mediante un GPS, valores de sincrofasores de tensión y corriente (módulo y ángulo), frecuencia, velocidad de cambio de la frecuencia, así como potencia activa (MW), potencia reactiva (MVar) y otras medidas y variables booleanas.

Una PMU puede suministrar valores de sincrofasores de una o más señales de tensión y corriente. La funcionalidad de PMU puede ser ejecutada mediante un dispositivo de propósito específico o como parte de un dispositivo multifunción tal como un relé de protección o un registrador de fallas (*Data Fault Recorder*). La información así obtenida es almacenada localmente y/o transmitida en tiempo real a alguna otra ubicación mediante un protocolo estándar a frecuencias que podrían estar comprendidas entre 1 a 120 veces por segundo.

1.5.1.2 PDC

Un PDC es un dispositivo o programa que recibe y sincroniza datos fasoriales provenientes de PMU (u otros PDC) para producir, en tiempo real, un conjunto de datos "alineados" en el tiempo. Un PDC puede intercambiar datos con otros PDC que formen parte de la red de monitoreo.

Un PDC trabaja como un nodo en una red de comunicaciones en donde existen un número indeterminado de PMU o PDC y en donde se están procesando datos sincrofasoriales y alimentando PDC y/o aplicaciones de alto nivel. Un PDC procesa datos sincrofasoriales con estampa de tiempo para crear un conjunto ordenado de medidas que reflejan el estado sistémico de una red.

Un PDC puede proveer las siguientes funciones adicionales:

- .- Ejecución de chequeos de calidad e integridad de los datos e inserción de alarmas en los paquetes de datos para efectuar análisis posteriores.
- .- Chequeo de alarmas y registro de archivos de datos para análisis.
- .- Monitoreo del sistema completo, visualización de los resultados, registros de desempeño.
- .- Poseer algunas salidas de propósito específico, tales como interfaces a sistemas SCADA o sistemas EMS.

En uno de sus modos de operación, los PDC locales pueden gestionar datos sincrofasoriales de múltiples PMU agregándolos a datos preexistentes, alineándolos y posteriormente transmitirlos a aplicaciones de alto nivel.

Un PDC puede ser concebido como una funcionalidad más que como un dispositivo de hardware o software y que puede ser integrado en otros sistemas y dispositivos.

Una estructura distribuida de PDC puede ser diseñada para servir a una jerarquía de sistemas (subestación, area, zona, coordinador, operador, interconexión, etc.). Los PDC así distribuidos pueden también interactuar con cada uno de los otros de acuerdo a los requerimientos de diseño de la solución. Cada capa de una jerarquía específica puede poseer distintos requisitos (de latencia, calidad, resolución, etc.), cuyos requerimientos pueden estar definidos por las aplicaciones de las capas superiores.

Dado que un PDC es un punto de falla que tiene impacto sobre un conjunto relevante de datos, normalmente los diseños incorporan mecanismos de redundancia, backup o bypass para mitigar el impacto de la ocurrencia de dichas fallas.

1.5.1.3 Soporte de Aplicaciones

Comúnmente, un sistema de medición sincrofasorial permite la implementación de múltiples funciones, cada una de las cuales puede o no compartir datos de uno o más PDC o bien puede diseñarse un sistema de monitoreo con un PDC particular específicamente pensado para soportar una aplicación específica. En una configuración típica, un PDC recibe datos desde múltiples fuentes, ejecuta la agregación de datos de acuerdo a las reglas específicas programadas en dicho PDC haciendo que el nuevo conjunto de datos esté disponible para una o más aplicaciones. Algunos ejemplos de aplicaciones incluyen sistemas de conciencia situacional, protección y control. Como parte del soporte de aplicaciones, un PDC puede también soportar almacenamiento de datos, detección de eventos, monitoreo, etc. Las aplicaciones pueden requerir acceso en tiempo real o acceso a datos históricos.

1.5.1.4 Comunicaciones

Una red de monitoreo sincrofasorial requiere de un medio de comunicación para transportar la información digital desde una PMU o PDC hacia el punto en donde esta información será utilizada. La comunicación es ejecutada generalmente a través de redes privadas pero puede usarse cualquier medio de transporte que ofrezca un nivel de seguridad y disponibilidad aceptable.

El sistema de comunicación de una red de monitoreo sincrofasorial juega un papel relevante en la funcionalidad, desempeño y disponibilidad de una red WAM. Cualquiera sea el mecanismo de comunicación utilizado, estos deben asegurar que se cumpla la calidad de servicio requerida para cada uno de los paquetes de datos. Dicha calidad de servicio está establecida en el estándar IEEE Std 802.1.

1.5.1.5 Protocolos de Comunicaciones

Los protocolos de comunicación para sistemas de medida sincrofasorial están en constante evolución. Actualmente, existen dos estándares usados para comunicación sincrofasorial y son el IEEE Std C37.118.2-2011 y el IEC 61850-90-5. Actualmente, el protocolo más común es el IEEE Std. C37.118-2005. Debe hacerse notar que el protocolo IEEE Std C37.118.2-2011 ha sido diseñado para ser completamente compatible con la versión 2005.

1.5.1.6 Almacenamiento de Datos

Son sistemas que almacenan datos sincrofasoriales y los dejan disponibles para aplicaciones de alto nivel para análisis fuera de línea. Estos sistemas pueden estar integrados en un PDC, o pueden ser sistemas de almacenamiento históricos o, en el caso de implementaciones pequeñas, pueden ser sistemas basados en bases de datos relacionales tradicionales.

1.5.2 Consideraciones prácticas

El objetivo final de una red de monitoreo WAM es entregar una indicación inmediata del estado del sistema eléctrico de potencia basado en las medidas de sincrofasores y en el resultado que muestran las aplicaciones de tiempo real cargadas en el sistema.

De acuerdo a la experiencia internacional, existen dos modalidades para ejecutar el desarrollo inicial e implementación de una red WAM:

Bottom-Up: En donde las PMU ya están disponibles y las aplicaciones son desarrolladas e integradas posteriormente.

Top-Down: En donde las PMU son especificadas e instaladas luego de haber definido los

requerimientos de aplicaciones¹.

Bottom-Up

El primer caso corresponde a aquel en donde las PMU son instaladas antes de tener definidas las situaciones y/o perturbaciones que se desea identificar y/o analizar. Este caso es típico cuando, por ejemplo, se está utilizando la funcionalidad de PMU que frecuentemente se encuentra integrada en dispositivos de monitoreo, control y protección y las necesidades que cubre una red WAM no fue considerada al momento de la instalación de estos dispositivos. También se suele utilizar cuando se instalan PMU para implementación de proyectos pilotos.

Bajo esta modalidad de implementación, el primer objetivo es establecer las redes de comunicación que se requieren para conectar los dispositivos instalados de forma que se puedan extraer y almacenar los datos capturados por estas PMU.

De esta manera, las PMU o dispositivos con funcionalidad de PMU son conectadas a un conjunto de equipos PDC, para concentrar los datos y permitir su visualización. Posteriormente, y basados en los requerimientos de las aplicaciones requeridas, las PMU son evaluadas para verificar su grado de cumplimiento para una o más aplicaciones y, dependiendo de los resultados, se evalúa la instalación de PMU adicionales.

Esta forma de abordar una implementación de red WAM requiere concentrar la atención en los sistemas de recolección y almacenamiento de datos, y la principal aplicación es típicamente el monitoreo de ángulos de fase.

Este tipo de implementación se encuentra en varias iniciativas de ejecución de planes piloto y tienen un aspecto positivo cual es que permiten, en forma rápida y simple, familiarizarse con la tecnología de sincrofasores.

Debe tenerse en cuenta de que las funcionalidades de PMU incorporadas dentro de los dispositivos de protección podrían suponer algunas restricciones (tales como simultaneidad de las funciones protección/PMU sin pérdida de desempeño, sincronía, comunicaciones, etc.) además de las ya conocidas de estar conectadas en la misma cadena de señales análogas de tensión y corriente de los esquemas de protección, con lo que la implementación de algunas aplicaciones podrían verse limitadas.

Top-Down

En la segunda forma propuesta, y que corresponde a la forma elegida para el desarrollo de la red de monitoreo del CDEC SIC, la ubicación e instalación de las PMU son definidas en base a las

¹ Como se mostrará posteriormente, esta es la forma elegida para el desarrollo de la red WAM del CDEC SIC

perturbaciones del sistema eléctrico que se busca identificar/solucionar y en las aplicaciones que se desea utilizar.

Típicamente, este es la forma más avanzada de ejecutar una implementación de una red WAM, por cuanto el operador del sistema ha tomado en consideración todos los aspectos relevantes del sistema eléctrico, identificando previamente las razones que justifican la implementación de una red WAM, con el claro objetivo de observar y/o resolver un problema específico (o una combinación de ambos).

Desde esta perspectiva, el número de PMU que requieren ser instaladas es un resultado de esta investigación previa es optimizado, lo que permite obtener un buen nivel de observabilidad del sistema eléctrico (observabilidad en el sentido de las perturbaciones que se desean identificar).

En comparación con la primera forma de implementación, y a modo de ejemplo, la función de medida de ángulos de fase ya no representa un aspecto crítico de la implementación, y finalmente, la función se obtiene igualmente como un resultado natural de la configuración del sistema.

La figura siguiente muestra un ejemplo de una arquitectura WAM y las posibles metodologías de implementación.

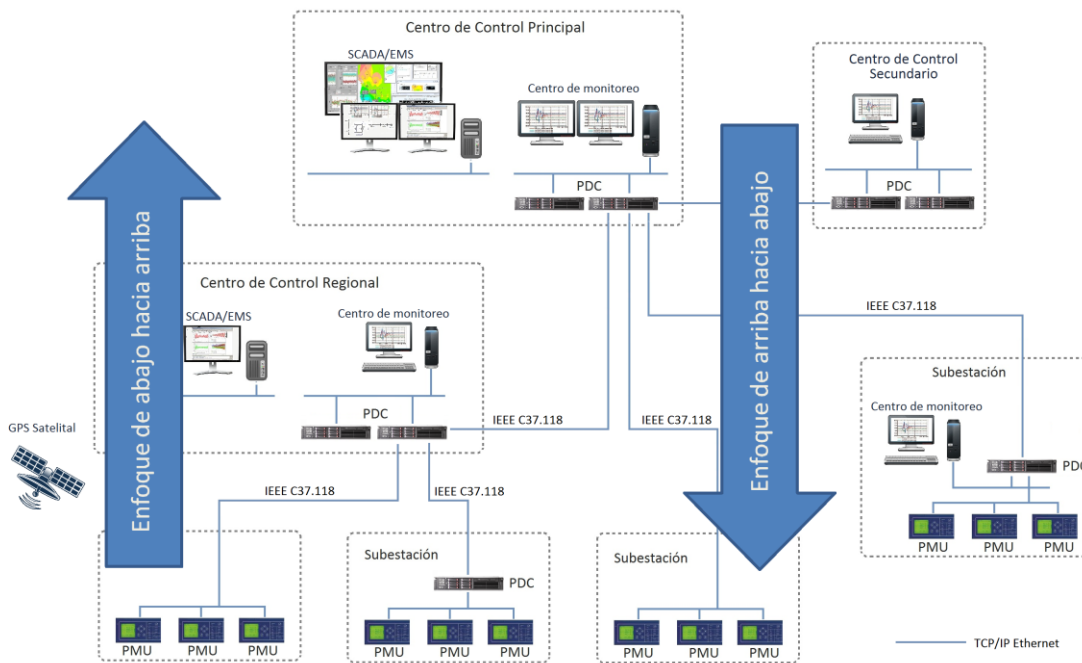


Figura 1-40 Arquitectura típica de una red WAM y alternativas de implementación

Para la implementación y arquitectura de la red WAM del CDEC SIC, se han ejecutado y analizado estudios de flujo de potencia y de estabilidad, así como se han tenido en cuenta la existencia de oscilaciones y variaciones de tensión que se desean investigar y de automatismos cuyo funcionamiento se requiere verificar.

Este análisis previo ha permitido determinar las ubicaciones específicas de PMU a lo largo del sistema eléctrico que atenderán la identificación de situaciones específicas mediante aplicaciones orientadas a la detección de dichas situaciones.

Bajo esta metodología de abordar la implementación, uno de los factores que adquiere relevancia son los particulares requerimientos de espacio físicos y restricciones de las subestaciones en donde las PMU serán instaladas.

Dado que las unidades de medida análogas (TTPP y TTCC) suministran la información clave a las PMU, la ubicación de ellas demanda varias consideraciones, incluyendo la cantidad de unidades necesarias para cumplir la función o aplicación requerida.

Por ejemplo, si el estudio ejecutado previamente hubiese indicado que algunas líneas de transmisión podrían presentar sobrecargas y provocar inestabilidad bajo ciertas condiciones, y esta solo es monitoreada en uno de sus extremos, la conclusión inmediata es que se requiere la instalación de una PMU en cada uno de los extremos de cada uno de sus circuitos.

Si, en otro ejemplo, la aplicación principal es el desarrollo de un estimador de estado avanzado, entonces el número de PMU del sistema se incrementaría dramáticamente y su ubicación probablemente requeriría cubrir gran parte del sistema eléctrico.

En consecuencia, cada aplicación genera requerimientos específicos para la posición y número de PMU que deben ser instaladas en el sistema eléctrico de potencia.

Por otra parte, la instalación de PMU debe considerar la disponibilidad de transformadores de medida de corriente en cada punto, de tal modo que, por ejemplo, la disponibilidad de secundarios de 1 o 5 amperes definen inmediatamente los requerimientos de los canales análogos de las PMU.

También es necesario considerar el número de canales análogos disponibles o requeridos en cada PMU. Algunas PMU son diseñadas para medir un único circuito y otras son diseñadas para medir más de un circuito de corriente con una única barra común de tensión y también las hay con barras de tensiones independientes.

El mecanismo mediante el cual se sincronizan las PMU también es una variable a considerar; algunas PMU poseen internamente su propio GPS mientras que otras requieren una señal de sincronía

externa suministrada por un reloj único.

Otro aspecto crucial de la implementación de una red WAM es la habilitación de redes de comunicaciones con el ancho de banda suficiente para transmitir la importante cantidad de datos entre las PMU y los PDC y entre los PDC y el centro de operaciones de la red WAM.

1.5.3 Establecimiento de las capacidades de transmisión de datos

1.5.3.1 Variables medidas por una PMU

La mayoría de las PMU procesan y reportan el ángulo de cada uno de los seis fasores que miden (tres tensiones y tres corrientes). Algunas PMU pueden reportar además las secuencias positivas, negativas y cero de la tensión y la corriente.

De acuerdo al estándar C37.118, las PMU deben reportar además frecuencia y velocidad de cambio de la frecuencia (ROCOF: *Rate of Change of Frequency*).

Los ángulos adquieren significado cuando son comparados entre ellos, por ejemplo al usar un ángulo como referencia común o barra de referencia de todos los otros ángulos.

Las medidas de una PMU son estampadas con el tiempo medido exactamente en el momento en que la medida fue ejecutada de acuerdo al formato UTC y con la precisión exigida por el estándar C37.118.1 (TVE: *Total Vector Error* < 1%, Error: 0,01 radianes).

La transmisión de datos sincrofasoriales se ejecuta mediante la transmisión de paquetes de datos (data frames) a una frecuencia F_s (veces por segundo). Cada paquete de datos es un conjunto de medidas que puede incluir múltiples valores fasoriales, valores análogos y/o valores digitales.

El formato del paquete de datos está de acuerdo a lo expuesto en el estándar C37.118.1 y es el que se muestra a continuación:

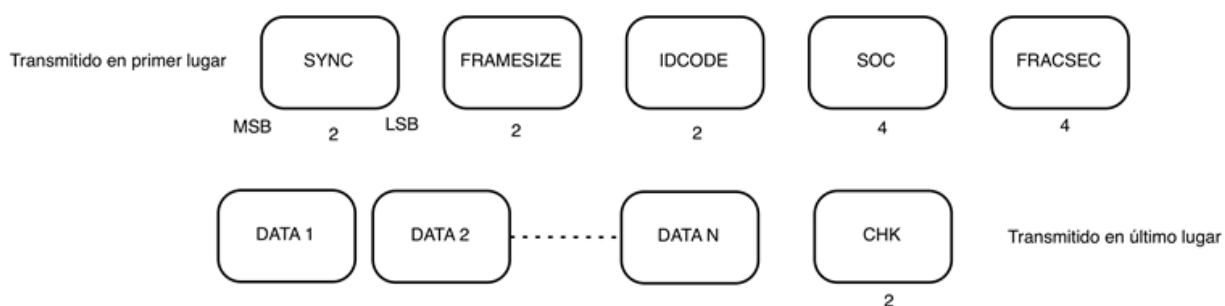


Figura 1-41 Ejemplo de un paquete de transmisión de datos de una PMU

SYNC: Palabra de sincronización
 FRAMESIZE: Número total de bytes incluido en el paquete incluyendo el CHK
 IDCODE: Identificador del paquete de datos
 SOC: Estampa de tiempo en segundos

FRACSEC:	Estampa de tiempo en fracción de segundo
CHK:	Palabra de chequeo para detección de errores.
DATA:	Conjunto de datos compuestos por fasores, frecuencia, velocidad de cambio de la frecuencia (ROCOF), datos análogos y datos digitales. Cada dato puede estar formado por 4 u 8 bytes dependiendo de si se usa formato de 16 bit o formato de punto flotante respectivamente.

1.5.3.2 Requerimientos de ancho de banda de la red de comunicaciones

En todos los casos de implementación de redes de medida sincrofasorial es necesario determinar los anchos de banda necesarios de las redes de comunicación para poder establecer una comunicación segura y confiable. En cualquier caso, la disponibilidad de la información deberá ser mayor o igual a 99,95%. Asimismo, la latencia máxima compuesta deberá ser de 200 milisegundos como máximo.

Hay varias opciones para configurar un paquete de datos transmitido por una PMU. Dependiendo de las aplicaciones y como mínimo, debería enviarse el valor de tensión de secuencia positiva. Debido a la necesidad de estampa de tiempo y status, y de acuerdo al estándar C37.118, esta transmisión requiere un paquete de datos de tamaño 208 bits o 26 bytes en caso de que ella se envíe en formato entero en 16 bits. Este formato también incluye la frecuencia y la velocidad de cambio de la frecuencia en cada mensaje. Una vez que la frecuencia y tamaño de los mensajes son conocidos, se utiliza la siguiente ecuación para determinar la velocidad a la que los datos pueden ser enviados:

$$\mathbf{bps} = 1,2 (nn \times L \times F) \text{ en donde:} \quad (\text{Ecuación 1})$$

nn: Tamaño del mensaje en bytes

L: Largo del byte de mensaje (1 bit de start, 8 bits de datos, 2 bits de stop, 1 bit de paridad, => L=12 bits)

F: Frecuencia de los mensajes

1,2: Factor que da cuenta de los retardos típicos del sistema (basado en experiencias prácticas).

A continuación se desarrolla el cálculo de ancho de banda específico para la aplicación WAM del CDEC SIC. Cada paquete o frame de datos contiene los bytes calculados necesarios, y son expuestos en la Tabla 1-26 (16 bytes).

Variable dentro del Frame	Bytes Ocupados
Sync	2
FrameSize	2
IDCode	2
SOC	4
FRACSEC	4
CHK	2
OverHead Total 16 Bytes	

Tabla 1-26 Cálculo del overhead de cada paquete de datos transmitido por la PMU

Cada PMU² transmitirá las siguientes variables: 3 tensiones (en módulo y ángulo), 3 Corrientes (en módulo y ángulo), Frecuencia, ROCOF, todos en formato de punto flotante. Los bytes que se deberán transmitir por cada paquete o frame de datos son los determinados en la Tabla 1-27 (80 bytes)

Variable	Qty	Bytes c/u	Bytes Totales
Tensión, V	3	8	24
Corriente, I	3	8	24
Frecuencia, F	1	8	8
Rate of Change F, ROCOF	1	8	8
Overhead	1	16	16
Bytes Totales			80

Tabla 1-27 Cálculo de la cantidad de bytes de cada paquete de datos transmitido por la PMU

Una vez determinados la cantidad de bytes de cada paquete de datos, es posible determinar ahora el ancho de banda requerido por cada PMU, utilizando la expresión detallada en la ecuación 1, es decir, $bps = 1,2 (80 \times 12 \times 50)$, en donde el valor 50 representa la frecuencia de transmisión de cada paquete de datos, es decir, 50 paquetes por segundo.

La Tabla 1-28 siguiente muestra el ancho de banda requerido para diferentes frecuencias de transmisión de paquetes de datos, incluyendo el valor 50, valor mínimo al cual se desea transmitir dichos paquetes en la red WAM del CDEC SIC.

² Cada una de las PMU propuestas en la arquitectura medirá exactamente las mismas variables V, I, F y ROCOF

Fs: Frecuencia de Transmisión	Bps requeridos
1	1.152
2	2.304
5	5.760
10	11.520
30	34.560
50	57.600

Tabla 1-28 Cálculo del ancho de banda requerido a distintas frecuencias de transmisión de paquetes de datos para una PMU.

Si el dato se envía por un canal ethernet, el tamaño del paquete a transmitir será aproximadamente el doble de tamaño debido al overhead impuesto por la red al “encapsular” el paquete de datos.

Aún a las más bajas velocidades, es posible observar que la velocidad de las medidas sincrofasoriales son mayores que la velocidad de refresco de los actuales sistemas SCADA. Una mayor velocidad de refresco es más adecuada que las velocidades de refresco de un SCADA si se desea usar estas variables en un sistema EMS (*Energy Management System*). Para propósitos de solo visualización (sin requerimientos de análisis posteriores de los datos), una tasa de transmisión de una vez por segundo es aceptable.

Esta misma información transmitida a altas velocidades, permite entregar los datos necesarios a sistemas de visualización más sofisticados y a otros tipos de aplicaciones que hacen análisis intensivos de los datos recibidos. Para este tipo de aplicaciones, se requiere utilizar, en general, frecuencias de transmisión de datos iguales o superiores a 50 mensajes por segundo y existen aplicaciones aún más elaboradas que pueden requerir 100 mensajes por segundo o más.

En estos niveles de cantidad de datos y de velocidad, se requieren utilizar redes de comunicación de banda ancha. Se debe tener en cuenta que las velocidades de comunicación mostradas en la Tabla 1-28 *Cálculo del ancho de banda requerido a distintas frecuencias de transmisión de paquetes de datos para una PMU.*, corresponden a un caso particular. En la práctica, la cantidad de datos a transmitir será mucho mayor si se aprovechan todas las potencialidades que tiene una PMU (datos de potencias, entradas análogas y de estado, etc.).

1.5.4 Funcionalidades de los PDC. Definición de sus aplicaciones

Las funciones asignadas a un PDC pueden variar dependiendo de su rol y/o de su ubicación entre la o las PMU que generan los datos y las aplicaciones de alto nivel.

La figura siguiente muestra una aproximación de los distintos PDC en función de la cantidad de PMU que posea el sistema de monitoreo sincrofasorial a implementar. Esta clasificación es producto de la experiencia internacional en esta materia.

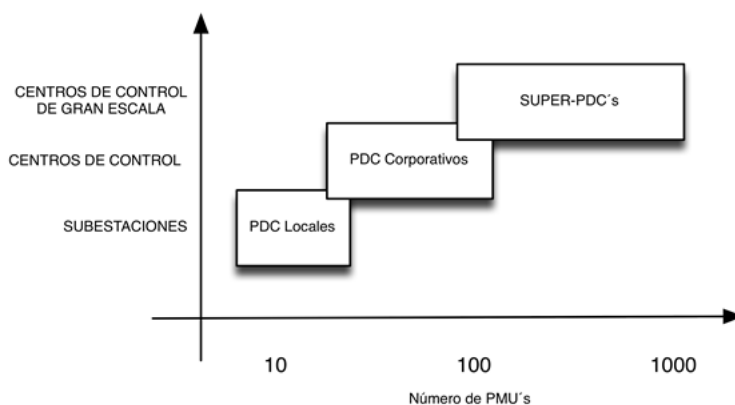


Figura 1-42 Un tipo de categorización de las PDC

1.5.4.1 PDC Local

Un PDC local puede estar ubicado físicamente cerca de la PMU (en la misma subestación) para gestionar los datos y comunicarlos sincronizados en el tiempo a concentradores de más alto nivel y almacenarlos para uso dentro de la subestación o con fines de respaldo.

Este PDC puede mantener almacenados un conjunto de las medidas locales para tener respaldos en caso de fallas en la red y debería ser concebido además como la fuente de datos para aplicaciones futuras de monitoreo, control, protección y/o automatismos. Generalmente, un PDC calificado como local es un dispositivo de hardware que requiere un mantenimiento sencillo y que puede operar independientemente en caso de que pierda comunicación con el resto de la red de medida sincrofasorial.

1.5.4.2 PDC Corporativo

Normalmente, esta categoría se refiere a PDC que funcionan en una sala de control y que pueden agregar datos desde múltiples PMU y PDC. Normalmente, un PDC de este nivel puede ejecutar análisis de calidad de los datos y cálculos a muy alta velocidad (con datos recibidos a velocidades que van desde 30 muestras por segundo o mayores) de manera que cada cálculo de tiempo real es completado rápidamente, antes del arribo del siguiente paquete de datos.

A este nivel, un PDC normalmente está diseñado sobre una plataforma que utiliza las técnicas de computación paralela ya disponibles en los sistemas operativos actuales, de manera de que son capaces de administrar múltiples conexiones a altas velocidades.

Estos PDC deben ser flexibles y adaptables a distintos protocolos y formatos de salida así como a interfaces hacia las distintas aplicaciones que requieran el uso de los datos (ej: SCADA/EMS). Asimismo, deben incorporar distintos estándares de comunicación de modo de que los datos puedan ser compartidos por distintas organizaciones asegurando la compatibilidad entre distintos fabricantes y entre distintos programas.

La experiencia internacional indica que es necesario definir claramente las capacidades de interconexión requeridas y que ellas sean especificadas, consideradas y probadas en los PDC que finalmente se decida implementar. No obstante, el PDC Corporativo del CDEC SIC también deberá poseer las características funcionales, aplicaciones y de almacenamiento del Super-PDC que se describen a continuación.

1.5.4.3 Super-PDC

Un PDC calificado como Súper PDC opera en una escala mayor, comúnmente calificada como regional (en el concepto de las interconexiones regionales presentes en USA), y debe ser capaz de recibir datos de cientos de PMU y múltiples PDC. Esta unidad recoge y correlaciona los datos fasoriales de todos los PMU y PDC del sistema de monitoreo y deja a disposición esta información (coherente y sincronizada) a las aplicaciones de nivel superior tales como *Wide Area Monitoring*, software de visualización, *Energy Management* y aplicaciones del SCADA.

Un Súper PDC también alimenta una base de datos central en donde se almacenan todos los datos con una perspectiva de largo plazo (función data historian).

En general, los Súper PDC son implementaciones de software, que corren o se ejecutan en un servidor de muy altas prestaciones caracterizado por su capacidad de crecimiento para poder atender la dinámica de crecimiento del sistema eléctrico y la incorporación permanente de nuevas PMU y PDC al sistema junto con nuevas aplicaciones.

Como se verá posteriormente, y considerando los requerimientos actuales de PMU, el sistema de monitoreo requerido por el CDEC SIC sólo requiere la utilización de PDC locales y PDC de nivel corporativo.

1.5.5 Disponibilidad y Confiabilidad

En la medida de que el sistema de monitoreo de sincrofasores se utilice cada vez más frecuentemente, los datos recogidos serán cada vez más valiosos e importantes tanto en la operación como en la planificación del sistema eléctrico y, en consecuencia, se hace necesario diseñar el sistema de monitoreo con la flexibilidad y capacidad de que su disponibilidad pueda ser maximizada el día de hoy y aumentada en el futuro.

Un valor relevante en la obtención de esta disponibilidad lo constituye la red de comunicaciones utilizada en el sistema de monitoreo. Compartir recursos de red de comunicaciones para montar el funcionamiento de este sistema de monitoreo, y asumiendo que dichos recursos tienen las capacidades de ancho de banda requeridas, puede provocar pérdidas periódicas de datos en una o más PMU y/o PDC, debido principalmente a que dichas redes han sido diseñadas para otros propósitos y su disponibilidad y protocolos de mantenimiento son adecuados para sus fines originales y no para una red de monitoreo de sincrofasores.

Por otra parte, una red independiente y dedicada crea inmediatamente una redundancia de los datos operacionales del sistema eléctrico que incluso podría soportar la gestión de la red en aquellos casos en que se pierdan datos desde el SCADA o se pierda la red de comunicación del SCADA. Hasta esta fecha, la experiencia internacional no evidencia aplicaciones de control operacional que estén utilizando el sistema de monitoreo de sincrofasores, pero la posibilidad de que ello ocurra en el futuro es cada vez más evidente conforme evolucionen las tecnologías de comunicaciones y de proceso y analítica de los datos.

Una mayor disponibilidad también se logra aumentando la redundancia del sistema sincrofasor propiamente tal, en particular haciendo que los PDC de los centros de control (PDC de nivel local en el caso de Chile) sean implementados en pares redundantes y asegurar así que no habrá pérdida de datos, como podrá ocurrir cuando se haga mantenimiento a dicho PDC.

La propuesta **genérica** de arquitectura expuesta más adelante **preliminariamente** no considera la utilización de PDC redundantes pero si otorga la flexibilidad de que ellos sean incorporados en el futuro conforme la información recibida incremente su valor en la operación y planificación del sistema eléctrico.

1.5.6 Aplicaciones

La tecnología de sincrofasores permite la utilización de herramientas de aplicación de tiempo real que incrementan la conciencia situacional que el operador tiene del sistema eléctrico de potencia.

Un sistema de medida sincrofasorial, con la cantidad adecuada de PMU, con redes de comunicación dedicadas y de alta velocidad, con aplicaciones avanzadas de tiempo real, permitirá mejorar considerablemente la conciencia situacional del sistema eléctrico chileno y con ello mejorar la confiabilidad del mismo.

Las medidas sincrofasoriales obtenidas, entre otras, serán usadas para mejorar los modelos del sistema y de los equipos en análisis dentro o fuera de línea y ello permitirá evaluar mejor la seguridad del sistema, enfrentando de mejor manera y con un conocimiento más acabado, las posibles contingencias.

Sin embargo, para obtener este potencial, cada punto monitoreado desde el cual se obtendrán los datos debe ser confiable, seguro y robusto y la suite de aplicaciones que se defina utilizar deberá ser también aplicaciones validadas, de alta disponibilidad, robustas y confiables.

Algunas de estas aplicaciones son las siguientes:

Aplicaciones de Tiempo Real

- .- Mejora de la conciencia situacional.
- .- Monitoreo de la estabilidad de frecuencia y perfil de frecuencia.
- .- Monitoreo de las oscilaciones de potencia
- .- Monitoreo de la tensión y su registro
- .- Alarmas, límites de operación, detección de eventos
- .- Integración de recursos
- .- Estimación del estado
- .- Capacidad Dinámica de Líneas (*Dynamic Line Rating*) y determinación de congestiones
- .- Restablecimiento del servicio
- .- Planificación de la operación

Aplicaciones de tiempo diferido (*off-line*)

- .- Establecimiento de líneas de base de desempeño del sistema
- .- Análisis de eventos

- .- Calibración y validación de modelos dinámicos y estáticos
- .- Validación de modelos de plantas de generación
- .- Caracterización de cargas
- .- Análisis de esquemas de protección especial
- .- Respuesta al CPF

Los fenómenos que se buscan identificar en el sistema eléctrico chileno son los siguientes:

- .- Oscilaciones de Potencia y de Tensión en el sistema.
- .- Problemáticas de estabilidad angular frente a contingencias.
- .- Problemáticas de tensión para condiciones de operación críticas.
- .- Problemáticas de oscilación interárea entre centrales significativas en el SIC.

Además, se requiere la visualización de las variables que permitan evaluar el desempeño de los recursos de control de contingencias que han sido implementados en el SIC. Estos recursos son:

- .- Desempeño de Esquemas de Desconexión Automático de Carga (EDAC).
- .- Desempeño de Esquemas de Reducción o desconexión automática de Generación (EDAG/ERAG).
- .- Desempeño de recursos de mitigación definidos para contingencias extremas.

Finalmente, se requiere el monitoreo de las instalaciones de 500kV del SIC.

Para todas estas perturbaciones se identifican las aplicaciones que permitirían detectar dichas perturbaciones.

La Tabla 1-29 muestra las aplicaciones comerciales que permiten identificar y registrar las problemáticas planteadas y la relación directa con ellas, además de las unidades PMU asociadas cuyos datos deberán ser gestionados por dichas aplicaciones.

Aplicaciones	PMU	Problemática
Wide Area Situational Awareness	1,2	Osc. Tensión D. de Almagro - Cardones
Power Oscillation Monitoring	12,16,17,18,19,20	Oscilaciones de Potencia Zona 154kV
Power Monitoring	6,7	Restricción STT Las Palmas - P.de Azúcar
Phase Angle Monitoring	7,8	Restricción STT Las Palmas - P.de Azúcar
Power Monitoring	4,5	Restricción STT Maitencillo - P. Colorada
Phase Angle Monitoring	5,7	Restricción STT Maitencillo - P. Colorada
Wide Area Situational Awareness	13,14,15,23,27	Restricción STT Charrúa - Ancoa - A.Jahuel
Wide Area Situational Awareness	28,29	Restricción STT Puerto Montt - Valdivia
Power Monitoring	28,29	Restricción STT Puerto Montt - Valdivia
Frequency Stability Monitoring and Trending	1,2,3,4,5,6,7	Desempeño EDAC Zona Norte
Frequency Stability Monitoring and Trending	8,9	Desempeño EDAC Quinta Región
Frequency Stability Monitoring and Trending	10,11,15	Desempeño EDAC Zona Centro
Frequency Stability Monitoring and Trending	24,25,26,27,28,29	Desempeño EDAC Zona Concepción
Frequency Stability Monitoring and Trending	21,22,23	Desempeño EDAC Zona Sur
Frequency Stability Monitoring and Trending	8	Desempeño PDCE Fase 1
Frequency Stability Monitoring and Trending	1,2,3,5,7,8,18,22,24,25,26,28,29	Desempeño PDCE Fase 2
Power Monitoring	24,25,26,27,28,29	Desempeño PDCE Fase 2
Power Monitoring	8,9	Desempeño PDCE Fase 3
Wide Area Situational Awareness	3,9,21,22,24,25,26,29	Monitoreo Centrales Importantes
Wide Area Situational Awareness	10,11,15,23,27,30,31,32,33,34	Monitoreo Redes de 500kV
Power Monitoring	10,11,15,23,27,30,31,32,33,34	Monitoreo Redes de 500kV
Power Monitoring	3	Monitoreo EDAG/ERAG CT Guacolda

Tabla 1-29 Aplicaciones comerciales que permiten la identificación y seguimiento de las perturbaciones del SIC

1.5.6.1 Aplicaciones Comerciales

Para determinar cuál es el estado actual de disponibilidad de las diferentes aplicaciones comerciales y validar previamente si se dispone de las herramientas de aplicación necesarias para el CDEC SIC, este estudio contempló el desarrollo de una encuesta a los principales proveedores de software de aplicación para redes WAM. Los resultados de dicha encuesta son los indicados en la Tabla 1-30 y solo se muestra la información de los proveedores que respondieron dicha encuesta.

Los proveedores que fueron invitados a desarrollar esta encuesta están detallados en el Anexo A .

Electric Power Group
ELPROS
GE
SEL
Siemens
ABB

Electric Power Group
ELPROS
GE
SEL
Siemens
ABB

Aplicaciones de Tiempo Real	Incluida						En desarrollo					
Oscillation Detection	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	-	-	-	-
Oscillation Modes	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	-	-	-	-
Spectral Analysis	✗	✓	✓	✗	✓	✗	-	-	-	-	-	✗
Power oscillation monitoring	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	-	-	-	-
Phase Angle Monitoring	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	-	-	-	-
Frequency Event Detection	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	-	-	-	-
Frequency Stability Monitoring and trending	✓	✓	✓	✓	✓	✗	-	-	-	-	-	✓
Voltage Stability Monitoring	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	-	-	-	-
Event Management, alarm, restoration	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	-	-	-	-
General Event Detection	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	-	-	-	-
Islanding detection	✓	✓	✓	✓	✓	✗	-	-	-	-	-	✓
Dynamic Line Rating and congestion management	✗	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✓	-	✓	-	-
Outage restoration	✓	✓	-	✓	✗	✗	-	-	-	-	-	✗
Operations planning	✓	✗	✓	✓	✗	✓	-	-	-	-	-	-
Wide area awareness/visibility	✓	✓	✓	✓	✓	✗	-	-	-	-	-	✗
Wide Area Control	✗	✓	✓	✓	✗	✗	✓	-	-	-	-	✓
Aplicaciones fuera de línea	Incluida						En desarrollo					
Model Validation & Improvement	✓	✓	✓	✗	✓	✗	-	-	-	-	-	✗
Baselining power system performance	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	-	-	-	-
Load characterization	✗	✓	✓	✗	✓	✗	-	-	-	-	-	✗
Special protection scheme	✗	✓	✓	✓	✓	✗	-	-	-	-	-	✓
State Estimation	✓	✓	✓	✗	-	✗	-	-	-	-	-	✗
Power Plant model validation	✓	✓	✓	✗	✓	✗	-	-	-	-	-	✗
Post event analysis	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	-	-	-	-
Programmable logic task capabilities	✗	✓	✓	✓	✓	✗	-	-	-	-	-	✓
	✓	El proveedor indica que la aplicación está incluida en su sw					✓	El proveedor indica que planea desarrollar la aplicación o se le están incorporando nuevas funciones a la funciones actuales				
	✗	El proveedor indica que la aplicación no está incluida en su sw					✗	El proveedor indica que no planea desarrollar la aplicación				
							-	El proveedor no responde nada				

Tabla 1-30 Resultados de la encuesta de aplicaciones efectuada a los principales proveedores de software de aplicación para redes WAM

1.6 PROPUESTA DE ARQUITECTURA DEL SISTEMA DE MONITOREO SINCRÓFASORIAL

De acuerdo a los análisis y estudios descritos en las secciones anteriores de este informe se recomienda la implementación de la arquitectura de solución mostrada en la Figura 1-43 siguiente.

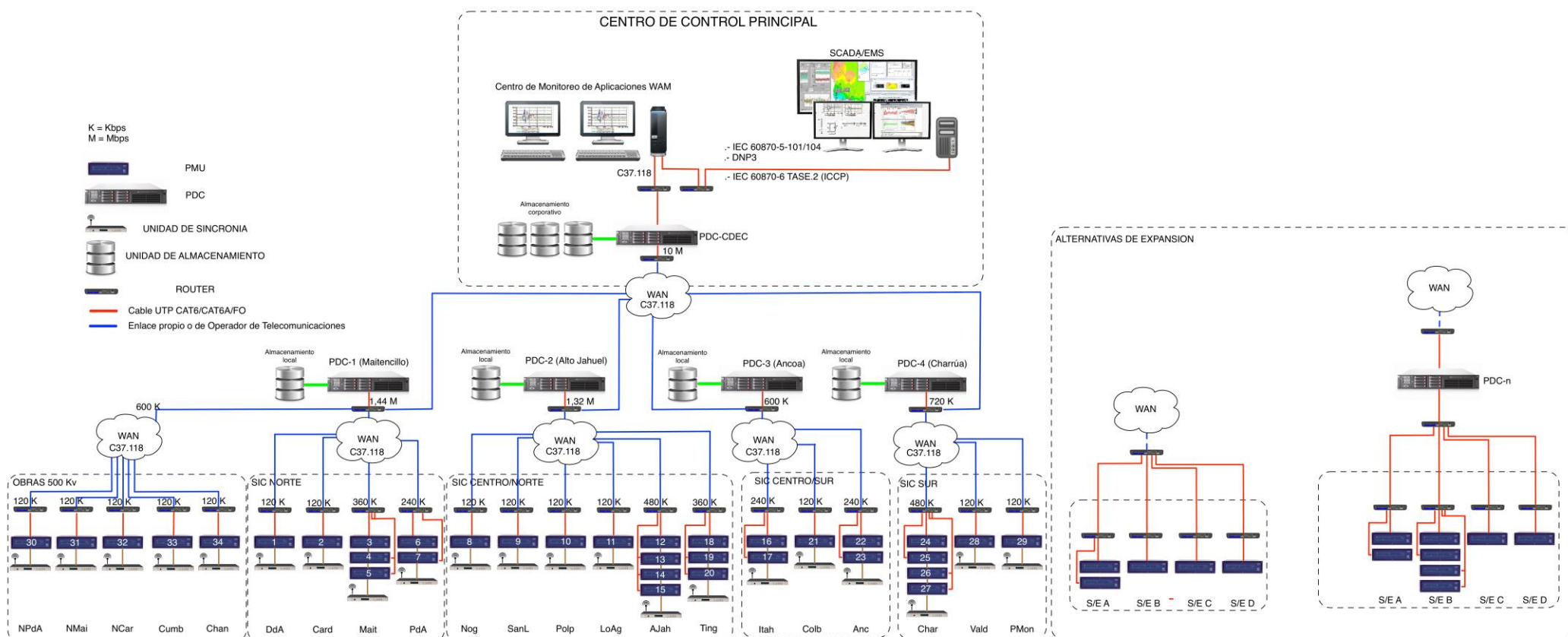


Figura 1-43 Arquitectura de solución recomendada para la red de monitoreo sincrofasorial del SIC

Nota: Por cada PMU que se agregue a cada PDC local, ya sea con objeto de ampliaciones y/o necesidad de colocar PMU adicionales, el ancho de banda del enlace de comunicaciones entre correspondiente PDC Local a PDC Corporativo deberá ser incrementado en $58 \times 2 \text{ Kbps} = 120 \text{ Kbps}$

La arquitectura de solución mostrada en la Figura 1-43, muestra, esquemáticamente, solo una PMU por punto. Es muy importante entender que lo que se quiere dar a entender con esto es que el punto indicado debe ser *monitoreado permanentemente*. Debe tenerse en cuenta que las configuraciones de paños donde las PMU serán instaladas pueden tener distintas topologías de barra (simple, doble, anillo, interruptor y medio, etc.). Si este es el caso, se deberán instalar tantos equipos PMU como sea necesario de manera de que nunca deje de monitorearse el punto de medida elegido, con absoluta independencia de las maniobras y topologías que presente la red eléctrica.

La arquitectura presentada en la Figura 1-43 está basada en otorgar prioridad a la detección, identificación y seguimiento de las siguientes perturbaciones del SIC:

- .- Oscilaciones de Potencia y de Tensión
- .- Estabilidad Angular frente a contingencias específicas
- .- Comportamiento de la tensión para condiciones de operación críticas
- .- Oscilaciones interárea entre centrales de generación del SIC
- .- Monitoreo de la Frecuencia (EDAC, AGC, SSSC CPF)
- .- Desempeño de los esquemas de reducción/desconexión de Generación (EDAG/ERAG)
- .- Desempeño de los recursos de control de los planes de defensa contra contingencias extremas.
- .- Monitoreo de instalaciones relevantes del SIC (sistema de 500 kV)

En base a las perturbaciones que hoy se desean identificar y considerando las necesidades de monitoreo futuro de acuerdo a la dinámica de crecimiento del sistema eléctrico, se ha sectorizado el sistema eléctrico en cuatro zonas de acuerdo a lo siguiente:

Zona SIC-Norte

Que comprende monitorear el sistema eléctrico norte desde la S/E Diego de Almagro hasta la S/E Pan de Azúcar incorporando en esta zona el sistema de transmisión de interconexión con el SING. Inicialmente, y con el objetivo de identificación de las perturbaciones, se ejecutará el monitoreo de las S/EE Diego de Almagro, Cardones, Maitencillo y Pan de Azúcar. Posteriormente, se incorporarán las SS/EE correspondientes a la interconexión.

Zona SIC Centro-Norte

Que comprende monitorear el sistema eléctrico central desde la S/E Las Palmas hasta la S/E A. Jahuel, con una focalización inicial en las SS/EE Nogales, Polpaico, San Luis, Lo Aguirre, Alto Jahuel y Tinguiririca.

Zona SIC Centro-Sur

Que cubre la zona comprendida entre las S/E Itahue y la S/E Ancoa con una focalización inicial en las SS/EE Itahue, Colbún y Ancoa.

Zona SIC Sur

Que comprende monitorear el sistema eléctrico sur desde la S/E Charrúa hasta la S/E Quellón con una focalización inicial en las SS/EE Charrúa, Valdivia y Puerto Montt.

Se ha elegido una arquitectura basada en una supervisión global mediante un PDC corporativo (CDEC SIC, con características de Súper PDC) sobre cuatro PDC locales (ubicados estos últimos en las SS/EE Maitencillo, Alto Jahuel, Ancoa y Charrúa) privilegiando la flexibilidad y expansibilidad de la red WAM y otorgando niveles básicos de confiabilidad y disponibilidad de la información. La arquitectura considera la implementación de unidades de almacenamiento de información a nivel local. Dicho almacenamiento permitirá otorgar la capacidad de respaldo de información en caso de pérdida del o los enlaces de comunicación desde el PDC local hacia el PDC corporativo.

Asimismo, los PDC locales serán la puerta de entrada a los coordinados que deseen hacer uso de la información existente en dichos PDC en forma independiente y sin perturbar el monitoreo ejecutado desde el PDC corporativo. Cada uno de los Coordinados podrá, si lo desea, diseñar, instalar y construir sus propias aplicaciones para analizar, monitorear y calcular lo que requiera para sus propios fines.

Esta arquitectura permitirá entonces que se vayan integrando PMU al PDC local uniformemente y con la mínima perturbación al sistema ya construido. El PDC local dispondrá de toda la información de cada una de las PMU conectadas a él.

Las especificaciones de configuración de las PMU serán las mismas para todas, comprendiendo básicamente la adquisición de los fasores de tensión y corriente, frecuencia y ROCOF.

Se determina el diseño de una aplicación base única en cada PDC local cuyo objetivo será calcular, con una misma rutina o módulo de aplicación que determine las variables P, Q y S (y otras que requiera el CDEC SIC), las que transmitirá posteriormente al PDC corporativo. Esto, con el objetivo de homogeneizar el cálculo de estas variables independizándose de la forma o del algoritmo que cada PMU pueda (o no) tener para calcular dichas variables.

Con la arquitectura propuesta se simplifica el proceso de retiro o de incorporación de PMU a cada uno de los PDC locales, proceso que se entiende será ejecutado anualmente de acuerdo a la normativa vigente.

Los enlaces de comunicación entre los PDC locales y el PDC corporativo deben tener la más alta disponibilidad y confiabilidad. Si se produce una falla en estos enlaces de comunicación, el CDEC SIC perderá la capacidad de monitoreo en tiempo real aún cuando los datos adquiridos por este PDC no se perderán (al menos durante un período acotado) debido al almacenamiento ejecutado en dicho PDC.

Se ha propuesto una arquitectura en donde las unidades PDC están instaladas en las SS/EE en donde hemos supuesto se concentrará el mayor crecimiento futuro del sistema eléctrico y su correspondiente capacidad para disponer de mayores recursos de comunicaciones.

De esta manera, la ubicación propuesta para los PDC son las siguientes:

Zona SIC-Norte: S/E Maitencillo

Zona SIC Centro-Norte: S/E Alto Jahuel

Zona SIC Centro-Sur: S/E Ancoa

Zona SIC Sur: S/E Charrúa

Para la red del futuro operador independiente nacional, la red WAM actualmente en servicio en el SING puede ser fácilmente integrada a la arquitectura definida para la red WAM del SIC a nivel de PDC locales. La Figura 1-43 muestra un par de alternativas de ejemplo y cualquiera de ellas puede ser utilizada para la interconexión del SING a esta nueva red.

Se estima que cada PDC local podrá administrar holgadamente un número aproximado no menor a 30 PMU, con lo que el tráfico máximo teórico desde cada PDC local hacia el PDC corporativo no debería superar 2 Mbps, valor que está dentro de magnitudes gestionables por el PDC corporativo y además las exigencias impuestas al tramo de red de comunicaciones desde el PDC local al PDC corporativo son fácilmente abordables.

Se propone que todas las PMU sean configuradas uniformemente, es decir, adquiriendo solamente las variables fasores de tensión y corriente, frecuencia y ROCOF. Considerando las diferentes metodologías de cálculo que cada proveedor de PMU puede tener para las variables calculadas (P, Q, etc) se ha preferido que sean los PDC locales los que determinen estos parámetros utilizando un único algoritmo. De esta manera, se pretende que los resultados sean más homogéneos y disminuyan además los requerimientos de tráfico, y por ende de la red de comunicación, entre la PMU y el PDC local.

Se ha ejecutado un análisis preliminar del tráfico de datos que, única y exclusivamente para la aplicación específica inicial de identificación de las contingencias actuales y de las PMU actualmente requeridas, demanda los siguientes niveles teóricos mínimos de ancho de banda de las redes de comunicación entre los PDC local y corporativos. El cálculo para determinar los requerimientos de ancho de banda está detallado en la Tabla 1-26, Tabla 1-27, y Tabla 1-28.

PDC 1 a PDC Corporativo: 0,72 Mbps

PDC 2 a PDC Corporativo: 0,66 Mbps

PDC 3 a PDC Corporativo: 0,3 Mbps

PDC 4 a PDC Corporativo: 0,36 Mbps

La experiencia internacional indica que los niveles efectivamente requeridos de ancho de banda en condiciones prácticas son, como mínimo, el doble de los calculados teóricamente.

En consecuencia, y solo para sustentar los requerimientos de la aplicación inicial de detección y seguimientos de las perturbaciones ya indicadas, se requiere implementar redes de comunicaciones con los siguientes anchos de banda mínimos:

PDC 1 a PDC Corporativo: 1,44 Mbps

PDC 2 a PDC Corporativo: 1,32 Mbps

PDC 3 a PDC Corporativo: 0,6 Mbps

PDC 4 a PDC Corporativo: 0,72 Mbps

Se debe tener en cuenta que los requerimientos de ancho de banda indicados son exactamente los mínimos requeridos y, por consiguiente, cualquier ampliación de la red de monitoreo, es decir, agregar una o más PMU, implica inmediatamente la ampliación del ancho de banda de todos los canales de comunicación involucrados en la cadena de comunicación hasta el PDC Corporativo. En particular, agregar una PMU adicional requiere obligatoriamente ampliar la capacidad de los enlaces de comunicación comprometidos en 120 kbps.

Al respecto, la recomendación de este consultor es diseñar todos los enlaces de comunicación entre PMU y PDC con un ancho de banda mínimo de 0,250 kbps, y todos los enlaces de comunicación entre el PDC Local y el PDC Corporativo con un ancho de banda mínimo de 2 Mbps.

La Tabla 1-31 siguiente resume lo indicado:

PDC n a PDC Corporativo	Mínimo Técnico		
	Mínimo Teórico [Mbps]	Práctico para satisfacer aplicación actual. [Mbps]	Práctico recomendado para satisfacer aplicación actual y crecimiento futuro [Mbps]
PDC 1	0,72	1,44	> 2
PDC 2	0,66	1,32	> 2
PDC 3	0,3	0,6	> 2
PDC 4	0,66	0,72	> 2

Tabla 1-31 Requerimientos de ancho de banda de la arquitectura de solución definida

La arquitectura definida permite además establecer una definición clara de los elementos que se integran o que se irán integrando a la red de monitoreo. De esta manera se recomienda aplicar lo siguiente:

.- La implementación del PDC corporativo (con características de Super PDC) y el desarrollo de las aplicaciones que se requieran instalar en él serán de responsabilidad del CDEC SIC. Asimismo, serán de responsabilidad del CDEC SIC, todos los elementos comprendidos a partir del punto de llegada de las comunicaciones provenientes de los PDC locales, punto que será definido por el CDEC SIC. También el CDEC SIC será responsable de integrar a cada uno de los nuevos usuarios en las respectivas configuraciones de interfaces HMI de sus aplicaciones y en las respectivas bases de datos.

.- Los PDC locales, los equipos de comunicación de salida asociados a estos PDC locales, los equipos necesarios de comunicación de llegada a la bornera frontera de comunicaciones del PDC Corporativo, las redes de comunicación entre el PDC local y la bornera frontera de comunicaciones del PDC corporativo y la operación y mantenimiento de todos los elementos mencionados serán del propietario de la instalación en donde se determine instalar dicho PDC local.

.- Los equipos PMU, los equipos de comunicación asociados a ellos (los necesarios para comunicarse efectivamente con el PDC local asignado), las redes de comunicación desde esta PMU hacia el PDC local y la operación y mantenimiento de todos los elementos indicados serán del coordinado propietario de las instalaciones en el punto donde se requiere medir las variables de tensión y corriente adquiridas por la PMU.

.- El suministro, instalación, operación y mantenimiento de los gabinetes de los equipos PMU y de los equipos de comunicación así como de la unidad de sincronía satelital que proveerá de sincronismo a los equipos PMU y PDC (si corresponde) del gabinete, serán de responsabilidad del propietario de las instalaciones de dichos equipos.

1.6.1 Requerimientos básicos de almacenamiento

La Tabla 1-32 siguiente muestra los requerimientos básicos de almacenamiento, en función de la cantidad de PMU. El cálculo de esta capacidad está hecho considerando que cada PMU lee las variables 3V, 3I, F y ROCOF y transmite esta información a una frecuencia de 50 paquetes/seg.

PMU qty	Giga Bytes					
	seg	min	Hora	día	mes	año
1	0,0000037	0,0002235	0,0134	0,3219	9,656	117,5
10	0,0000373	0,0022352	0,1341	3,2187	96,560	1.174,8
30	0,0001118	0,0067055	0,4023	9,6560	289,679	3.524,4
40	0,0001490	0,0089407	0,5364	12,8746	386,238	4.699,2
100	0,0003725	0,0223517	1,3411	32,1865	965,595	11.748,1

Tabla 1-32 Requerimientos de almacenamiento

De esta manera, es posible estimar las capacidades de almacenamiento requeridas en el PDC corporativo y en el servidor de históricos para cumplir con los requerimientos de los artículos 57 y 58 de la norma técnica, que se transcriben a continuación:

Artículo 57 Almacenamiento de registros

"El equipo concentrador de datos contará con una capacidad de almacenamiento tal que permita acceder a registros históricos acotados, considerando como mínimo una ventana de almacenamiento igual a 30 días. Sin perjuicio de la condición anterior, las mediciones registradas con anterioridad al límite máximo, determinado por la capacidad de almacenamiento del equipo, deberán ser incorporadas en un sitio de respaldo, pudiendo acceder a la información en el momento que el usuario así lo determine."

Artículo 58 Almacenamiento de registro de eventos

"El disco de almacenamiento de información que forma parte del concentrador de datos deberá tener la capacidad de almacenar los registros de eventos de fallas y oscilaciones que se presenten en el SI. La capacidad de almacenamiento primario deberá ser tal que permita acceder a información de los últimos 2 años. Para un período superior a 2 años, los archivos de datos deberán estar disponibles en un sitio de respaldo."

En el caso de la arquitectura de solución aquí definida, en el PDC corporativo se requiere un mínimo de 500 Gigabytes para almacenar la información de un mes de toda la red WAM y se requiere un mínimo de 5 Terabytes para almacenar la información correspondiente a un año. Los sistemas de almacenamiento deberán diseñarse para permitir el total cumplimiento de la normativa técnica.

Se recomienda que los sistemas de almacenamiento en los PDC locales (1 al 4), cuya instalación se ha recomendado para proveer de una función de respaldo de la información, tengan una capacidad tal que permitan tener un respaldo de al menos un año. En dicho caso, las capacidades mínimas de almacenamiento que deberán tener estos PDC locales son las indicadas en la Tabla 1-33 siguiente:

PDC #	Giga Bytes		
	dia	mes	Año
1	4,14	124,41	1.492
2	2,76	82,9	995
3	1,73	51,8	622
4	3,11	93,3	1.119

Tabla 1-33 Requerimientos de almacenamiento de los PDC locales

CAPITULO II – ESTADO DEL ARTE

2.1 Resumen

Este capítulo tiene como objetivo mostrar el estado actual del arte de las tecnologías relacionadas con los sistemas de monitoreo sincrofasorial.

La desregulación, la competitividad del mercado eléctrico, la operación de las líneas de transmisión al máximo de su capacidad, los retrasos en la expansión de la transmisión, las restricciones medio ambientales y el incremento de las aplicaciones de electrónica de potencia, hacen cada vez más complejo el sistema eléctrico y lo llevan a operar más cerca de sus límites, obligándolo a utilizar sus instalaciones de manera más eficiente. Operar bajo estas restricciones y aun así mantener una alta confiabilidad podría requerir la aplicación de nuevas tecnologías y soluciones. En lo que se refiere al monitoreo del sistema eléctrico, si bien los sistemas tradicionales de medición, supervisión, control y adquisición de datos (SCADA/EMS) constituye la herramienta fundamental de cualquier operador de sistemas eléctricos y de mercado, entregando la información de las barras, de líneas de transmisión, de generadores, de flujos en transformadores, taps, posición de interruptores, etc., así como también de otros parámetros del sistema, la aparición de fenómenos dinámicos que no son detectados por esos sistemas SCADA justificaría la implementación sistema de medición con tasas de muestreo superiores.

Las tecnologías de medida de área amplia (WAM: Wide Area Monitoring) tales como las tecnologías de monitoreo de sincrofasores, permiten obtener una visión dinámica de la red eléctrica. Este capítulo describe los detalles de los fasores, los sincrofasores, los estándares para sincrofasores y la tecnología de mediciones de área amplia.

2.2 Introducción

La operación de los sistemas de potencia está constantemente enfrentada a contingencias, tales como las provenientes de fallas en las líneas y pérdidas de bloques de generación y/o consumo.

Para que la operación del sistema eléctrico sea confiable, éste debe ser capaz de resistir las contingencias, ya sea por sí mismo o con la ayuda de esquemas de protección multiáreas o especiales (SIPS, SPS) o con esquemas de acción correctiva (RAS).

Durante décadas, las mediciones de los sistemas de monitoreo y control denominados SCADA, han entregado la información del sistema de potencia a los operadores del mismo. Estas mediciones son actualizadas, frecuentemente, cada 4 a 10 segundos, ofreciendo una visión del comportamiento del estado estacionario del sistema eléctrico. Sin embargo, para monitorear fenómenos dinámicos, el monitoreo del estado estacionario no es suficiente, debiendo complementarlo con mediciones que pueden llegar a 120 muestras por segundos.

La tecnología de medición sincrofasorial (mediciones de área amplia) tiene la particular capacidad de muestrear valores análogos de las formas de onda de tensión y corriente en sincronismo con un reloj GPS de alta precisión y calcular su frecuencia, simultáneamente, en muchos puntos de la red eléctrica geográficamente dispersos.

Las unidades de medida sincrofasorial (PMU) son ampliamente utilizadas en aplicaciones de sistemas de potencia que requieran medidas sincronizadas. Las medidas de las PMU se obtienen de puntos geográficamente dispersos, y ellas están todas sincronizadas con respecto a un reloj muy preciso basado en un sistema de posicionamiento global (GPS). Esto permite la medida directa de las tensiones y de los ángulos de fase entre ellas y aumenta significativamente la precisión y la velocidad de ejecución de las aplicaciones de administración y gestión de la red.

La tecnología de las PMU ha madurado rápidamente, ya sea como unidades autónomas de propósito específico o como unidades PMU integradas en otros equipos. Las PMU permiten entregar una visión dinámica de los puntos de interés de la red, tanto con información de tensiones, flujos en líneas, transformadores y generadores, así como con información de otros parámetros del sistema (potencias, velocidades de cambio de variables, etc.). Entre otras aplicaciones, las señales medidas por las PMU pueden ser utilizadas también para mejorar la detección de fallas en la operación de los sistemas de potencia, la protección global del sistema, el análisis de estabilidad transitorio y la estabilidad de ángulo en estado estacionario.

2.2.1 Historia

Los sistemas WAMS fueron introducidos por la compañía BPA de EEUU, al final de la década de 1980, impulsados por una importante falta de información dinámica de la red eléctrica detectada por el WSCC. Como resultado de lo anterior, en el año 1990 se desarrolló un plan de acción para enfrentar este problema.

En 1995, el DOE de USA y el EPRI iniciaron el proyecto denominado WAMS (Wide Area Measurement System Project). El objetivo principal de este proyecto fue reforzar la información dinámica de la red que hasta entonces se estaba obteniendo a través de la red WesDINet.

Las unidades PMU se han estado utilizando desde 1994 suministrando medidas sincrofasoriales, las que han permitido mejorar funciones de medida previas o han introducido nuevas funciones que no pudieron ser resueltas con medidas convencionales.

2.2.2 Definición de WAMS

La situación descrita anteriormente permitió desarrollar una de las primeras definiciones de WAMS, misma que fue introducida por la compañía BPA “El proyecto WAMS es un esfuerzo estratégico para cumplir con las necesidades de información críticas de un sistema eléctrico de potencia dinámico y en constante cambio”.

Una red WAMS requiere de una infraestructura especial para ejecutar esta tarea y también hubo necesidad de hacer una definición de la misma.

En las últimas dos décadas, los equipos de medida sincrofasorial (PMU) se han desarrollado al punto de que ya son una tecnología madura, ampliamente utilizada en los sistemas eléctricos de todo el mundo y están comercialmente disponibles desde múltiples proveedores.

Por otra parte, la infraestructura WAMS requiere de sistemas de comunicación de alta velocidad, gran ancho de banda, baja latencia y alta disponibilidad, los cuales también han sido ampliamente desarrollados y especificados. Como resultado de lo anterior, la definición de WAMS (sólo en el contexto de la medición) ha evolucionado y es ligeramente diferente de la utilizada en el pasado: *Una red WAMS es una red de medida basada en tecnología de medida de sincrofasores y de sistemas de comunicación adecuados tal que permite monitorear los sistemas eléctricos en un área geográfica amplia.*

2.2.3 Procesos de una WAMS

Los procesos involucrados en una red WAMS son básicamente tres; adquisición de datos, transmisión de datos y procesamiento de datos.

En general, una WAMS adquiere datos desde equipos PMU, transmite estos datos a un centro de supervisión central en donde dichos datos son procesados. El procesamiento de los datos es tal que se genera información apropiada para la gestión del sistema eléctrico, mediante la cual es posible determinar decisiones relativas a la operación de dicho sistema. Una WAMS puede entenderse como el uso eficiente de datos del sistema eléctrico para desarrollar mejores y más seguras estrategias para la gestión y operación del sistema eléctrico.

2.2.4 Fuentes de datos de una WAMS

Tener información en línea del sistema eléctrico completo es esencial para una operación segura del mismo. La información suministrada por los recursos de instrumentación del sistema eléctrico pueden ser diferentes, en términos de su importancia, del formato, del volumen, de su frecuencia de muestreo, etc. Para distinguir los datos se ha desarrollado una clasificación de ellos en dos grandes grupos; datos operacionales y datos no operacionales.

Los datos operacionales incluyen las medidas instantáneas de tensión, corrientes, fasores y estado de interruptores medidos a través de dispositivos electrónicos inteligentes (IED). Tales datos son transmitidos continuamente al centro de operaciones a través de sistemas de comunicaciones adecuados. Eventualmente, estos datos pueden ser utilizados para la toma de decisiones locales.

Por otra parte, los datos no operacionales consisten básicamente de registros o archivos históricos de múltiples eventos (fallas, fluctuaciones de potencia, perturbaciones, contingencias, etc.). Típicamente, los datos no operacionales son datos del tipo *off-line*, lo que significa que ellos son transmitidos al centro de operaciones a intervalos de tiempo específicos (minutos, horas, etc.) o cuando ellos son requeridos por el operador del sistema.

Existen dos diferencias principales entre los datos operacionales y no operacionales. La primera de ellas es su característica de muestreo. Los datos operacionales son normalmente muestreados de una manera regular generando paquetes de datos en forma continua. Los datos no operacionales son muestreados dependiendo de las condiciones previamente definidas o a intervalos de muestreo definidos de acuerdo a la necesidad.

Otra gran diferencia es el formato de los datos. Los datos operacionales son transmitidos generalmente en forma de paquetes (conjunto de varias variables), mientras que los datos no operacionales pueden aparecer en diferentes formatos (formas de onda, valores numéricos, COMTRADE, etc.)

De esta manera, los datos de los sistemas SCADA y WAMS pueden ser categorizados como datos operacionales y los datos provenientes de equipos tales como registradores de falla, relés de protección o cambios de estado de interruptores son datos no operacionales.

2.3 Medición Sincrofasorial

2.3.1 Definición de Fasor

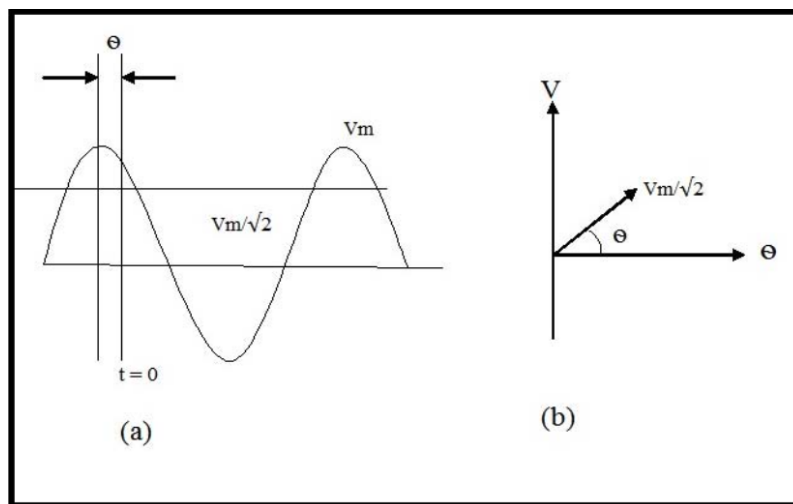
El concepto de fasor tiene más de un siglo de antigüedad y fue desarrollado por Karl Steinmetz (1865-1923), quien propuso utilizar números complejos para analizar y modelar las redes eléctricas con fuentes sinusoidales en condiciones de estado estable. Una señal cosenoidal de una frecuencia conocida f (50 Hz ó 60 Hz) queda completamente descrita por su magnitud V_m y su posición angular $(\omega t + \theta)$ con respecto a una referencia arbitraria de tiempo, como una señal de corriente alterna cuya representación matemática es la siguiente:

$$V(t) = V_m \cos(\omega t + \theta) \quad (1)$$

Este fasor puede ser representado como:

$$V_m = V_r + j V_i = (V_m / \sqrt{2}) E^{j\theta} \quad (2)$$

Donde V_r , V_i son los componentes real e imaginario del número complejo que representa el valor del Fasor, $V_m/\sqrt{2}$ es el valor rms de la señal $V(t)$, y $j\theta$ es el ángulo de fase instantáneo asociado al coseno de la función para una frecuencia nominal de 50 ó 60 Hz. La señal sinusoidal y su representación fasorial, dadas por las ecuaciones (1) y (2) están ilustradas en la Figura 2-1



(a) Señal sinusoidal (b) Representación Fasorial

Figura 2-1 Representación del fasor de una señal sinusoidal

2.3.2 Definición de SincroFasor

Las medidas de fasores que son ejecutadas en un mismo instante de tiempo se denominan medidas sincrofasoriales. Sincrofasor es el término usado para describir un fasor que ha sido medido en un instante específico de tiempo denominado “estampa de tiempo” del fasor. Para obtener mediciones simultáneas de múltiples fasores en un área amplia del sistema eléctrico de potencia, es necesario sincronizar estas estampas de tiempo, de forma tal que todas las medidas pertenecientes a la misma estampa de tiempo sean efectivamente simultáneas.

Considérese la siguiente señal:

$$v(t) = V_m \cos(2\pi t + \theta) \quad (3)$$

La referencia de tiempo “t” debe ser otorgada por un reloj de alta precisión y con la hora en coordenadas universales (UTC). Los fasores medidos serán estampados basándose en la hora otorgada por la referencia UTC.

En el estándar de comunicación de sincrofasores, la estampa de tiempo es un mensaje de ocho bytes, cuatro de los cuales se usan como un contador de segundos (desde el comienzo de siglo; 1900); “SOC” (*SOC: Seconds Of Century*), tres bytes se utilizan para medir la fracción del segundo (un segundo es dividido en 16.777.216 cuentas o alrededor de 59,6 nanosegundos/cuenta) y un byte se utiliza como indicador de calidad de la hora (estado y precisión relativa del reloj).

La fase es calculada midiendo el desplazamiento (distancia) entre el valor máximo de la senoide y el ángulo en el instante de tiempo considerado. Este ángulo es cero en el instante en que se presenta el máximo de $V(t)$. La estampa de tiempo siempre es una referencia de la hora UTC.

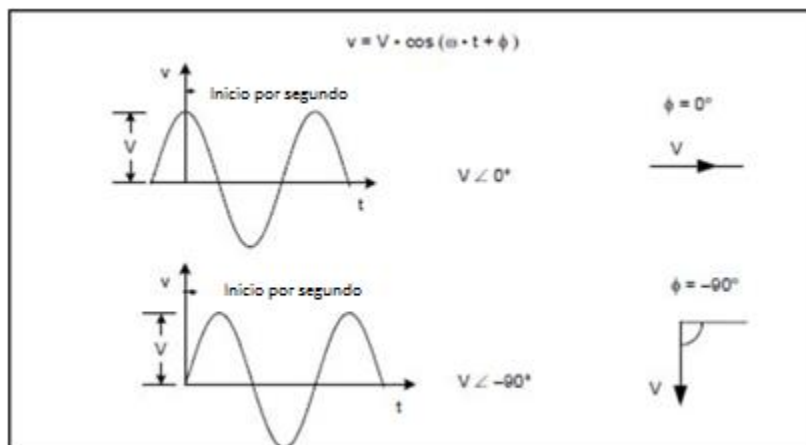


Figura 2-2 Representación del sincrofasor

En el primer diagrama de la Figura 2-2 y en el instante en que ocurre la referencia de hora UTC, existe un ángulo θ . Se asume que la señal (onda) se encuentra en estado estacionario y con la frecuencia a su valor nominal (50 Hertz).

En el segundo diagrama de la Figura 2-2, el ángulo de fase es de -90 grados y se reporta en el paquete de datos en el rango de $-\pi$ a $+\pi$. Utilizando esta metodología y convenciones, los ángulos de fase de cualquier punto del sistema de potencia pueden ser medidos con exactitud gracias a la precisión que se obtiene de los sistemas basados en la referencia de la hora universal UTC.

De acuerdo a los estándares, la fuente de sincronismo que entrega la referencia de tiempo común puede ser local o global. La señal de sincronización puede ser distribuida mediante broadcast o bien mediante una conexión directa, y debe estar referenciada a la Hora Universal Coordinada (UTC).

La señal de sincronismo más comúnmente utilizada es la señal broadcast satelital proveniente del Sistema de Posicionamiento Global (GPS). El desarrollo de la tecnología GPS ha permitido que esta sea la solución óptima, tanto práctica como económicamente. De esta manera, los procesos de análisis del sistema eléctrico pueden utilizar una referencia común para el cálculo de Fasores en todos los distintos puntos del sistema eléctrico independiente de su ubicación geográfica. Si la frecuencia de la red eléctrica es constante, el ángulo de fase θ de la medición será también constante. Sin embargo, en la práctica, la frecuencia del sistema eléctrico no es constante y en consecuencia la fase variará entre un instante y otro.

2.4 Estructura del Sistema de Medida de Sincrofasores.

2.4.1 Sistema de medida de fasores sincronizados

Los sistemas de medida basados en sincrofasores fueron desarrollados a finales de 1980. Estos sistemas tienen la capacidad de medir tensiones y corrientes y calcular el ángulo entre ellos. Esta capacidad es posible de lograr gracias a la disponibilidad de los sistemas GPS, y, por otra parte, debido al procesamiento de datos digitales a alta velocidad.

A objeto de sincronizar los ángulos medidos, los sistemas WAMS utilizan el tiempo recibido por los GPS en una unidad universal y única. Además de medir los ángulos de tensiones y corrientes, estos sistemas pueden medir la frecuencia y la velocidad de cambio de la frecuencia. En algunos casos, es posible medir armónicos, y las secuencias negativa y cero.

Una red WAM consiste de tres partes principales; Unidad de Medida Fasorial (PMU), Unidad concentradora de datos (PDC), y un sistema de comunicación. Las PMU están instaladas en los puntos de medida remotos, normalmente en la subestación. Ellas calculan los fasores de tensiones y corrientes y estampan el tiempo de los fasores con el tiempo recibido de los GPS.

Un PDC recibe datos de múltiples PMU, detecta y rechaza los datos mal recibidos o inconsistentes, y alinea los datos recibidos en una base de tiempo común. Eventualmente, la PMU puede configurarse para el cálculo de variables adicionales.

El sistema de comunicaciones es responsable de transportar los datos desde las PMU a los PDC y desde ahí al PDC corporativo del centro de operaciones.

2.4.2 PMU

En una red WAM, la unidad de medida sincrofasorial (PMU) es considerada como uno de los equipos más importantes para el suministro correcto de medidas fasoriales sincronizadas (o sincrofasores) de las tensiones y corrientes, aún cuando ellas provengan de ubicaciones geográficas dispersas en la red eléctrica.

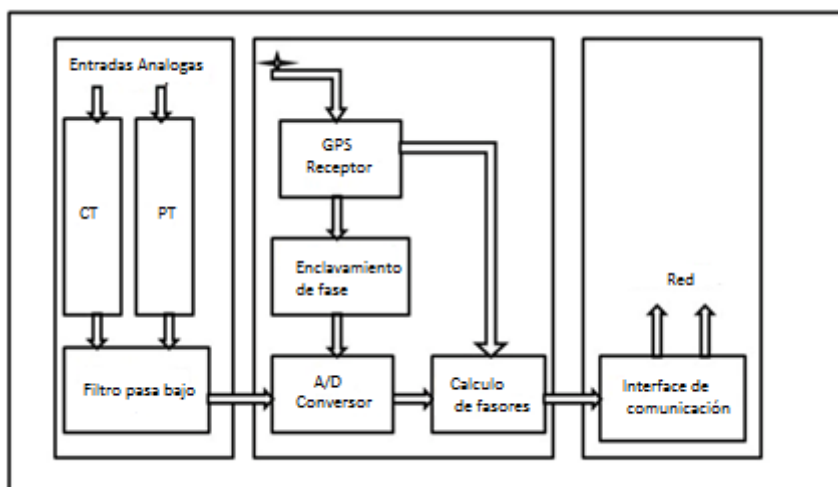


Figura 2-3 Representación de una PMU Genérica

La Figura 2-3 muestra un diagrama genérico de una PMU. A pesar que las PMU son producidas por muchos fabricantes distintos y con distintos diseños, este diagrama funcional concentra las características comunes de la mayoría de las PMU.

En este diagrama es posible identificar tres secciones: una sección de medida, una de computación y una de comunicaciones (las salidas típicas de una PMU son los fasores de tensión y corriente de secuencia positiva de cada una de las fases).

En la sección de medida, las entradas análogas de tensiones y corrientes trifásicas, son obtenidas desde los transformadores de medida de potencial (TT/PP) y de corriente (TT/CC) respectivamente. Las tres fases de tensión y corriente son usadas para determinar los fasores de secuencia positiva. Cada una de estas señales análogas es filtrada usando filtros pasa bajos *anti-aliasing*, los que, en la mayoría de las PMU, son filtros análogos. La frecuencia de corte de cada filtro satisface el criterio de Nyquist, es decir, la frecuencia de corte es menor que la mitad de la frecuencia de muestreo de las señales análogas.

En la sección de computación, un conversor análogo-digital (A/D) toma las muestras de las señales análogas y digitaliza dichas señales representándolas ahora con uno o más bytes. El muestreo de las señales se ejecuta sincronizadamente con los pulsos emitidos por el GPS a través de un proceso denominado enclavamiento de fase (phase-lock), a velocidades de muestreo que van desde las 12 muestras por ciclo (primeras PMU desarrolladas), hasta las 200 (o más) muestras por ciclo (PMU actuales). Un procesador recibe los datos muestreados más

las estampas de tiempo del GPS y calcula las componentes de secuencia positiva de todas las señales de tensión y corriente, usando distintas técnicas numéricas.

Además de las mediciones de tensión y corriente, el procesador calcula una estimación de la frecuencia (f) y de la tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF, df/dt).

Finalmente, en la sección de comunicaciones, los fasores, frecuencia y ROCOF así calculados y con sus respectivas estampas de tiempo, son comunicados en forma de paquetes al concentrador de datos fasoriales (PDC) a una tasa de 50 paquetes de datos por segundo o más de acuerdo a lo indicado en el estándar C37.118. Los flujos de datos provenientes de distintas PMU son recogidos en este u otros Concentradores de Datos Sincrofasoriales (PDC).

Los elementos claves de una Unidad de Medida Fasorial (PMU) son los siguientes:

Sincronismo: El equipo PMU debe estar sincronizado con la señal del reloj que actúa de base para el muestreo. El máximo error de sincronismo de los pulsos de muestreo debe ser menor que $1\ \mu s$.

Velocidad: El procesador de la PMU debe ser lo suficientemente rápido para administrar, simultáneamente, la adquisición de datos a alta velocidad, el procesamiento de los datos y el empaquetamiento y transmisión de dichos datos hacia el PDC externo, todo ello en tiempo real.

Precisión: La precisión de una PMU es medida a través el TVE (*Total Vector Error*). El TVE se calcula como la diferencia (cuadrática) entre el fasor teórico (patrón) y el efectivamente medido. La PMU a utilizar debe tener un error máximo del TVE de un 1% en las condiciones establecidas en el estándar C37.118.

2.4.3 PDC

Las funciones principales de un PDC son: recibir y administrar la información proveniente de múltiples PMU, detectar y rechazar los datos mal recibidos, alinear los datos recibidos en una estampa de tiempo común y crear un registro coherente de datos que contenga uno o más datos enviados por la PMU, creando así "fotografías" del estado del sistema eléctrico en múltiples áreas en forma simultánea.

En algunos casos, un PDC de orden superior, tal como el PDC corporativo del CDEC SIC, puede concentrar los datos recibidos desde múltiples PDC almacenando los fasores del sistema eléctrico en su totalidad.

2.4.4 Sistema de comunicaciones

Los sistemas de comunicación de una red WAM son similares a los sistemas de un SCADA en términos de tecnología, arquitectura y medios de comunicación. Lo que es diferente es la forma de transmitir los datos. Los datos fasoriales suministrados por las PMU tienen una naturaleza diferente a los datos suministrados por las RTU. Los datos de sincrofasores son un flujo continuo y empaquetado de datos mientras que los datos de una RTU son transmitidos a una estación maestra a intervalos de tiempo no necesariamente sincronizados entre sí o cuando la estación maestra los requiere. Otra diferencia entre los datos de una PMU y una RTU es el volumen de datos. En general, los datos suministrados por una PMU son muchos más que los suministrados por una RTU.

Como resultado de lo anterior, es necesario considerar dos aspectos de gran importancia en una red WAM, y que corresponden al ancho de banda y las latencias de la comunicación. Anchos de banda grandes garantizan que todos los datos sincrofasoriales pueden ser transmitidos a los PDC sin pérdida de paquetes. Por otra parte, bajas latencias de comunicaciones permiten un flujo continuo de datos en tiempo real entre las PMU y PDC y entre PDC y PDC.

2.5 Algoritmos de estimación de Sincrofasores

Los fasores son las magnitudes más importantes en la operación del sistema de potencia por cuanto son los que permiten representar el estado de dicho sistema.

El fasor se determina mediante un proceso de estimación, mediante diferentes técnicas de análisis numérico. Típicamente, en este proceso de estimación, se analiza una sección de la señal durante un tiempo acotado. A esta sección se le denomina "ventana". Esta ventana de datos se actualiza continuamente incorporando nuevas muestras y desechando las muestras más antiguas y el proceso de estimación fasorial es ejecutado para cada nueva ventana de datos, de modo de que el proceso es similar al esquematizado en la Figura 2-4.

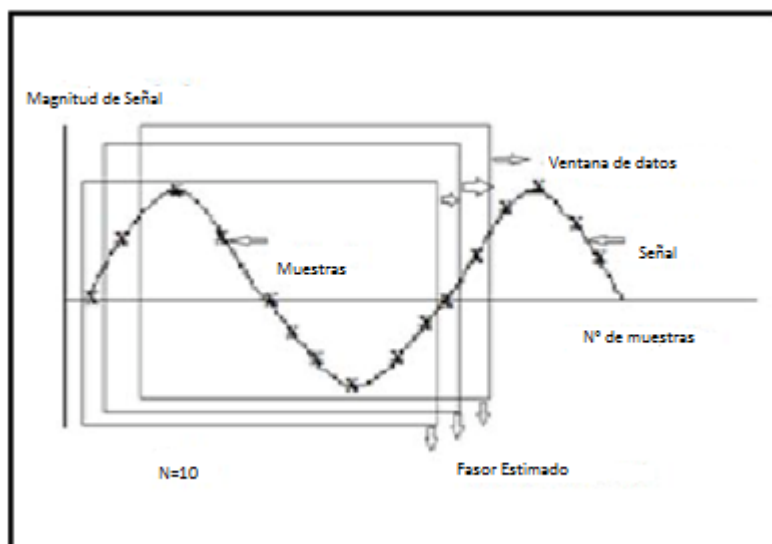


Figura 2-4 Proceso de Estimación Fasorial

La "calidad" del fasor depende del método de análisis numérico seleccionado, por lo tanto es en el algoritmo de estimación fasorial donde se encuentran las principales diferencias entre uno y otro fabricante de PMU.

Se han desarrollado muchas técnicas de estimación de fasores, algunas de las cuales son las siguientes:

- a) Técnicas de cruce por cero modificadas
- b) Análisis de Prony
- c) Método de Newton
- d) Método de Newton para análisis de ángulo fasor
- e) Técnicas de mínimo error cuadrático
- f) Técnicas de filtro de Kalman
- g) Transformada inteligente discreta de Fourier
- h) Aproximación Wavelet
- i) Aproximación adaptativa de redes neuronales

Cada una de estas técnicas numéricas posee diferentes niveles de desempeño y en general responden a una solución de compromiso entre la precisión y la velocidad del cálculo. Precisamente, la tipificación de PMU bajo las clases P y M proviene de esta solución de compromiso. Una PMU clase P es más rápida pero menos precisa que una PMU de clase M, por cuanto la primera no hace ningún procesamiento de la señal y la segunda sí.

2.6 Estándares de Sincrofasores

2.6.1 Estándar IEEE 1344-1995

El concepto de fasor sincronizado con el sistema de potencia fue introducido en los años 80 y el primer estándar de sincrofasores; el IEEE 1344, se publicó en 1995. Dicho estándar fue creado para introducir los sincrofasores en la industria eléctrica y establecer los conceptos básicos para la medición y los métodos para manejar los datos adquiridos. Este estándar incorporó a la unidad de medida fasorial (PMU) como un dispositivo que permitía estimar los sincrofasores equivalentes para señales de corriente alterna. Además, presentó la medición sincronizada usando patrones de temporización precisos y formalizó una extensión de la interfaz IRIG-B, la que finalmente fue adoptada por la industria.

2.6.2 Estándar IEEE C37.118-2005

El estándar IEEE C37.118-2005 define completamente las mediciones de fasores sincronizados para ser utilizadas en aplicaciones del sistema eléctrico de potencia.

Entre otros, el estándar provee de un método para calificar las medidas, establece pruebas para validar que las medidas estén conforme a las definiciones e indica los límites para estas pruebas.

También define el protocolo de comunicación de datos, incluyendo los formatos de los mensajes con que se comunican los datos en un sistema de tiempo real, y entrega ejemplos e información de soporte.

Una de las mejoras más significativas de este estándar, corresponde al desarrollo de un método objetivo (determinación del TVE: Total Vector Error) para evaluar la calidad de la medición de una PMU y los requerimientos para una medición en estado estacionario. El TVE compara, para un mismo instante de tiempo, la magnitud y fase del fasor estimado por la PMU, con el fasor teórico de la señal equivalente (patrón), estableciéndose así una métrica precisa para evaluar las mediciones de cualquier PMU.

Otra mejora significativa fue la ampliación de los métodos de comunicación mediante la incorporación de técnicas para una gestión de mayor cantidad de datos y para mejorar la identificación de los mismos. El byte de *status* básico fue ampliado para incluir indicaciones de la calidad de los datos, de identificación de la PMU, tipos y clases de datos. Se introdujo también el concepto de concentrador de datos fasoriales (PDC) que contempla la administración de datos provenientes de varias PMU. A la fecha, se han desarrollado varios métodos basados en estándares industriales para que puedan soportar C37.118-2005. El estándar C37.118-2005 ha resultado muy exitoso por cuanto todos los fabricantes de equipos y sistemas lo adoptaron.

Cabe señalar que en el estándar IEEE C37.118-2005 sólo se describe el desempeño de la PMU en **estado estacionario** y, en consecuencia, **las mediciones bajo condiciones dinámicas no están cubiertas por dicho estándar**. Adicionalmente, aún cuando las mediciones de frecuencia siempre han sido consideradas como parte de los datos reportados, el estándar no lo incluye como un requerimiento.

2.6.3 Estándares IEEE C37.118.1-2011 y IEEE C37.118.2-2011

Como se indicó anteriormente, el estándar sincrofasorial original fue el IEEE 1344-1995, siendo reemplazado por el estándar IEEE C37.118-2005, estándar en el cual las señales bajo prueba se mantienen constantes en magnitud, ángulo y frecuencia durante cada prueba. En general, las formas de onda de tensión y corriente de un sistema eléctrico de potencia no son señales estáticas, y en consecuencia, los grupos de trabajo de la IEEE del PSRC (<http://www.pes-psrc.org/> *Power System Relaying and Control Committee*), han actualizado los antiguos estándares, agregando los requerimientos de desempeño dinámico.

Actualmente, el estándar de sincrofasores se ha separado en dos estándares, el IEEE C37.118.1-2011, que cubre las disposiciones para las medidas, y el IEEE C37.118.2-2011, que se encarga de la comunicación de los datos. Ambos estándares agregan actualizaciones y disposiciones adicionales.

2.6.3.1 Estándar IEEE C37.118.1-2011

En este estándar se entregan aclaraciones adicionales para las definiciones de Fasor y Fasor sincronizado. Los conceptos del error, del cálculo del TVE y de las pruebas de conformidad son revisados y extendidos. También se agregan pruebas en condiciones de variación de temperatura y se introducen las pruebas **para validar el desempeño dinámico**. Adicionalmente, se incorporan límites y características a cumplir en la medida de frecuencia y en la tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF).

2.6.3.2 Estándar IEEE C37.118.2-2011

El estándar 37.118.2-2011 explica los requerimientos de la comunicación de datos, definiendo un método para el intercambio de datos sincrofasoriales en tiempo real entre equipos de un sistema eléctrico de potencia.

Este estándar especifica el tipo y formato de los mensajes que pueden ser usados para comunicación en tiempo-real entre las unidades de medida fasorial (PMU), los concentradores de datos fasoriales (PDC) y/o otras aplicaciones. Define los tipos de mensajes, sus contenidos y significado, especifica los tipos de datos y los formatos soportados. Describe un sistema de medidas típico y también se explican los requerimientos y las opciones de comunicación disponibles.

2.6.4 Estándar IEEE C37.118.1a-2014

Este estándar corresponde a una rectificación del estándar C37.118.1-2011, e incluye algunas correcciones a los requerimientos de desempeño, corrección de inconsistencias, y eliminación de algunas limitaciones. Luego de la emisión del estándar C37.118.1-2011, se descubrió que había algunos requerimientos que no podían ser cumplidos con los modelos propuestos y otros requerimientos que era imposible de cumplir con las tecnologías de hardware actualmente disponibles. Las modificaciones se encuentran desde la tabla 4 a la tabla 10 del documento del estándar, en donde el texto fue modificado para soportar los cambios introducidos, en el párrafo 5.5.9 y en la tabla 11. El anexo C del estándar también fue modificado para mantener la consistencia con el resto del documento.

2.6.5 Estándar IEC TR 61850-90-5

El estándar IEC TR 61850-90-5 es un protocolo para transmitir estados digitales y señales análogas sincronizadas sobre redes de área amplia con el fin de desarrollar redes WAM para protección y control (WAMPAC) basados en la actual implementación de protocolos IEC61850 en subestaciones.

El desarrollo de este estándar está motivado por los siguientes eventos:

- .- La necesidad de un estándar sincrofasorial que tenga algoritmos de sincronización y estampas de tiempo explícitos. La necesidad aparece con el apagón de Agosto de 2003 en USA y motivó el desarrollo inicial del estándar IEEE C37.118.
- .- Necesidad de establecer requerimientos de ciber seguridad para proteger las comunicaciones de área amplia.
- .- Creación de la NASPI en 2006. (North American Synchrophasor Initiative)
- .- Unión de los esfuerzos de la IEEE y la IEC y aprovechamiento de los avances de IEC en el estándar IEC 61850-9-2 que ya tiene la capacidad de transmitir datos sincrofasoriales.

Este estándar también fue creado para soportar GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*).

2.7 Tecnología de Fasores

A mediados de los años 80, se desarrolló el primer equipo para hacer mediciones sincronizadas de fasores, mediante una investigación desarrollada por el Departamento de Energía de EEUU (DOE: <http://energy.gov/>).

La primera versión digital de una PMU fue desarrollada en el Virginia Tech (<https://www.vt.edu/index.html>) y algo más tarde, la compañía Macrodyne (<http://www.macrodyneusa.com/>) diseñó y construyó una unidad comercial basada en el concepto desarrollado en el Virginia Tech.

Estos primeros equipos podían recibir, filtrar y digitalizar las tensiones y corrientes instantáneas y las variaciones de frecuencia de los sistemas de potencia, utilizando frecuencias de muestreo de 48 muestras por ciclo. Las potencias activa y reactiva, también podían ser calculadas basándose en los valores medidos de los fasores de tensión y corriente.

La Tabla 2-1 muestra resumidamente el estado actual de despliegue de la tecnología de sincrofasores:

Tabla 2-1 Aplicaciones de redes WAM en distintas partes del mundo

Aplicaciones	EEUU	EUROPA	CHINA	INDIA	RUSIA
Análisis post falla	✓	✓	✓	✓	✓
Monitoreo de Estabilidad	✓	✓	✓	✓	✓
Monitoreo de Sobrecargas	✓	✓	✓	✓	✓
Reestablecimiento del Servicio	✓	✓	✓	Pr	✓
Validación de Modelos	✓	✓	✓	Pr	✓
Estimación de Estado	Pr	Pr	Pr	Pl	Pr
Control en tiempo Real	Pr	Pr	Pr	Pl	Pr
Protección Adaptiva	Pl	Pl	Pl	Pl	Pl
Estabilizador de área amplia	Pr	Pr	Pr	Pl	Pr

Pl: En fase de planificación, Pr: en fase de pruebas, ✓:Completado

2.7.1 Aplicaciones de las redes WAM

Los fasores sincronizados tienen la capacidad de computar los fasores con estampa de tiempo, siendo su resolución de mediciones de unos pocos milisegundos y, en consecuencia, permiten capturar la dinámica del sistema de potencia. Las PMU pueden entregar medidas sincronizadas desde ubicaciones dispersas, a tasas muy por bajo de los segundos, típicamente del orden de 50 muestras por segundo. Conforme a las aplicaciones *off-line* o en tiempo-real para los sistemas de potencia, las aplicaciones basadas en sincrofasores se pueden clasificar en tres categorías: Monitoreo, Protección y Control del sistema de potencia.

2.7.1.1 Monitoreo

Información acerca del estado dinámico del sistema de potencia puede ser obtenida a partir de las medidas sincronizadas de los fasores.

2.7.1.2 Protección

Las medidas de fasores sincronizados permiten desarrollar soluciones para un gran número de problemas relacionados con protección.

Los sistemas de protección existentes tienen redundancia y están acoplados con múltiples sistemas de respaldo. El sistema resultante es altamente confiable. Lo anterior incluye la utilización de equipos y protecciones del sistema, así como sistemas de acción remedial y protección de área amplia, en donde los fasores pueden jugar un rol importante en el incremento de la seguridad adaptiva y confiabilidad. Algunas aplicaciones de las PMU son una medición más precisa de la impedancia de línea para aplicaciones de despeje de fallas. La impedancia de la línea es una variable clave para una ubicación precisa de la falla. Las PMU pueden ser usadas también para el cálculo de fallas utilizando los datos obtenidos en ambos extremos de la línea.

2.7.1.3 Control

Algunos sistemas de control utilizan medidas locales y un modelo matemático del sistema eléctrico de potencia. Estos sistemas de control podrían no ser óptimos y podrían producir respuestas inaceptables a los fenómenos del sistema cuando los modelos son imprecisos.

Una aplicación típica es aquella en donde los objetivos del control son globales por su naturaleza (por ejemplo en el control de un HVDC) y orientados a amortiguar las oscilaciones del sistema eléctrico entre dos áreas muy separadas entre sí.

Las medidas sincronizadas permiten utilizar medidas remotas del vector de estado del sistema eléctrico y de esa manera remover, desde el lazo de control, la incerteza producida por el modelo matemático actualmente utilizado. De esta manera, un control se ejecutaría

mediante una realimentación basada en medidas reales más que en respuestas estimadas de un modelo.

2.7.1.4 Aplicaciones

La Tabla 2-2 muestra un resumen de las principales aplicaciones desarrolladas con redes WAM basadas en tecnología de sincrofasores.

Aplicación
Registro de Transitorios
Monitoreo de comportamiento térmico de conductores
Oscilaciones de potencia
Validación de Modelos
Estabilidad Angular
Estabilidad de Tensión
Estabilidad de Frecuencia
Monitoreo y conciencia situacional en tiempo real
Restablecimiento del servicio
Cálculo de potencias de cortocircuito
Sistemas avanzados de protección y control de área amplia
Sistemas avanzados de control
Localización de fallas
Estimación de Estado
Análisis de calidad de la energía
Gestión de congestiones en líneas de transmisión
Análisis post contingencia
Integración de ERNC
Monitoreo de la Frecuencia

Tabla 2-2 Algunas aplicaciones de Redes Sincrofasoriales

2.8 Resumen del Capítulo

Los sincrofasores pueden suministrar información coherente (sincronizada) a velocidades muy rápidas y menores que segundos, lo que permite observar y gestionar la dinámica del sistema eléctrico.

Los sistemas WAM otorgan una gran oportunidad a los operadores de los sistemas eléctricos para supervisar, operar, controlar y proteger a dichos sistemas en una área geográfica amplia. Las redes WAM combinan los datos suministrados con los sincrofasores y medidas convencionales con la capacidad de nuevos sistemas de comunicación de manera de obtener la información dinámica del sistema eléctrico completo.

Los procesos de una red WAM pueden dividirse en tres subprocesos interconectados; adquisición de datos, transporte de datos y procesamiento de datos. Estos subprocesos son ejecutados por los subsistemas de medida, de comunicación y de EMS respectivamente. Cada subsistema tiene diferentes tareas que ejecutar sobre los datos del sistema. Como resultado,

es importante que las funciones y equipos de estos subsistemas sean convenientemente investigados, desde el punto de vista de la gestión de los datos, a la hora de ejecutar el diseño de una arquitectura de solución de red WAM.

Las redes WAM contribuyen a los sistemas de supervisión de la red eléctrica para migrar desde un sistema basado en adquisición de datos hacia un sistema que suministra información de la dinámica del sistema eléctrico en tiempo real.

La información dinámica del sistema eléctrico complementa la información entregada por los sistemas SCADA a los operadores para realizar sus funciones de despacho seguro y económico de generación, operación y planificación.

CAPITULO III - CARACTERIZACIÓN DE VARIABLES

3.1 Resumen Ejecutivo

Este capítulo tiene como objetivo especificar las variables y el formato en el que deben ser medidas y registradas por cada PMU.

Se ha desarrollado una planilla en formato Excel denominada “Caracterización de Señales” y que se detalla en Anexo B, cuyos contenidos deberán ser mantenidos y actualizados por todos los involucrados en la gestión de la red WAM. En esta planilla deben incluirse, al menos, los datos de cada una de las PMU, fuente de sincronía, información de los transformadores de medida y ajustes requeridos.

Salvo aquella información indicada como ejemplo, ya se ha incluido en la planilla información básica de configuración de las PMU, información que no debe ser modificada (Ej: frecuencia de transmisión, variables, formato, etc.)

3.2 Caracterización de Variables

Las variables eléctricas que cada PMU debe medir se detallaron convenientemente en el Capítulo I y II de este informe. Sin embargo, es necesario el desarrollo de una herramienta que permita llevar un registro detallado de cada una de las PMU instaladas en la red, indicando todos aquellos parámetros que pueden afectar la lectura de estas variables.

En consecuencia a lo indicado anteriormente; se propone la utilización de un documento de caracterización de variables, de acuerdo a lo mostrado en un archivo excel que se adjunta en este informe en el Anexo B, y que contiene información que debe ser suministrada por quienes ejecuten los procesos de instalación y configuración de las PMU.

Las variables solicitadas son las siguientes:

PMU

- .- Fabricante: Fabricante de la PMU
- .- Modelo: Modelo de la PMU
- .- Versión de firmware: Versión del firmware cargado en la PMU al momento de su entrega a operación
- .- Clase: M. *Se ha solicitado configurar a la PMU en Clase M, privilegiando precisión por sobre la velocidad.*
- .- Velocidad de Transmisión: Frames/segundo. *Se ha solicitado configurar a la PMU para 50 frames/seg.*

PDC

.- Debe indicarse en la planilla a que PDC está reportando cada una de las PMU

Ubicación

.- Ubicación de cada PMU en subestación y en paño

Fasor de Tensión

.- Configuración

Nombre: Nombre asignado por operador a cada PMU

Representación: Polar o Rectangular. *Se ha solicitado utilizar representación Polar.*

Formato: Entero o Punto Flotante. *Se ha solicitado utilizar formato en punto flotante.*

Tensión Nominal: Tensión en kV del punto de medida de la PMU

.- Transformador de Medida

Descripción: Campo utilizado para especificar de cual transformador se trata (de acuerdo a unilineal del SIC), especificar si se trata de un transformador de medida de protecciones o de medida (se ha solicitado utilizar transformadores de medida de medida) o si se trata de un transductor capacitivo, óptico, etc. y cualquier otra característica de interés para la red WAM.

Clase: Clase de precisión del transformador

Razón de Transformación: Razón de transformación de la medida (en fracción)

Relación Fasorial: Indicar ángulo de desfase de la medida con respecto a su valor primario en casos de transformadores en conexión Delta-Estrella

.- Ajustes externos

Factores de Escala: Constante distinta de una razón de transformación que indique si el PDC debe hacer un ajuste a la magnitud de la medida (Ej: por errores sistemáticos). Si no se requiere ajuste debe colocarse el valor "1".

Ajuste de Angulo: Constante distinta de la relación fasorial que indique si el PDC debe efectuar algún ajuste de ángulo. Si no se requiere ajuste debe colocarse el valor "0".

.- Variables

Se requiere que cada PMU esté configurada para medir las tres tensiones fase-neutro, las tres corrientes de línea, frecuencia y ROCOF.

Fasor de Corriente

.- Configuración

Nombre: Nombre asignado por operador a cada PMU

Representación: Polar o Rectangular. Se ha solicitado utilizar representación Polar.

Formato: Entero o Punto Flotante. Se ha solicitado utilizar formato en punto flotante.

Corriente Nominal: Corriente en ampere del punto de medida de la PMU

.- Transformador de Medida

Descripción: Campo utilizado para especificar de cual transformador se trata (de acuerdo a unilineal del SIC), especificar si se trata de un transformador de medida de protecciones o de medida (se ha solicitado utilizar transformadores de medida de medida) o si se trata de un transductor capacitivo, óptico, etc. y cualquier otra característica de interés para la red WAM.

Clase: Clase de precisión del Transformador

Razón de Transformación: Razón de transformación de la medida (en fracción)

Relación Fasorial: Indicar ángulo de desfase de la medida con respecto a su valor primario en casos de transformadores en conexión Delta-Estrella

.- Ajustes externos

Factores de Escala: Constante distinta de una razón de transformación que indique si el PDC debe hacer un ajuste a la magnitud de la medida (Ej: por errores sistemáticos). Si no se requiere ajuste debe colocarse el valor "1".

Ajuste de Ángulo: Constante distinta de la relación fasorial que indique si el PDC debe efectuar algún ajuste de ángulo. Si no se requiere ajuste debe colocarse el valor "0".

.- Variables

Se requiere que cada PMU esté configurada para medir las tres tensiones fase-neutro, las tres corrientes de línea, frecuencia y ROCOF.

CAPITULO IV - PROCEDIMIENTOS DE INTEGRACIÓN DE PMU Y PDC

4.1 Introducción

Este capítulo especifica las metodologías, procedimientos y pruebas necesarias para permitir la integración de equipos PMU y PDC a la red de monitoreo sincrofasorial, ya sea por reemplazo del existente o por una nueva incorporación.

Los procedimientos indicados están de acuerdo y cumplen los estándares internacionales y normas nacionales (NTSyCS y Anexo Técnico del Sistema de Monitoreo).

Salvo indicación específica en contrario, la información referida a PDC debe entenderse como aplicable a los PDC locales y al PDC corporativo.

4.2 Generales

A continuación se expone información general relativa a la instalación de elementos críticos del sistema de monitoreo sincrofasorial.

4.2.1 Documentación del Sistema de Monitoreo de Sincrofasores

La documentación del sistema sincrofasorial debe obedecer a los estándares, procedimientos y políticas del Operador. Sin embargo, se solicita complementar la documentación estándar con la siguiente información adicional:

- Diagramas completos de todo el sistema de monitoreo sincrofasorial

Arquitectura, equipos, ubicación de equipos PMU, PDC, comunicaciones, servidores.

- Detalles del procesamiento y flujo de datos del sistema de monitoreo sincrofasorial

Dependencias jerárquicas, flujos de información, volúmenes de información.

- Documentación que exponga la configuración y ajustes de los equipos

Configuración de PMU, PDC, equipos de comunicación.

- Un tutorial o estudio básico que detalle el proceso de estimación de sincrofasores.

Descripción general de un sistema de sincrofasores

La documentación solicitada (adicional a los requerimientos estándares del Operador) debe incluir información tal como: fabricante de los equipos, modelo y versión de firmware, tipo de enlaces de comunicación instalados, puntos intermedios de comunicación, descripción del concentrador de datos y ubicación del mismo, descripción del o los servidores de base de datos y su ubicación, detalles técnicos de los servidores, aplicaciones instaladas en los PDC e indicación de la última versión instalada.

La documentación relacionada con las PMU debe incorporar una lista detallada de la configuración y ajustes tales como tipo, número de fasores, técnica de filtrado y tipo de ventana utilizada, velocidad de comunicación (f/s), razones de transformación de TT/PP y TT/CC, ajustes y configuración de la calibración y de los parámetros de comunicación.

El tutorial de sincrofasores es útil para que cualquier especialista no preparado pueda adquirir conocimientos básicos de la tecnología de estimación de sincrofasores y así facilitar su intervención en este sistema en caso de ser necesario.

Considerando además la diversidad de los puntos de instalación de los equipos PMU y PDC, y la necesidad de mantener tiempos de respuesta bajos frente a contingencias, se solicita mantener un listado actualizado de los especialistas y/o de los grupos de trabajo que estarán relacionados con cada uno de los puntos en donde se encuentren equipos y/o enlaces de comunicación relacionados con el sistema de monitoreo.

Se debe llevar un registro detallado de las intervenciones que se hagan al sistema de monitoreo, ya sea debido a integración, actualizaciones o mantenimiento. Los problemas de este tipo de sistemas son complejos de diagnosticar y resolver, de tal manera que una descripción o registro detallado de los síntomas, problemas y soluciones es de gran ayuda para el personal técnico de mantenimiento, en particular cuando exista una alta rotación del personal a cargo de la configuración y mantenimiento del sistema de monitoreo sincrofasorial.

Algunos ejemplos de la documentación adicional solicitada son:

- .- Metodologías y guías rápidas para resolver problemas comunes.
- .- Registro histórico de los ajustes de los equipos (en particular las PMUs)
- .- Registro de eventos, diagnósticos, problemas y soluciones encontradas
- .- Procedimientos para la identificación y solución de problemas.

El registro del proceso de identificación y resolución de un problema debe incluir una descripción detallada de los síntomas observados, fechas y horas de inicio o manifestación del problema y una descripción general de situaciones especiales o particulares que puedan existir en el resto del sistema de monitoreo sincrofasorial o del sistema eléctrico propiamente tal.

Una vez que el problema ha sido identificado y resuelto, se deben incorporar estos detalles específicos en el reporte, incluyendo además la descripción del proceso de resolución del problema. El reporte debe incluir el nombre y los datos de contacto del especialista que coordinaba las tareas de resolución del problema. Si este problema es repetitivo, y no puede solucionarse inmediatamente, se debe generar un procedimiento paso a paso que describa como solucionar el problema.

4.2.2 Procedimientos previos a la instalación de equipos y subsistemas

4.2.2.1 Diseño de la Instalación

Independiente de la movilidad que puedan tener los equipos PMU y PDC de la red WAM del CDEC SIC, la instalación de una PMU/PDC debe ser considerada como una instalación permanente y en consecuencia, el diseño y puesta en marcha requiere utilizar y adoptar los estándares de ingeniería y documentación de acuerdo a los procedimientos y estándares del propietario de cada instalación.

Las PMU requieren acceso a señales de tensión y corriente y tanto las PMU como los PDC requieren acceso a señales de sincronía, redes de comunicación de datos y energía de alimentación.

Generalmente, la energía de alimentación proviene de una fuente confiable de AC o desde la alimentación de CC de los sistemas de control y protección de la subestación. Se solicita la utilización de energía de alimentación de CC, por cuanto es más fácil de obtener y posee una disponibilidad mayor, sobre todo frente a contingencias de cortes globales de energía (*blackouts*).

Los accesos a las redes de comunicación hacia el exterior pueden obtenerse desde los terminales y/o salas especialmente acondicionadas para ello y son también de relativo fácil acceso. Todas las comunicaciones que se desarrollen dentro de una misma subestación deberán ser ejecutadas en Fibra Óptica. Las redes de comunicación externas a la subestación deben ser dedicadas, de uso exclusivo del sistema de monitoreo y solo se podrán utilizar las tecnologías de comunicación definidas en el CAPITULO V - ARQUITECTURA DE DETALLE DE LA RED DE MONITOREO

La señal de sincronía horaria de las PMU ubicadas en la subestación se obtendrá a partir de una única unidad de reloj de uso exclusivo para ser utilizada en la red de monitoreo sincrofasorial. Si en la subestación existe además un PDC, este PDC será sincronizado con la misma unidad de sincronía. La sincronía de las PMU y PDC se efectuará a través de IRIG-B no modulada.

El acceso a las señales de sincronía y señales de tensión y corriente son frecuentemente las señales más complejas de obtener. Para facilitar la instalación y alambrado, se solicita que todas las PMU de una subestación y la unidad de sincronía se instalen en un único gabinete independiente. Si la subestación requiere la instalación de un PDC, este se instalará en el mismo gabinete. El orden de los equipos dentro del gabinete, desde arriba hacia abajo será: Unidad de Sincronía, PDC, patch panel de comunicaciones, PMUs y bandejas de prueba. Cada PMU deberá contar con su propia bandeja de prueba.

Señal de Sincronía

La señal de sincronía será obtenida a través de un reloj de uso exclusivo de la red de monitoreo sincrofasorial. Este reloj obtiene la señal de sincronía directamente desde un GPS y en consecuencia solo requiere la instalación de una antena (en el exterior de la sala de la subestación) y de un cable que transporte la señal de la antena hasta la unidad de sincronía. La instalación óptima de la antena es aquella en la que no existe ninguna obstrucción entre la antena y el cielo en todas las direcciones (360 grados).

Obstrucciones pequeñas y de baja altura a más de 40 cm de distancia de la antena no deberían causar problemas, sin embargo una obstrucción mayor, tal como una pared, limita la cobertura de la antena y además puede actuar como reflector y causar problemas debido a las múltiples señales recibidas por la antena del GPS, reduciendo el desempeño de dicha antena. La Figura 4-1 y Figura 4-2 mostradas a continuación muestran casos incorrectos de instalación de antenas GPS.



Figura 4-1



Figura 4-2

En condiciones óptimas, la antena debe ser montada en un lugar sin ninguna obstrucción. Debe hacerse un chequeo de otras estructuras en las instalaciones vecinas (en el radio de 360 grados) de manera de reducir la posibilidad de reflexiones de las señales de los satélites. Se debe tener en mente que las trayectorias de los satélites son todas diferentes.

Una excelente herramienta para determinar la cobertura satelital de GPS en función de la ubicación e incluso de las eventuales obstrucciones (se pueden configurar) se encuentra en el enlace <http://www.trimble.com/GNSSPlanningOnline/>. Mediante la utilización de esta herramienta es posible poder casi garantizar cobertura total a cualquier instalación en cualquier parte del país.

La Figura 4-3 y Figura 4-4 se muestran antenas GPS instaladas correctamente.



Figura 4-3



Figura 4-4

También debe chequearse la existencia de obstrucciones que puedan bloquear la señal así como fuentes de señal de alta potencia que puedan saturar la entrada de la antena GPS.

Aún a pesar de lo indicado, algunos receptores GPS operan bastante bien con la antena montada dentro de un edificio, recibiendo las señales a través del techo. También se obtienen buenos resultados montando la antena al interior de un edificio y al lado de una ventana, sin embargo, este tipo de instalaciones experimentará interrupciones periódicamente, las que finalmente degradarán la medida, de modo que la opción más segura y solicitada para esta red es una instalación a cielo abierto.

La frecuencia de transmisión de la señal que viaja desde la antena GPS hasta la unidad de reloj es del orden de 1.5 GHZ y ella se atenúa rápidamente por lo que no es recomendable que el largo de este cable supere los 100 metros (dependiendo del cable utilizado podrá sufrir más o menos atenuaciones). Hay alternativas de solución para tramos más largos tales como el utilizar una antena de alta ganancia, amplificadores en el trayecto del cable y/o utilizar cable de baja pérdida.

En muchas subestaciones, el acceso de los cables al techo es difícil, de modo que la posición del gabinete de los equipos de monitoreo (reloj, PMU, PEDC, etc.) debe ser identificada con esta situación en mente, es decir, minimizar el largo del cable de la antena.

Para esta antena montada externamente y a cielo abierto, se solicita la instalación conjunta con un pararrayos.

En resumen, se requiere utilizar una unidad de sincronía externa, de propósito específico, con salida IRIG-B no modulada con capacidad para alimentar múltiples equipos. Solo si todos los equipos PMU y PDC instalado en un mismo gabinete lo permiten, podrá utilizarse IRIG-B "Modified Manchester" (con offset de cc) por cuanto con esta opción se obtiene aún mayor precisión.

Medidas de variables eléctricas

Las medidas requieren tener en consideración las características de las señales de tensión y corriente.

El rango de entrada necesita ser lo suficientemente grande para capturar los aumentos transitorios de la señal, y lo suficientemente bajo para mantener una precisión de la medida dentro de los rangos de error permitidos y declarados en el CAPITULO VI - ESPECIFICACIÓN DE COMPONENTES

La PMU debe tener una frecuencia de muestreo y una técnica de filtrado adecuada para obtener la mejor representación de la señal. En consecuencia, una PMU debe especificar su máximo rango de entrada y la resolución con la que digitaliza sus entradas (12 bits, 16 bits, etc.). Las entradas de tensión y corriente de las PMU serán adquiridas a través de transformadores de medida de medida.

La tensión, en condiciones de régimen permanente, no tiene variaciones significativas más allá de un $\pm 15\%$, de manera tal que la entrada de la PMU debe ser ajustada para que la señal ocupe un 70% a un 80% en condiciones de tensión nominal.

La corriente tiene rangos de operación mucho mayores que la tensión, desde valores cero hasta valores de falla muy por encima de los valores nominales. Para efectos de registro de falla y de protección se requiere una escala que pueda aceptar corrientes muy altas. Las medidas de sincrofasores están más asociadas con la operación normal del sistema eléctrico con variaciones de corriente que van desde baja carga (10% del nominal) hasta sobrecargas reducidas (110% del valor nominal).

En este caso, se recomienda ajustar el valor máximo de la entrada de corriente a un valor igual a dos veces el valor nominal ya que con este ajuste es posible efectuar el registro de la mayoría de las sobrecargas y además otorgar medidas razonables a cargas reducidas. Sin embargo, debe considerarse que es más importante capturar las variaciones en condiciones de sobrecarga leve que medir en condiciones de régimen permanente de baja carga. Al igual que en el caso de la tensión, las medidas deberán ser adquiridas a través de transformadores de medida de medida.

Si la función de PMU está siendo ejecutada por un DFR u otro tipo de equipo, es necesario considerar que los criterios de calibración de sus entradas están determinados por otro tipo de aplicaciones.

Entradas Analógicas y Digitales

Algunas PMU permiten la lectura y registro de entradas análogas y digitales. Asimismo, el protocolo C37.188 incorpora y soporta la transmisión de estas entradas en su paquete de datos.

Las entradas análogas no permiten medir señales de tensión y corriente trifásicas sino que más bien son para medir representaciones de algún otro tipo de señal tal como un transductor, una temperatura o una señal de algún controlador. Este valor puede ser reportado en conjunto con los valores de fasores en el mismo paquete de datos, lo que permite utilizar el sistema de medida de sincrofasores para aplicaciones de control en tiempo real. Este tipo de señales es más fácil de alambrear que las señales de tensión y corriente pero también deben ser tomadas en consideración en el diseño y ubicación del gabinete de medidas.

Una PMU tiene también entradas digitales, booleanas, es decir entradas que asumen estados 0 y 1 y son representadas como un bit específico dentro de un byte y son utilizadas para registrar la operación de alguna protección, la apertura de algún interruptor, etc. favoreciendo la conciencia situacional del sistema eléctrico en tiempo real. Al igual que con las señales análogas, no hay una complejidad importante en alambrear este tipo de señales.

Energía de Alimentación

Dado que se requiere que los elementos del sistema de medida sincrofasorial operen en forma permanente y en particular sin ningún tipo de interrupción durante las contingencias y perturbaciones, se solicita que la alimentación de estos equipos sea a través de energía de corriente continua disponible en las subestaciones a través de sus bancos de batería.

Comunicaciones

La PMU y PDC requieren tener acceso a las redes de comunicación. Los sistemas de comunicación son, en general, el subsistema más complejo de un sistema de medida sincrofasorial, de manera de que se requiere un análisis y estudio detallado de las comunicaciones en la etapa de diseño del sistema de sincrofasores.

El sistema de comunicaciones asociado contempla la utilización de equipos y red de comunicaciones entre los equipos PMU y PDC local y entre los PDC locales y el PDC corporativo.

Se requiere cableado de comunicaciones entre la PMU (o PDC) y la interface de comunicación (router, switch, etc.). Mucho de este cableado es de tramos cortos y fácil de enrutar e instalar. Los principales aspectos a tomar en cuenta son la interferencia electromagnética sobre el cable y el largo de dicho cable. Las subestaciones son reconocidamente generadoras de señales de alta interferencia, particularmente durante

situaciones de falla. Se recomienda la utilización de fibra óptica para todas las señales que salen desde el gabinete que concentra los equipos del sistema de monitoreo (Reloj, PMU, PDC, etc.). Sin embargo, en la práctica, se aceptará que la señal puede viajar sobre un cable convencional o especificado por el fabricante dentro de una sala de una subestación en tanto su largo no exceda las distancias máximas especificadas para el tipo de señal de que se trate. Sin embargo, si la señal debe viajar entre patios de subestaciones se requiere la utilización de fibra óptica. En algunos casos podrá ser necesaria la utilización de conversores en cada extremo de la fibra, sin embargo, ellos son de uso común y estandarizado industrialmente.

El cable coaxial tiene un buen blindaje electrostático pero es propenso a interferencias electromagnéticas, particularmente donde puedan desarrollarse diferencias de potenciales de tierra (conducción a través de vías de tierra).

El cable trenzado (tipo Cat5) tiene un buen nivel de rechazo a interferencia eléctrica y electromagnética sin embargo se debe recordar que todos los blindajes tienen limitaciones. Los altos campos magnéticos pueden penetrar en muchos tipos de blindaje de modo de que no es una solución completamente segura. Asimismo, muchos de los cables pre-existentes en las canalizaciones de las subestaciones son grandes y pesados y pueden provocar daño en los cables de comunicaciones reduciendo aún más su inmunidad a interferencias.

La Tabla 4-1 resume algunos de los tipos de señal y el largo máximo recomendado.

Tabla 4-1 Tipo de señales

Tipo de Señal	Tipo de Cable	Largo máximo recomendado	Interferencia/comentarios
Serial Síncrono (RS-232)	Par trenzado	15 mt, 20 kbps	El largo depende del cable y la velocidad
V.35	Par trenzado	600 mt, 100 kbps 90 mt, 10 Mbps	Responde a un estándar bien especificado. Ampliamente utilizado en EE.UU.
Serial Asíncrono	Par trenzado	1.200 mt, 100 Kbps	Señal bipolar de bajo nivel con buenas características de transmisión
Ethernet	Coaxial		Buen blindaje. El largo depende del cable y la velocidad.
Ethernet 10BaseT	Cat4	100 mt	Buen blindaje, se recomienda upgrade a Cat5 para una mejor señal
Ethernet 10/100 BaseT	Cat5	150 mt	Buen blindaje, se recomienda usar la versión más robusta para una mejor protección mecánica **
Ethernet 100 BaseFX	FO	2 km	Lo mejor para rechazo de interferencia y evitar problemas de tierra.

** El estándar CAT5 se refiere a un cable trenzado sin blindaje (tipo UTP). Es recomendable utilizar Cat5 blindado (tipo STP)

4.2.3 Validación de las Medidas

La validación de las medidas es una de las actividades más importantes de los procedimientos de instalación. Este consiste en validar que la medida representa correctamente la cantidad esperada y que ella es reportada correctamente al centro de control.

Algunas de las situaciones más comunes son el reporte de una cantidad incorrecta, señales con la polaridad invertida, señales con un incorrecto escalamiento u offset, señales no identificadas, etc.

Una medida fasorial está compuesta, inicialmente, por las tensiones y corrientes trifásicas secundarias de un determinado punto (línea, barra, generador, etc.) La relación a los valores primarios depende de las razones de transformación de los TT/PP y TT/CC. Estas razones de transformación deben ser configuradas en la PMU. Si la PMU entrega sus datos en formato de punto flotante (caso de la red WAM del CDEC SIC) ellos son escalados a valores primarios utilizando estas razones de transformación. Si la PMU entrega sus datos en formato entero, las razones de transformación van incluidas en los factores de escala que deben ser transmitidos en el paquete de configuración. El coordinado necesita especificar estas razones de transformación y será responsable de actualizarlas si ellas cambian.

La PMU (o el PDC) envían datos hacia un PDC o hacia el centro de control en paquetes en donde el dato es identificado de acuerdo al tipo y orden dentro del paquete. Un paquete de configuración permite conocer los nombres de las señales y el tipo de datos y como ejecutar el mapeo de datos. Si la configuración es incorrecta o el paquete se daña, el mapeo de datos estará corrupto y las señales estarán mal decodificadas.

Asimismo, la configuración se puede cambiar en el extremo que envía pero el cambio no es incorporado en el extremo que recibe, creando errores de interpretación. Algunos errores son detectables pero otros no lo son. Muchos sistemas de sincrofasores poseen elementos que permiten detectar estos errores (normalmente es una aplicación que puede ser ejecutada por el PDC Local o Corporativo) de forma de mantener los datos configurados correctamente. Cuando el error no es obvio, el problema solo puede ser resuelto a través de un examen de los datos. Por lo tanto, se recomienda una revisión periódica de los datos dentro de las labores de mantenimiento.

El proceso principal para la validación inicial consiste en comparar las señales actuales con las medidas efectuadas a cada vez más altos niveles.

En primer término, las medidas de las PMU son comparadas con los valores medidos en la subestación utilizando instrumentos de prueba o las mismas medidas de la subestación.

Para validar que las medidas están dentro del 1% de error, se requiere utilizar medidores lo suficientemente precisos.

En el siguiente nivel, las medidas deben ser validadas contra el SCADA o alguna otra instrumentación en este nivel. La validación a este nivel es más bien para el chequeo de que las señales se están reportando, que las magnitudes son razonables, que los signos son los esperados y que se ejecutan los reportes, más que probar la precisión de la medida.

Las comparaciones con alta precisión pueden ejecutarse comparando los reportes del sistema de monitoreo con los valores del SCADA o del estimador de estado durante condiciones de estado estable del sistema (o cuando la actividad del sistema es baja). No será posible validar las medidas con una alta precisión dado que el sistema eléctrico de potencia varía constantemente, incluso en estado estable, y los tiempos de respuesta de ambos sistemas son diferentes.

4.2.4 Cumplimiento de estándares y calibración

El cumplimiento con el estándar C37.118.1 debe ser demostrado por el proveedor del equipo PMU mediante un certificado otorgado por instituciones acreditadas y distintas de los laboratorios del proveedor.

El cumplimiento debe certificarse para cada equipo en particular con las configuraciones específicas de dicho equipo (frecuencia de muestreo, comunicación, clase M, filtros, etc.) por cuanto el desempeño del equipo es diferente dependiendo de su configuración. Lo anterior, con la excepción de aquellos casos en que múltiples equipos posean la misma configuración, en cuyo caso bastará evaluar solo uno de ellos.

Las diferencias entre unidades del mismo tipo y con los mismos ajustes solo podrán ser relativas a escalamiento de las entradas y medida del ángulo de fase. Estas diferencias son determinadas por las pruebas de calibración.

La precisión de la medida de una PMU debe estar en el rango de 0,5%. En consecuencia, la calibración requiere señales y dispositivos de medida que tengan una resolución y precisión en el rango de 0,05% a 0,1%. Esto es difícil de verificar en el entorno de una subestación de modo de que este tipo de ajustes debe ser ejecutado en un laboratorio.

Los requerimientos básicos de desempeño requieren instrumental con una precisión en el rango de 0,1%, sin embargo, los resultados de las pruebas pueden ser usados con tanta precisión como el equipo de pruebas lo permita. El estándar C37.118 establece que las pruebas de magnitud y ángulo pueden ser usadas para calibración.

Para una mejor precisión operacional, cada PMU debe ser verificada en el laboratorio antes de su instalación en terreno. Los factores de escala deben ser ajustados basados en los resultados de la calibración para así poder otorgar la mejor precisión posible. Se debe mantener un registro de la calibración y este debe ser utilizado para una verificación y/o recalibración periódica.

Dado que una verificación individual podría ser poco práctica, una aproximación aceptable es ejecutar una prueba al azar de una o más de las PMU que forman parte de un lote. Si los requerimientos se cumplen consistentemente, probar un subconjunto de PMU es suficiente.

Un mayor examen de los resultados puede mostrar un error sistemático en la medida que puede ser corregido o mejorado mediante un ajuste de los escalamientos.

Una alternativa a lo expuesto requiere la certificación y calibración del fabricante. Esta puede incluir la calibración con los correspondientes ajustes en los factores de escala. En este caso, el Coordinado debe ejecutar pruebas a un conjunto de unidades para asegurarse que la calibración está correcta.

4.2.5 Requerimientos de la instalación en la subestación

La instalación de este sistema de medida sincrofásorial en una subestación consiste en un gabinete único, en donde se instalarán, exclusivamente, todos los equipos relativos a este sistema de monitoreo (reloj, PMU, PDC; patch panel, router, etc). A la PMU se deberán alambrear, a través de las respectivas bandejas de prueba, las señales de tensión y corriente trifásicas. Todas las señales (tensiones, corrientes, análogas, digitales, energía de alimentación, etc.) se conducirán al interior del gabinete a través de borneras adecuadas de acuerdo con el estándar de cada coordinado. La validación de esta instalación consiste en asegurar que las entradas están correctamente conectadas, las cantidades están correctamente identificadas, el escalamiento es el correcto y que las entradas/salidas de datos están plenamente operativas. El gabinete y la validación de la calibración de los equipos podrán ser efectuados en fábrica en los procesos de pruebas FAT o en los laboratorios del Coordinado.

4.2.5.1 Sincronía

Chequear que el reloj utilizado para sincronía UTC está indicando la hora correcta y está convenientemente sincronizado a través del GPS. Chequear que la PMU indica correctamente cuando la base de tiempo está sincronizada y que dicha sincronía es estable (no hay problemas causados por el tránsito de satélites)

Metodología.

El reloj debe ser una unidad de sincronía de propósito específico que suministra una señal de sincronía utilizando IRIG-B no modulado (o Manchester modificado si todos los equipos del gabinete lo permiten).

La PMU puede tener un visor que muestre la hora y fecha que está utilizando (interna o externa). En caso contrario, debe ser posible hacer lo mismo a través de un programa de configuración. Un PDC instalado en un notebook es otra forma de chequear localmente la salida de datos y su sincronía (el tiempo UTC no cambia con las estaciones del año y ajustes especiales de hora)

La condición de enclavamiento con el GPS debe indicarse en el receptor. La misma situación debe ser indicada en el paquete de datos de salida. Si no existe una indicación para el coordinado en los equipos de la subestación, debe activarse la salida de datos y observar la indicación en el paquete de datos, utilizando un dispositivo local como el indicado anteriormente. Para determinar que la indicación de enclavamiento se reporta correctamente, desconecte la fuente de sincronización de tiempo desde el reloj. La PMU debería reportar pérdida de sincronismo en no más de un minuto. Si se repone la conexión, la PMU debería

reportar automáticamente una conexión exitosa pero el enclavamiento (enclavamiento con los satélites) podría tomar algunos minutos.

El GPS debe ser desconectado de la unidad de reloj, no desde la señal de tiempo (IRIG-B) hacia la PMU. La PMU debe determinar que la señal de tiempo está debidamente sincronizada (o no) y no simplemente indicar que está recibiendo dicha señal de tiempo (la PMU podría tener una señal de tiempo válida pero dicha señal podría no estar sincronizada al tiempo UTC).

El enclavamiento con el GPS debe ser continuo. En la práctica, el receptor GPS experimenta pequeñas interrupciones y desenclavamientos mientras desaparecen y aparecen satélites, sin embargo, el receptor “filtra” estas perturbaciones usando su oscilador interno. Si existen dificultades significativas en la recepción, ellas deberían aparecer durante el primer día de instalación. Se debe monitorear el enclavamiento durante al menos 24 horas para asegurarse de que no hay pérdidas de señal. Las pérdidas de señal requieren investigación, solución y pruebas. No es aceptable que el reloj experimente interrupciones.

El reloj debe tener un monitor interno que puede ser utilizado para confirmar el enclavamiento. Alternativa y simultáneamente, registre los datos de salida usando un analizador de protocolo o un PDC para analizar estas pérdidas. Un PDC podría suministrar, además, estadísticas de desempeño que pueden ayudar a entender mejor las razones de un bajo desempeño de la unidad de sincronismo.

4.2.5.2 Verificación de fasores, tensiones y corrientes

Confirmar que las magnitudes de las medidas de fasores están dentro del 1% de los niveles de entrada. Confirmar que las tensiones están dentro de 1% y las corrientes dentro de un 1% de medidas comparables obtenidas de la subestación.

Las medidas tradicionales en una subestación son las tensiones de las barras y el flujo de potencia en las líneas. Algunas subestaciones poseen medidas y otras indicaciones de las corrientes de línea.

Considerando que los valores de las variables varían constantemente, el operador (el ejecutor de las pruebas) debe estimar el momento adecuado en que los valores no experimentan tanta variación y que las entradas y salidas pueden ser capturadas al mismo tiempo.

Los valores de la subestación pueden ser leídos desde equipos de prueba, desde medidores de la subestación, o desde sistemas SCADA locales.

Los valores de la PMU son generalmente mostrados por el visor de la PMU. Alternativamente, el proveedor de las PMU deberá suministrar un programa utilitario para

poder ver estos valores, o también será posible utilizar un analizador de protocolo o un PDC portátil.

Comparación de Fasores con entradas actuales

Conecte el equipo de pruebas (generador de señales de tensión y corriente trifásicas) a las entradas de tensión y corriente de la PMU. El equipo de pruebas debe estar convenientemente certificado, dicha certificación no debe haber expirado y su precisión debe ser de 0,1% o mejor.

Compare los valores de entrada con los valores informados por la PMU. Ejecute las comparaciones lo más rápido que sea posible de manera de que ellas sean tomadas en el mismo instante de tiempo y así evitar posibles variaciones.

Ejecute las comparaciones por fase (entrada Van con el fasor V_a , etc.).

Las comparaciones de las lecturas deben estar dentro del 1% que es el mínimo requerimiento exigido por el estándar C37.118. Si el error es mayor, debe investigarse la causa, la que probablemente podría ser una conexión defectuosa o un error de configuración.

Si la PMU puede reportar tensiones de secuencia positiva, entonces es conveniente chequear este valor mediante el valor promedio de las tensiones trifásicas (habida consideración de que el sistema de entrada está equilibrado). El valor de secuencia así medido debería arrojar una comparación dentro del rango de un 2%. Esta comparación adicional permite asegurar además que la secuencia de fases es la correcta.

Comparación de Fasores con instrumentación de la subestación

Este es un procedimiento menos preciso que el anterior por cuanto la instrumentación de subestación es generalmente menos precisa que un equipo de pruebas portátil y frecuentemente está conectada a transformadores de tensión y corriente distintos de los que está utilizando la PMU.

Tanto si la instrumentación es poco precisa así como se verifique que la instrumentación está conectada a otros transformadores de medidas, es mandatorio ejecutar las pruebas con un equipo de pruebas debidamente certificado de acuerdo a la metodología expuesta en el párrafo anterior.

Use este procedimiento solo para objeto de una verificación gruesa.

Este procedimiento permite tener una validación primaria de que la PMU está correctamente conectada a las señales de tensión y corriente indicadas en los planos.

Utilizando la instrumentación disponible, se deberán comparar los valores de tensión y corriente de la misma forma como se expuso anteriormente y por cada una de las fases de ser posible.

Si solo hay instrumentación de medida de potencia, se deberá comparar con el valor calculado de potencia por la PMU a partir de los fasores de tensión y corriente. Muy probablemente, este valor calculado deberá ser obtenido desde el software de monitoreo suministrado por el fabricante de la PMU.

Si no existe este valor, se deberá calcular manualmente la potencia como $P = I_x V_x + I_y V_y$ si se usa formato rectangular o como $P = I_m V_m \cos(\theta_v - \theta_i)$ si se usa formato polar.

El objeto principal de este procedimiento es identificar problemas gruesos tales como alambrado, mal asignación de nombres y errores de escala. Si hay algún problema de alambrado, este error se manifestara con un error muy grueso en las medidas informadas por la PMU.

En este procedimiento no se pretende medir precisión por cuanto la misma es medida de la forma expuesta anteriormente. En todo caso, las diferencias medidas con esta metodología no deberían superar un 3% a un 4% de diferencia.

4.2.5.3 Verificación de Ángulos

Se deberá confirmar que las medidas de ángulo no difieren más de 1 a 3 grados respecto de las diferencias angulares de la señal de entrada. Se deberá confirmar lo mismo a través de medidas comparables en la subestación.

Las medidas de ángulo de los fasores son relativas al tiempo UTC y no hay una manera directa de validar estos valores a menos que se utilice otra PMU. Sin embargo, el ángulo de fase entre las señales puede ser rápidamente determinado mediante el uso de diversos métodos.

Tal como fue especificado anteriormente, aquí se utiliza instrumentación portátil para calibración e instrumentos instalados en la subestación para validación. El ángulo debe estar dentro de 1 grado de diferencia.

Comparación de Fasores con entradas actuales

Se debe elegir una señal de referencia (Ej: la tensión de una barra) contra el cual serán medidos todos los otros ángulos. Se deberá conectar el equipo de medida de ángulo de fase a la señal de referencia y la otra a la señal de entrada (tensión o corriente).

Se deberá comparar el ángulo así obtenido con el ángulo obtenido entre las mismas señales medidas por la PMU.

Deberá ejecutar esta comparación entre una y otra señal tan rápido como sea posible para evitar variaciones.

Se deberá elegir aquella situación en que la frecuencia del sistema está cerca de 50 Hertz por cuanto a esa frecuencia los ángulos de fase variarán más lentamente. Compare medidas de la misma señal y fase.

Las medidas entre la entrada y la PMU no deberán diferir en más de 1° .

El equipo de prueba debe tener una precisión igual o superior a 0,1 grado. Si la corriente es baja (menor al 20% de la corriente nominal), la medida será menos precisa.

Comparación de fasores con instrumentación de la subestación

Comparar las medidas de la PMU con la instrumentación existente en la subestación.

Los equipos tradicionales de medida no miden ángulo de fase. El ángulo entre V e I puede ser determinado a partir de la medida de potencia activa y reactiva.

El ángulo de fase está definido como $\varphi = \tan^{-1}(Q/P)$, donde P y Q son la potencia activa y reactiva respectivamente. El ángulo de fase de cada corriente relativa a la tensión puede ser determinado a partir de esta ecuación.

No se recomienda ejecutar comparaciones con corrientes menores que el 10% de plena escala.

Al igual que en el caso anterior, esta metodología se usa para identificar errores de alambrado y de asignación (los errores de escala no afectan al ángulo de fase). El nivel de comparación debe ser suficiente para confirmar que la señal utilizada es correcta en relación a la fase seleccionada.

4.2.5.4 Verificación de medidas análogas

Confirmar que las medidas análogas están dentro de un 5% con respecto a otras medidas en la subestación.

Como se indicó, los paquetes de datos sincrofasoriales pueden contener valores de señales análogas que no corresponden a fasores (entradas análogas de PMU distintas de las señales de tensión y corriente).

El protocolo C37.118 denomina a este tipo de datos como datos "análogos". Estos datos pueden ser representados en formato entero o de punto flotante. El estándar no especifica que son estas señales análogas de modo que ellas pueden ser de cualquier tipo tales como potencia activa o reactiva, señales de control, lecturas locales (presión, temperatura, etc.) o cualquier otro tipo de señal.

Elas pueden ser muestreadas desde una fuente externa o producidas internamente por la PMU a partir de otras entradas. El estándar tampoco especifica cómo es ejecutada la medida, si es escalada, registrada, etc.

Este tipo de datos fue agregado para incluir, en el paquete de datos de sincrofasores, medidas que son importantes y agregan valor a la comprensión de la operación del sistema eléctrico.

Algunos de estos valores podrían tener su símil en la instrumentación de la subestación y otros no. Dado que no hay una especificación estándar para ejecutar estas medidas y que es lo que deben representar, esta prueba es simplemente desarrollar el mejor esfuerzo para asegurarse de que el dato reportado representa razonablemente la señal que se desea medir.

Metodología

En aquellos casos en que no existen medios locales para observar la cantidad medida, esta prueba debe ser ignorada. Donde sea observable, se debe encontrar un medio apropiado para medir los valores que están siendo entregados a la PMU. Normalmente estos valores podrían ser informados en el display de la PMU. Alternativamente, el proveedor de la PMU debe proveer un programa de configuración para un PC (o tester) que permita leer estos datos.

Deberá identificar el display en la subestación que le permita medir la variable. En algunos casos podría requerirse un instrumento de pruebas portátil.

Se deberá comparar los dos valores. Estos no deberían diferir más allá de un 5% entre uno y otro.

4.2.5.5 Verificación de las medidas de estado digital

Se deberá confirmar que las medidas de los estados digitales reportan correctamente su estado

La comunicación de datos sincrofasorial puede incluir indicaciones de estado.

El protocolo C37.118 incluye este tipo de datos como datos "digitales". Los datos digitales son representados como variables booleanas con valores binarios cero o uno. El estándar maneja este tipo de datos en bloques de 16 bits, es decir, en palabras de 16 bits.

El estándar incluye la posibilidad de especificar que bits en cada una de estas palabras tienen una representación válida (es decir; que están en uso) y cuál es su estado normal (en oposición a un estado de alarmas)

Estos estados pueden ser usados para cualquier señal binaria (ej: estado on, estado off, etc.) tales como alarmas, posiciones de interruptores, posición, etc. El usuario debe asignar una identificación apropiada al estado y determinar cómo será utilizada esta indicación.

Algunos de estas señales digitales pueden contar reporte local en la subestación y otros no, sin embargo siempre debería ser posible determinar el estado local de todas estas indicaciones.

Metodología

Identifique un método apropiado para reconocer el estado de las señales digitales que están siendo enviadas a la PMU. Estos valores son generalmente suministrados por el display de la PMU o alternativamente el proveedor suministra un programa de configuración que permite tener esta lectura.

Identifique la fuente de la señal y de ser posible, un instrumento o indicador en la subestación. El objetivo es determinar que el estado de la entrada es correctamente indicado en el paquete de datos sincrofasoriales.

Observe que la salida indica correctamente el valor de la entrada. Cambie el estado de la entrada y observe que la indicación cambia.

En aquellos casos en que el estado de la señal de la fuente no pueda ser cambiada, como podría ocurrir con interruptor de una línea de transmisión, opere la entrada en modo test para asegurarse que la indicación cambia.

Es importante lograr el cambio en la entrada de la PMU para estar seguros de que la entrada de la PMU está trabajando correctamente, que mapea correctamente el dato, y que los niveles de disparo de tensión son satisfechos. Repita este procedimiento con todas las entradas digitales que estén siendo utilizadas como estados digitales.

4.2.5.6 Verificación de la documentación en la subestación

La documentación, en forma de notas y resultados de las pruebas debe ser suministrada para que exista evidencia de que cada prueba fue ejecutada satisfactoriamente. Este documento debe incluir una descripción de los métodos de prueba, de los equipos usados para probar, los resultados originales de las medidas (*raw data*) de los instrumentos y de las PMU, los valores calculados, los métodos de cálculo y sus fórmulas y los resultados de la comparación. Cualquier cosa que sea observada y que pueda ser de interés debe ser registrada, ya sea o no relevante en la prueba. Cualquier reparación o cambio ejecutado como resultado de estas pruebas también debe ser registrado.

4.2.6 Requerimientos de la instalación del Centro de Despacho y Control

La instalación del Centro de Despacho y Control (CDC) incluye el PDC, los sistemas de comunicación y las aplicaciones. Este chequeo es primariamente para confirmar que la comunicación a las PMU y/o PDC está operando correctamente, que el dato es correctamente identificado y escalado, y que el escalamiento entre niveles (PDC Local a PDC Corporativo) es el correcto. Esto también puede suministrar una comparación inicial con el SCADA para confirmar que, en general, las medidas son correctas.

4.2.6.1 Verificación de datos

Confirmar que el dato recibido en el CDC es coherente con los ajustes y que las estampas de tiempo están dentro de los 500 ms de tránsito respecto del tiempo local.

En general, existirá un gran número de dispositivos remotos (PMU y PDC) reportando al CDC. Se requiere validar los datos recibidos de cada uno de los dispositivos y verificar que sus valores están de acuerdo con la descripción de los datos.

En esta etapa solo se requiere validar el reporte del mensaje por cuanto el contenido de los datos ya fue anteriormente validado.

Metodología

Los datos son mapeados como valores binarios dentro de un mensaje (paquete, frame) que es enviado desde la PMU o PDC al CDC. Estos paquetes varían de tamaño y contenido entre punto y punto.

El dispositivo receptor, usualmente un PDC, establecerá una conexión con el dispositivo remoto y solicitará un mensaje de configuración. Este mensaje suministrará una descripción de los datos incluyendo nombres, factores de escala, tipo de datos y la ubicación dentro del frame de datos.

El dispositivo superior (PDC) usa esta información para decodificar y escalar los datos a un formato estándar (valores usables). El PDC debería hacer esto automáticamente, sin embargo se recomienda que durante las pruebas se examine y verifique esto. En particular, se debe comparar los nombres de la señal y su escalamiento con una lista que debe existir en los documentos de diseño. Los nombres deben coincidir, todos los ítems de datos y factores de escala deben ser verificados.

En cada uno de los frames de datos se incluye la estampa de tiempo. Esta estampa indica el momento de la medida. Los frames de datos deben ser enviados con un retardo mínimo de modo que ellos puedan ser recibidos dentro de los 500 ms desde dicha estampa de tiempo. Se deberá utilizar una referencia de tiempo precisa (un computador sincronizado) y comparar visualmente el momento en que fue recibido el dato con el tiempo del computador. Esto puede

ser ejecutado con un PDC o alternatively con un programa de visualización de datos para PC o por un instrumento específico de pruebas. Una comparación visual permite determinar si los tiempos comparados están dentro de 500 ms uno de otro. Si el dato recibido aparece más allá de 500 ms, es señal de que hay un error en la PMU o es necesario realizar un ajuste.

4.2.6.2 Errores de comunicación y pérdida de datos

Cada dispositivo remoto que reporte al CDC tiene un canal de comunicación que incluye un número de enlaces, conversiones, sistemas de carrier y más. Cada elemento en la cadena de comunicación puede causar problemas entre un punto y otro.

Esta prueba simplemente observa y documenta estos problemas sobre un período de 24 horas asegurando que la pérdida total de datos es menor a un 0,1%.

Los sistemas de medida de datos sincrofasoriales pueden operar con pérdidas mucho menores que 0,1%. Un sistema bien diseñado e implementado puede tener una pérdida menor a 0,001% durante una operación normal.

Metodología

Para cada medida remota que deba llegar al CDC, se debe monitorear la recepción de datos sobre un período de 24 horas y registre la pérdida de datos. Las entradas usualmente provienen desde una PMU en la subestación o desde el PDC local o desde otro PDC que reúne datos desde otras PMU.

El análisis de la pérdida de datos debe incluir análisis independientes de datos recibidos y corruptos, datos no recibidos y esperados, y cualquier cambio en el formato de los datos (ver detalle más abajo en "Documentación Específica").

El dispositivo receptor necesita esperar un tiempo suficiente tal que asegure su disponibilidad para recibir todos los datos esperando un tiempo de hasta 10 segundos (es decir, son válidos todos los datos recibidos dentro de una ventana de 10 segundos).

Los datos que sean recibidos con una estampa de tiempo superior a los 10 segundos desde el momento actual, deben ser catalogados como pérdidas con error de tiempo.

El mismo conjunto debe incluir también los datos recibidos pero con indicación de error (activación de flag de error). Estos flags incluyen datos inválidos, error de PMU, pérdida de sincronismo de la PMU o error de clasificación (*sort-by-arrival*).

Si la pérdida de datos es significativa ($> 0,1\%$), debe examinarse el registro de tal manera que sea posible determinar el origen de la pérdida de datos. Para ello, los datos recibidos deben ser almacenados para permitir el análisis del problema.

Documentación específica

La documentación de esta prueba debe demostrar que la pérdida de datos para cada canal de entrada es $<0.1\%$ sobre un periodo de 24 horas. Esta prueba debe incluir una lista mostrando el número de veces y porcentaje de cada categoría de pérdida de datos incluyendo las siguientes:

- .- Datos no recibidos
- .- Datos recibidos pero corruptos (error de CRC [*Cyclic Redundancy Check*] o similar)
- .- Datos recibidos con error en la estampa de tiempo
- .- Datos recibidos con indicaciones de error (uno o más flags de error activados)

Datos inválidos

Error de PMU o PDC

Clasificación (*sort-by-arrival*)

Pérdida de Sincronía

En caso de que la pérdida sea significativa ($>0,1\%$), el registro debe ser examinado para determinar la fuente del problema.

4.2.6.3 Comparación de las señales recibidas con las medidas del SCADA

Comparar las señales recibidas con el SCADA y confirmar que ambos reportan los mismos valores dentro de los siguientes límites:

Tensiones: 1% en magnitud

Corrientes: 3% a corriente plena

P y Q: 5% en magnitud

Frecuencia: 0,003 Hertz

Normalmente, el SCADA debería tener todas las variables relevantes del sistema eléctrico de potencia. Este paso permite confirmar que el sistema de reportes de fasores es consistente con valores similares recibidos por el SCADA.

Dado que los SCADA son sistemas más comunes, este es usado generalmente como herramienta de referencia o de benchmarking con cualquier otro sistema cuyas medidas requieran una verificación, y si ellas se acercan razonablemente a las medidas del SCADA, suelen ser aceptadas como correctas.

Esta comparación es el primer mecanismo para identificar medidas que están erróneas o incorrectamente identificadas. En segundo término, esta prueba permite detectar errores de

escala o de alambrado (notar que algunas de las medidas de los sistemas fasoriales no tienen un equivalente en el sistema SCADA y en consecuencia no pueden ser evaluadas con este procedimiento).

Se entiende que la comparación de medidas es ejecutada una sola vez y todas ellas son reportadas documentadamente. No es necesario ejecutar las comparaciones en distintos escenarios de operación.

Metodología

Las comparaciones pueden ser ejecutadas con visores (displays) en ambos lados o bien con el análisis de un conjunto de datos (fotografías, snapshots) tomadas ambos en el mismo instante de tiempo.

Ambos sistemas informan medidas de tensión. En la medida que las comparaciones sean de tensiones de línea o de barra, los valores serán esencialmente siempre los mismos. Si se dispone de las tensiones monofásicas de cada fase, debe usarse la misma fase para comparar.

Es posible que el sistema SCADA no reporte corrientes. Si ellas están disponibles, haga comparaciones fase por fase mientras sea posible. Nótese que la asignación de la dirección de la corriente es arbitraria y puede ser alambrada con cualquier dirección que represente el signo positivo. Frecuentemente se designa a una corriente como positiva cuando esta sale del bus. Para mantener la consistencia, se recomienda que la dirección de la corriente sea designada de la misma forma que lo está en el SCADA.

Generalmente, los sistemas SCADA reportan P y Q. Los sistemas fasoriales generalmente no lo reportan pero esos valores son fácilmente calculados a partir de las medidas de tensión y corriente. Para hacer este cálculo, se requiere una aplicación adicional, o alternatively el usuario puede calcular manualmente estos valores a partir de los valores de V&I.

Una vez calculados, se debe comparar estos valores de P y Q del SCADA con los valores entregados por el sistema fasorial. La diferencia entre ambas no debe ser superior a un 5%. El signo de los resultados debe estar de acuerdo con los signos de la corriente. De no ser así, debería existir un problema en la asignación de los signos en las corrientes.

Un punto importante a considerar para la corriente, es que los valores de P y Q tienen una precisión menor a bajos niveles de corriente. Si la corriente es menor al 20% del valor de plena escala, la precisión de la medida será más baja que la precisión nominal y las comparaciones posteriores se verán degradadas.

El error es usualmente mayor para el ángulo, de modo que el cálculo de P y Q será aún mayor.

La frecuencia varía constantemente aun cuando lo hace dentro de un rango acotado en situaciones de estado estable. Elija aquel momento para medir cuando la frecuencia varíe lentamente de modo de hacer comparaciones efectivas entre el SCADA y las PMU. Es aún mejor comparar la frecuencia informada por múltiples PMU (una contra otra) para determinar cuáles de ellas miden con error. Use unas pocas PMU que estén relativamente cerca (eléctricamente), promedie sus lecturas sobre un intervalo de 1 a 3 segundos y compare estos valores con los entregados por el SCADA. Se debe tener presente que la medida del SCADA probablemente ejecuta un promedio de frecuencias sobre un período de un segundo o más.

4.2.6.4 Validación de las indicaciones de "data status"

Cada frame de datos incluye una indicación de calidad de 4 bits de tamaño. Estos 4 bits son:

- .- Datos inválidos
- .- Error de PMU o PDC
- .- Pérdida de Sincronía
- .- Clasificación (*sort-by-arrival*).

El estado normal (o correcto) es cero. Si el valor del bit es uno, entonces corresponde a una indicación de alarma o de estado anormal. Estos bits son seteados por el dispositivo de medida (PMU) o por otros dispositivos de procesamiento (PDC) basados en las condiciones de la medida o errores detectados en el procesamiento de los datos.

Este paso se ejecuta para validar que estos indicadores de calidad están siendo adecuadamente recibidos y administrados por las instalaciones del centro de control.

Metodología

Por cada paquete de datos recibido, se deberá observar las indicaciones de estado mediante el dispositivo que está recibiendo estos datos. Se deberá confirmar que los bits están en cero, lo que indica que el estado está correcto. Si hay alguno de los bits en estado uno, significa que hay una condición errónea, se deberá confirmar que efectivamente existe la condición errónea informada. No se requieren más pruebas para este requerimiento.

Posteriormente, se deberá definir un set de datos de salida en cada uno de los PDC locales (repita la misma prueba para el PDC del centro de control). Se deberá asegurar que la entrada bajo prueba esté incluida en el set de datos de salida del PDC. Se deberá desconectar o deshabilitar la entrada bajo prueba y observar que los datos de salida para esa entrada están marcados como datos inválidos. Seguidamente, se deberá ajustar manualmente al PDC para

que reciba a la entrada mediante “*sort by arrival*”. Se deberá observar entonces que la salida del paquete de datos indica que los datos son estampados (en tiempo) usando *sort by arrival*. En tercer lugar, se deberá retirar la sincronización de tiempo desde la unidad de sincronía (retire la antena) de modo de llevar al reloj al estado de “no sincronizado”. Se debe verificar que el bit de sincronismo está en “uno” tanto en la entrada como en la salida.

4.2.6.5 Comparación de las señales con los resultados del estimador de estado

Esta prueba solo puede ser ejecutada si se cuenta con un estimador de estado en el SCADA.

Confirmar que el sistema fasorial reporta los mismos valores con los siguientes límites:

Tensiones: 2%

Ángulo: 1°

P y Q: 5%

La estimación de estado utiliza primariamente valores de P y Q en conjunto con las tensiones de barra para estimar las tensiones complejas (magnitud y ángulo de fase) a lo largo del sistema.

Mediante la utilización de más ecuaciones de las necesarias y de procesos complejos para reducir el error, se pueden producir resultados muy precisos, incluyendo la ubicación y reducción de los errores actuales de medida.

El estimador de estado es utilizado para establecer guías en la operación así como evaluar la seguridad del sistema, de modo que es un elemento crítico en la operación del sistema. Las medidas del sistema fasorial deberían compararse de manera muy precisa con el estimador de estado y toda diferencia debería ser identificada y resuelta. El estimador de estado es el único método, además de un sistema de medida sincrofasorial, que puede entregar los ángulos de fase del sistema, que es la base para la determinación de flujos de potencia en la red eléctrica.

Metodología

El estimador de estado es ejecutado automáticamente de forma preprogramada, con un intervalo de repetición de uno a varios minutos. Principalmente, el EMS usa medidas que el SCADA le entrega.

La comparación para esta prueba requiere ser ejecutada mediante una “foto” (*snapshot*) de los datos fasoriales que corresponda al mismo tiempo del estimador de estado. Se debe tener presente que los datos del estimador de estado generalmente tienen un tiempo de actualización que va entre varios segundos a varios minutos. La mejor estrategia es utilizar datos sincrofasoriales con una estampa de tiempo igual a la mitad del span de tiempo usado por el estimador. También, es importante ejecutar la medida cuando el sistema este lo más

estable posible. Si es posible observar todas las frecuencias del sistema, elija aquel momento en que todas las señales de frecuencia estén en torno al valor nominal y el cambio sea mínimo. En este momento los ángulos de fase y los flujos de potencia deberían experimentar el mínimo cambio.

Use un único *snapshot* fasorial para la comparación, usando solo datos válidos y correctamente sincronizados. Use las tensiones de secuencia positiva y las corrientes para los cálculos y comparaciones. Use el ángulo de fase de la tensión para calcular los ángulos de fase entre barras. Compare la solución del estimador de estado en tantos puntos como sea posible, ejecutando al menos una comparación de ángulo y magnitud en cada punto en donde existan medidas de fasores de tensión. Este proceso es un paso importante en la validación de las medidas de ángulo de fase de cada estación.

4.3 PDC

En este capítulo se abordan exclusivamente los procedimientos y pruebas de integración de equipos PDC y de algunas de sus funciones principales. Se incluyen algunos métodos prácticos para probar algunas funciones del PDC para ayudar a los usuarios a identificar algunas de las herramientas necesarias para ejecutar esta integración y sus pruebas.

Dado que los sistemas de medida y el desarrollo de aplicaciones está en constante evolución, las funciones de los PDC se han expandido para incluir funciones de manejo de datos, procesamiento y almacenamiento. Al mismo tiempo, el rápido crecimiento de la tecnología está generando nuevas generaciones de PDC y de funciones integradas para aplicaciones en sistemas eléctricos de potencia.

Dado que diferentes PDC pueden tener diferentes funciones, algunas de los procedimientos y pruebas de este capítulo pueden ser relevantes solo a PDC que soportan dichas funciones.

Las pruebas están divididas en varias categorías que incluyen pruebas de certificación, pruebas de conformidad, pruebas de desempeño, de aplicaciones, de comisionamiento y de mantenimiento.

Las pruebas y procedimientos descritos son aplicables tanto a los PDC locales como al PDC corporativo salvo expresa indicación en contrario.

4.3.1 Categorías de pruebas

Se describen a continuación las diferentes categorías de pruebas de los PDC, las que deben ser satisfechas durante el proceso de integración de estos equipos al sistema de monitoreo sincrofasorial.

4.3.1.1 Pruebas de Conformidad

Las pruebas de conformidad son ejecutadas para verificar que un PDC específico cumple todos los requerimientos de un conjunto de estándares. Los estándares necesitan ser especificados y la fecha del estándar debe ser incluida en el reporte. Si las pruebas no están claramente definidas en los estándares, la prueba es diseñada por el usuario y debe describirla incluyendo una explicación de cómo las pruebas propuestas satisfacen los requerimientos del estándar.

4.3.1.2 Pruebas de Diseño

Las pruebas de diseño son pruebas especificadas por el fabricante que corresponden a verificaciones específicas de un PDC específico, Las especificaciones funcionales deberían ser suministradas por el fabricante en el momento de la entrega de estos equipos. La especificación funcional debe incluir referencias a todos los estándares que cumple su PDC. Las pruebas de diseño no necesitan incluir las pruebas de conformidad.

4.3.1.3 Pruebas de Tipo

Las pruebas de tipo son generalmente un subconjunto de las pruebas de diseño. Las pruebas de tipo cubren funciones claves específicas del PDC y verifican el desempeño del PDC para estas funciones. Tales pruebas son ejecutadas durante el ciclo de producción del PDC para verificar que un producto determinado cumple los requerimientos funcionales. Algunas de estas pruebas son repetidas como partes de las rutinas de mantenimiento.

4.3.1.4 Pruebas de Interoperabilidad

Se espera que los PDC sean parte de un sistema que requiere cierto nivel de interoperabilidad. La interoperabilidad se refiere a todas las interfaces (flechas que se muestran en la Figura 4-1:

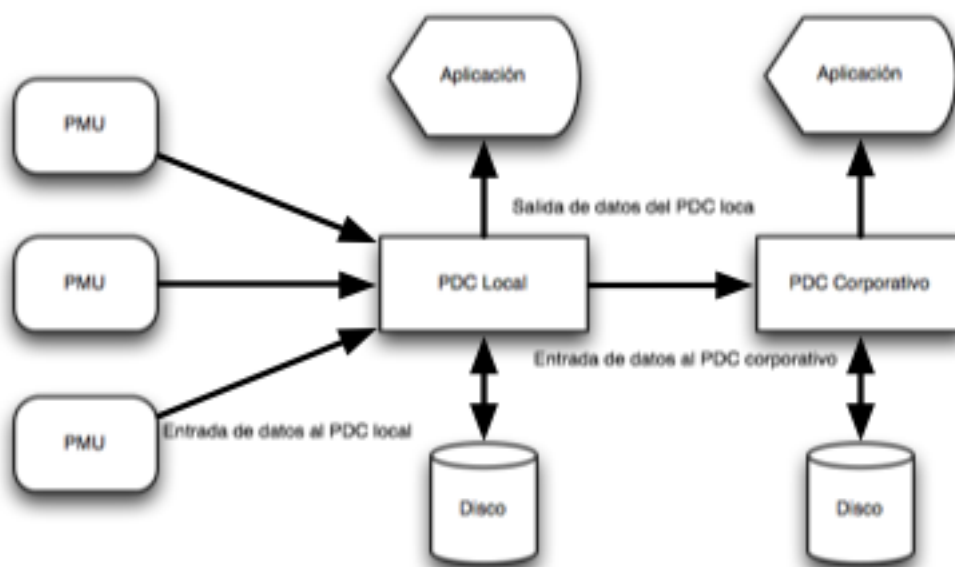


Figura 4-1

La interoperabilidad puede ser considerada como una capa adicional de requerimientos de desempeño. Cuando se considere necesario, las pruebas de interoperabilidad necesitan ser

implementadas y ejecutadas. La implementación de las pruebas de interoperabilidad requiere que el equipo haya superado las pruebas de conformidad especificadas en los estándares.

4.3.1.5 Pruebas de Comisionamiento

Las pruebas de comisionamiento son usadas para verificar la instalación y operación del PDC inmediatamente después de su recepción en sitio. Estas pruebas incluyen algunas de las siguientes: pruebas de tipo, pruebas específicas de aplicaciones, pruebas de conformidad, pruebas de interoperabilidad. Además, las pruebas de comisionamiento, incluye pruebas de rutina de la consistencia de la instalación tales como alambrado, encendido, reset, asignación de puertas de comunicación, etc.

4.3.1.6 Pruebas de Campo

Las pruebas de campo son usadas para verificar la adecuada operación del PDC luego de que este ha sido comisionado. Las pruebas propiamente tales incluyen algunas de tipo, de aplicación, de conformidad o de interoperabilidad. Las pruebas de mantenimiento son un tipo de pruebas de campo y deben ser ejecutadas periódicamente. Distintos escenarios requieren pruebas de campo a intervalos de tiempo específicos más que pruebas regularmente planificadas (ej: evaluación después de un upgrade, resolución de problemas, etc.)

4.3.1.7 Pruebas de Ciber Seguridad

Las pruebas de Ciber Seguridad deben ser usadas para verificar que el PDC cumple con los requerimientos y políticas de ciber seguridad del operador al momento en que la aplicación es desarrollada.

4.3.1.8 Pruebas de Aplicaciones

Las pruebas de aplicaciones están previstas para verificar la funcionalidad y/o el desempeño de los PDC cuando soportan aplicaciones particulares que utilizan datos sincrofasoriales. Estas pruebas requieren el conocimiento de la arquitectura de conexión del PDC, incluyendo su ubicación física en el contexto de la instalación y de su aplicación. Las pruebas de las aplicaciones no cubren el diseño del PDC, pero su desempeño, en relación con la funcionalidad final del PDC, debe ser tal que cumpla con los requerimientos esperados de la aplicación. Para ejecutar tales pruebas, es necesario definir un conjunto adicional de requisitos del PDC que cumpla con el desempeño de la aplicación.

4.3.2 Interfaces de Prueba

Las interfaces de PDC que pueden ser usadas en varias pruebas de los PDC se muestran en la Figura 4-2; en donde las flechas sólidas indican las interfaces que existen generalmente y las flechas puntuadas indican otras posibles interfaces. Estas incluyen por ejemplo:

Interfaces de comunicación para entradas y salidas de datos del PDC

Interfaces para sincronía horaria

Interfaces de Usuario

Interfaces con bases de datos

Interfaces con aplicaciones (API: *Application Programming Interface*)

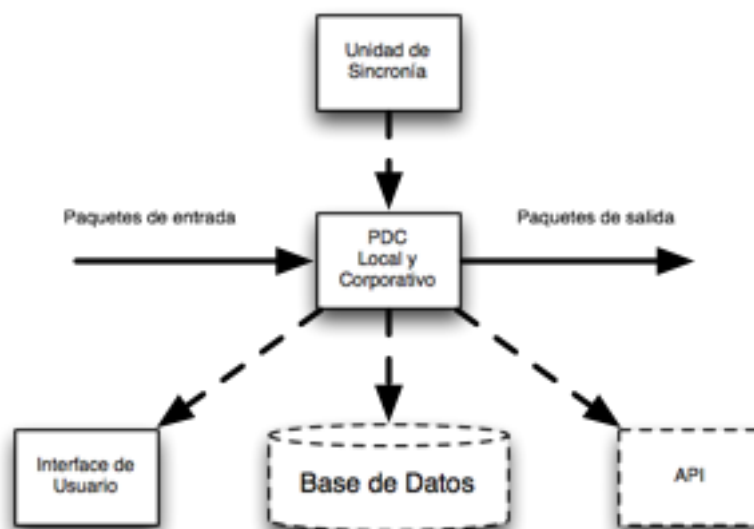


Figura 4-2 Interfaces de PDC

4.3.2.1 Interfaces de Comunicación

Las interfaces de comunicación soportan el manejo de los paquetes de datos de entrada y salida del PDC.

4.3.2.2 Interfaces de sincronía horaria

EL PDC bajo prueba o integración debe estar conectado a una fuente de sincronía horaria tal como un reloj GPS. Las pruebas de integración deben incorporar la interface entre el GPS y el PDC, así como los equipos de prueba del GPS. EL PDC se conectará a la unidad de sincronía a través de la interface de comunicación IRIG-B no modulada.

4.3.2.3 Interface de usuario

Las pruebas del PDC deben incluir funciones de interface que permitan la configuración e interacción con el PDC bajo prueba así como la ejecución de la interface de usuario propiamente tal.

4.3.2.4 Interface de bases de datos

En aquellas situaciones en donde se espera que el PDC envíe datos sincrofasoriales u otro tipo de datos a una base de datos local o centralizada, se espera que dicho PDC posea un set de procedimientos que permita que esta característica sea probada. En este caso las pruebas de integración deben incluir pruebas de interface con las bases de datos.

4.3.2.5 Interfaces de Aplicaciones

Cuando se requiere la utilización de API en el PDC, es necesario ejecutar pruebas para verificar su funcionalidad. Esto es especialmente importante cuando los PDC son integrados en soluciones sistémicas y existe una especificación para las pruebas de integración.

4.3.3 Configuraciones de Prueba

Se requieren varias configuraciones dependiendo de los tipos de prueba y de sus ubicaciones. Las configuraciones para pruebas offline pueden utilizarse para probar un PDC independientemente y las pruebas online pueden ser usadas para probar PDC ya instalados.

La Figura 4-3 muestra una configuración de pruebas en donde un PDC es probado independientemente y es intervenido solo con las herramientas de prueba. En tal configuración, los paquetes de datos de entrada son generados artificialmente usando un simulador de PMU o una RTDS (*Real Time Digital Simulation*) y la salida del PDC es capturada y monitoreada utilizando un simulador de PDC y/o equipos de prueba de PMU/PDC y/o una RTDS.

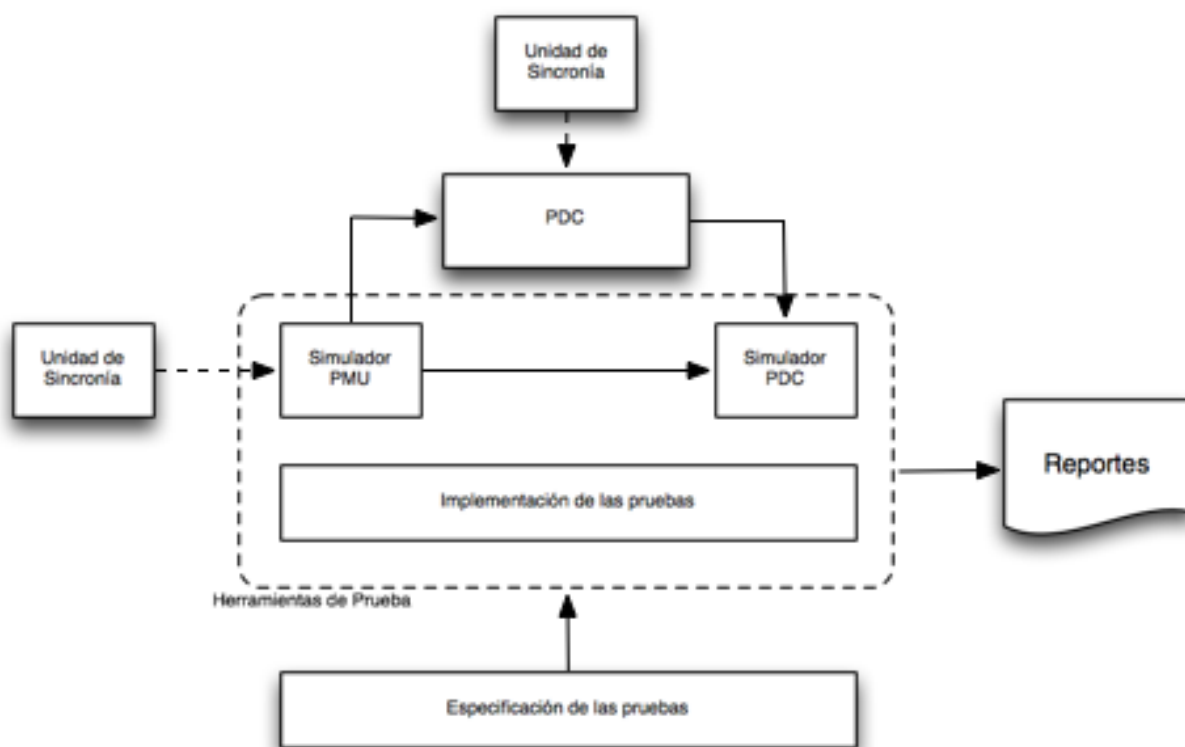


Figura 4-3 Configuración de pruebas

Se asume que los simuladores de PMU y PDC son parte de las herramientas de prueba que permiten la implementación de las pruebas basados en las especificaciones. Esta configuración es apropiada para pruebas en laboratorio y *offline* de acuerdo a los pasos descritos más abajo.

El PDC bajo prueba es inicialmente configurado basado en el plan de prueba.

Para cada caso de prueba, los paquetes de datos de entrada (Ej: datos desde una PMU) son enviados al PDC y los datos de salida del PDC son capturados.

Se registran el tiempo de arribo de los datos al PDC (evento de inicio del tiempo de latencia de un PDC) y el tiempo de salida que es el momento que el dato sale del PDC (tiempo de egreso de datos del PDC).

Los paquetes de datos de entrada y salida son comparados basados en las estampas de tiempo y son utilizados para mayor evaluación posterior. Los tiempos registrados pueden ser analizados para verificar la funcionalidad del PDC que utilizan estos tiempos, tales como confirmar el tiempo de espera en situaciones con datos perdidos o datos que arriban tardíamente.

Se pueden construir diferentes escenarios, que incluyan un número de variables de paquetes de entrada y salida, velocidades, protocolos de comunicación, formatos de datos, etc.

Tal configuración de pruebas puede también ser utilizada para evaluar las características de desempeño (latencia del PDC, tiempos de procesamiento, precisión, etc.)

La Figura 4-4 muestra una configuración de pruebas de un PDC en línea como ocurre en el caso que se desea integrar un nuevo PDC a la red WAM.

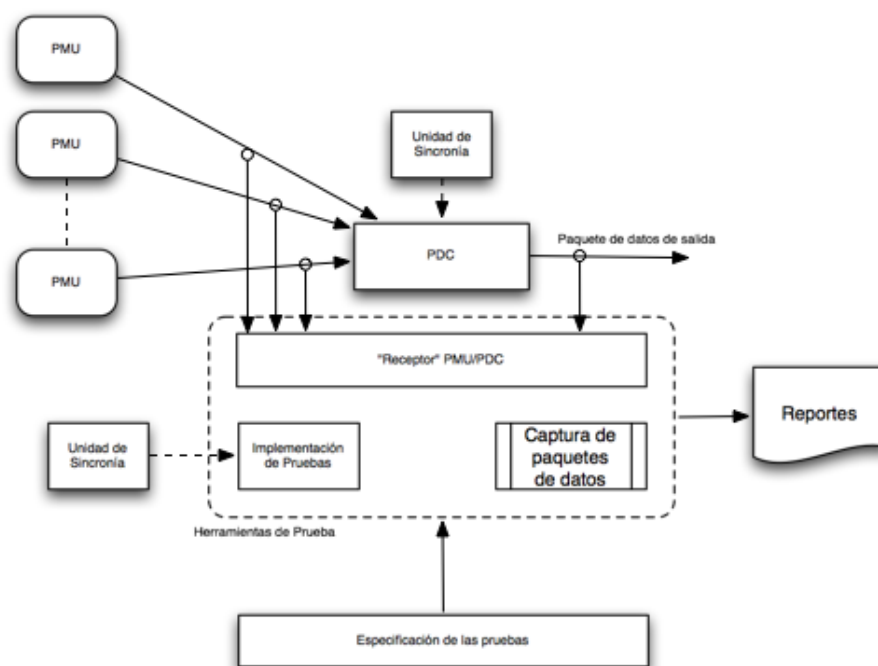


Figura 4-4 Configuración de pruebas de un PDC en línea

En esta configuración, se asume que el PDC ya está instalado. En este escenario, las herramientas de prueba incluyen herramientas de sw de traceo de paquetes de comunicación PMU/PDC que se interfazan con las comunicaciones del PDC (paquetes de entrada y salida del PDC). Los datos sincrofasoriales que vienen desde muchas PMU (u otros PDC) son “traceados” y registrados para una comparación posterior con los correspondientes paquetes capturados desde la salida del PDC. El monitoreo de estas pruebas utiliza traceadores PMU/PDC, datos capturados, y analizadores lógicos para evaluar los resultados de las pruebas y crear reportes de las mismas.

La implementación de pruebas en línea es más complicada debido a que los traceadores necesitan capturar todos los mensajes y paquetes de datos en las entradas y salidas del PDC.

Se registran los tiempos de entrada y arribo al PDC y el tiempo de salida. Los frames de datos de la entrada y salida son alineados basados en las estampas de tiempo y son usados para mayor evaluación. Los tiempos de registro son analizados para verificar la funcionalidad del PDC que requieren y utilizan tiempo, tales como confirmar los tiempos de espera en situaciones con datos perdidos o datos que arriban tardíamente.

La presencia de las herramientas de prueba en el sistema no debería interferir con el desempeño requerido a la red de PMU/PDC. Las herramientas de prueba requieren “inteligencia” adicional o algún nivel de configuración para habilitarlas para que capturen apropiadamente los datos de prueba y evalúen estos de acuerdo a los distintos casos.

4.3.4 Lineamiento de las Pruebas

Las funciones de PDC deben ser probadas apropiadamente para verificar su funcionalidad. Las pruebas que deben ser ejecutadas en un PDC específico deberían estar determinadas por las funciones soportadas por el PDC que será probado.

A continuación se expone un resumen de las pruebas que deben ser ejecutadas para las funciones descritas a continuación. Se debe desarrollar un plan de pruebas basados en las funciones soportadas por el PDC que será probado.

4.3.4.1 Pruebas de Tiempo

El tiempo y la sincronización son elementos críticos para varias de las funciones (ej: tiempo de espera, cálculo de la latencia, etc.). Si un PDC es sincronizado a una fuente precisa, entonces la verificación de una operación apropiada de un PDC en respuesta a problemas que pueden ocurrir debido a una desviación del reloj y a señales de tiempo no sincronizadas son esenciales para tener un sistema funcionando adecuadamente. También es necesario confirmar que el PDC aplica correctamente el tiempo a sus funciones internas. Los parámetros y

condiciones que pueden ser probadas para determinar el efecto del reloj y de las variaciones de tiempo son descritas a continuación.

4.3.4.1.1 Pérdida de la señal de tiempo

Cuando sea requerido por la aplicación y soportada por el PDC, el PDC deberá ser probado en condiciones relevantes a la pérdida de la señal de entrada de sincronía de tiempo. Esta prueba podría incluir la pérdida de la señal GPS desde la fuente de tiempo y chequear la información de calidad de tiempo generado por la fuente, pérdida del enlace físico de la entrada al PDC o si se está utilizando una red de distribución de sincronía de tiempo, el bloqueo o el retardo de las señales de sincronía utilizado elementos de red no pareados o no adaptados.

4.3.4.1.2 Tiempo local y UTC

Un PDC debe tener la habilidad de usar UTC para calcular la latencia y el tiempo local tanto para el registro de los eventos así como para el display local. El PDC debe ser probado para los requerimientos de la configuración y su habilidad para aplicar ya sea el tiempo UTC o el tiempo local. Los detalles de la prueba dependen en como el PDC determina su referencia de tiempo. Como mínimo, si el PDC entrega funciones de medida de latencia basada en las estampas de tiempo de las PMU (que están en UTC), el PDC puede ser probado con entradas de tiempo UTC.

4.3.4.1.3 Cambio de fecha y hora

Cuando un PDC puede aceptar (o suministrar) información del tiempo local para registro de eventos, tiempo en el display, o determinar el tiempo UTC, las funciones de tiempo del PDC deben ser probadas para asegurarse que se puede acomodar a los cambios de fecha y hora, tales como cambios de hora estacionales, años bisiestos, cambio/ajuste de segundos. La prueba debe ejecutarse durante un evento o simulando condiciones en donde la señal de reloj representa el comportamiento y la información de tiempo que se desea evaluar.

4.3.4.1.4 Precisión de la estampa de tiempo del PDC

Si el PDC está sincronizado con el propósito de aplicar estampas de tiempo a sus procesos internos, la precisión de dicho tiempo requiere ser evaluada y chequeada. Los procesos internos del PDC pueden retardar los tiempos de lectura, la detección de eventos o alguna otra asignación a la estampa de tiempo. Por cada función que utilice el tiempo es necesario ejecutar una prueba de referencia con parámetros conocidos que pueda ser usado para determinar que el tiempo está siendo asignado correctamente, con precisión y sin error. Por ejemplo, probar la función de tiempo de arribo puede ser probada enviando datos a un tiempo preciso y conocido y chequeando el tiempo de arribo. Estas pruebas deberían ser ejecutadas en varias condiciones

de cargas y configuración de los PDC para asegurar que situaciones operacionales no causen mayor interferencia.

4.3.4.2 Pruebas de comunicación de datos

Las pruebas de comunicación son flexibles, específicas y su alcance es de acuerdo a los mecanismos soportados por el PDC. Esto significa que podrían incluirse pruebas específicas de las puertas físicas o de los canales, TCP/UDP, Ipv4, Ipv6, comunicaciones serie, etc.

Incluyen la verificación de las comunicaciones del PDC con sus fuentes de datos (PMU y otros PDC) y con el destino de sus datos (otros PDC). Se deben verificar todas las operaciones de comandos (tales como partida de datos, detención de datos, requerimientos de información de configuración, etc.) y las respuestas a tales comandos incluyendo pruebas para paquetes de datos unicast y multicast.

Las pruebas de situaciones anormales deben incluir la recuperación de la comunicación después de la pérdida de un enlace, un reset de uno o más equipos intermedios de comunicación, etc.

4.3.4.3 Pruebas de configuración

La función de configuración se relaciona con los metadatos asociados con la entrada y salida de los paquetes de datos del PDC.

A continuación se describen las pruebas de integración y como ellas deben ser conducidas.

Cualquier prueba ejecutada en la función de configuración es ejecutada en ambos extremos del enlace (principio y fin).

La verificación de la consistencia del paquete de datos con la información de configuración incluye pruebas para la secuencia de las señales incluidas, el formato de datos utilizado, etc. y dependen de los detalles del protocolo de transferencia de datos sincrofasoriales soportado.

Las pruebas del PDC incluyen, entre otras:

- La existencia de una información de configuración no solicitada provocando una interrupción deliberada de la comunicaciones, o un reset de la fuente de datos.

- Ejecutar un cambio en el paquete de datos desde la fuente de datos, indicar de tal cambio al destino de los datos y verificar el desempeño del PDC receptor para implementar dicho cambio. El detalle de estos cambios dependerá de los atributos

específicos de los metadatos soportados por el protocolo de datos sincrofasorial en uso (C37.118).

.- Debe verificarse el desempeño del PDC destino para solicitar esta información al dispositivo enviador (por ejemplo usando frame CFG-1 si se usa C37.118.2-2011).

Tales pruebas se ejecutan usando un simulador de PMU (mediante un PC, una PMU o una RTDS) que deliberadamente inserte errores (por ejemplo declarar un tamaño erróneo de los datos, etc.) en la información de configuración evaluando simultáneamente el desempeño del PDC para responder a dichos errores.

4.3.4.4 Pruebas sobre los datos

Estas pruebas son utilizadas para verificar que las diferentes funciones del PDC pueden administrar y gestionar el flujo de datos a través de ellos. Estas pruebas deben ser ejecutadas enviando datos predeterminados al PDC utilizando un simulador de PMU y comparando las salidas del PDC con el conjunto de datos entregado al PDC.

4.3.4.4.1 Validación de los datos de entrada

Para evaluar el desempeño del PDC para gestionar y validar los datos recibidos, es necesario insertar deliberadamente errores en el paquete de datos de entrada. Esto requiere la utilización de simuladores de PMU y/o generadores de ruido para redes de comunicaciones.

4.3.4.4.2 Agregación de Datos

La función de agregación de datos debe ser ejecutada con o sin la función de alineación de tiempo, en pruebas individuales. La función de agregación de datos puede ser probada inyectando múltiples paquetes de datos a las entradas del PDC y verificando/comparando el contenido de los paquetes de salida, en diversas configuraciones. Los paquetes de datos de entrada pueden ser generados utilizando múltiples PMU o simuladores de generadores de datos sincrofasoriales a través de una RTDS. El paquete de datos de salida puede ser capturado por otro PDC o con la misma RTDS y almacenado para una comparación posterior de los datos.

Agregación de Datos con alineación de tiempo

La agregación de datos con alineación de tiempo es probada verificando que los datos que han sido agregados y que aparecen en la salida representan el mismo conjunto de datos de entrada, con las mismas estampas de tiempo y que la función espera por el dato el tiempo especificado (tiempo de espera) antes de enviar el paquete de datos con la agregación ejecutada.

Agregación de datos sin alineación de tiempo

La agregación de datos sin alineación de tiempo puede ser probada con la misma configuración anterior. Las reglas para la emisión de datos en la salida son ahora diferentes, y lo que debe esperarse es una transmisión periódica de datos, sin importar las estampas de tiempo.

4.3.4.4.3 Data forwarding

La función de data forwarding es probada por un método similar al utilizado para probar datos sin alineación de tiempo.

4.3.4.4.4 Formateo de datos y conversión de coordenadas

La prueba de conversión de coordenadas y de formato busca confirmar que el PDC ejecuta correctamente la conversión desde un formato al otro o desde una coordenada a la otra. Para esta prueba, el PDC debe configurarse para que tenga diferentes formatos en sus paquetes de datos de entrada y salida. Dependiendo de los protocolos de transferencia de datos utilizados, este podría soportar diferentes formatos tales como magnitudes escalares fijas o flotantes y formatos rectangulares o polares para fasores.

4.3.4.4.5 Soporte de protocolo sincrofasor de transferencia de datos y conversión

La prueba de conversión de protocolo de transferencia de datos sincrofasoriales busca confirmar que el PDC puede ejecutar una correcta conversión desde uno a otro protocolo. Esta prueba requiere previamente una prueba independiente de cada uno de los protocolos de transferencia de datos soportados por el PDC. También requiere una mapeo de todos los datos desde un protocolo al otros y una definición para el manejo de cantidades que no estén definidas. Estas son específicas el protocolo soportado por el PC por ejemplo IEEE C37.118.2 e IEC 61850-90-5.

La aplicación de la red WAM del CDEC SIC solo ha solicitado protocolo sincrofasorial C37.118 por lo que esta prueba no es exigible, salvo que el proveedor del PDC suministre y tenga habilitada la utilización de algún protocolo adicional al C37.118.

4.3.4.4.6 Ajuste de fase y magnitud

Esta función es evaluada comparando el paquete de datos de entrada con el paquete de datos de salida generado por el PDC y verificando que el cambio en los datos es consistente con los cambios de la magnitud y/o fase. La fuente de datos en este caso puede ser una PMU, un emulador de PMU o una RTDS.

4.3.4.4.7 Reporte de la velocidad de conversión

Esta prueba debe incluir conversión en los dos sentidos posibles, es decir conversión hacia arriba y conversión hacia abajo. El contenido de datos/frecuencia de los datos de salida debe ser consistente con el filtro utilizado (Clase M). El criterio de prueba debe ser consistente con la especificación del PDC para la respuesta de frecuencia para un caso dado (por ejemplo, si el dato pasa a través de un filtro *down converter* debe cumplir con el estándar C37.118.1-2011).

El PDC debe poder utilizar una denominación específica para los datos inexistentes (tal como NaN según se especifica en C37.118.2-2011) y colocar dicha denominación en el conjunto de datos ya convertido. La prueba en este caso consiste en verificar la existencia de este tag (NaN), en las ubicaciones correctas de las estampas de tiempo en el paquete de datos de salida. Si el PDC permite informar de que hay datos modificados en el paquete de salida, entonces debe chequearse el funcionamiento de tal indicación.

4.3.4.4.8 Pruebas de monitoreo del desempeño

Un PDC debe poder soportar varias funciones de monitoreo de desempeño para sus parámetros tales como errores, eventos, calidad de los datos, etc. y debe generar alarmas cuando tales parámetros excedan un límite prefijado.

Las definición de las pruebas para las funciones de monitoreo de desempeño dependen de los detalles específicos de las funciones soportadas. Estas pueden ser probadas utilizando un emulador de PMU (PC o RTDS) para suministrar datos al PDC insertando deliberadamente errores controlados y/o retardos, y verificando, mediante la función de monitoreo de desempeño del PDC, si se reportan correctamente los errores y condiciones actuales.

4.3.4.4.9 Pruebas específicas de las aplicaciones

Deben ser probadas todas las funciones de aplicación que incluya el PDC, tales como almacenamiento de datos, detección de eventos, etc. Estas pruebas se diseñan y ejecutan de acuerdo a la información suministrada por el fabricante y de acuerdo a como dicha función será utilizada en la red WAM.

4.3.5 Reporte de las pruebas

4.3.5.1 Pruebas únicas (one time)

Para algunas pruebas bastaría ejecutar el procedimiento de pruebas una sola vez. Se ejecuta típicamente sobre las funciones del PDC que no están sujetas a cambio. Por ejemplo, formatos de datos, protocolos de comunicación de datos y procesos de conversión pueden permanecer sin cambio durante toda la vida útil de un PDC.

4.3.5.2 Pruebas estadísticas

Algunas pruebas pueden requerir múltiples repeticiones y una evaluación estadística del conjunto de sus resultados. Este es el caso típico con aquellas pruebas que incluyen errores aleatorios tales como ruido en los canales de comunicación y fallas de comunicación.

4.3.5.3 Pruebas periódicas

Las pruebas periódicas son aquellas más relacionadas con los protocolos de mantenimiento como por ejemplo la evaluación de consistencia en la sincronía de tiempo.

CAPITULO V - ARQUITECTURA DE DETALLE DE LA RED DE MONITOREO

La arquitectura definida en el Capítulo I es una arquitectura distribuida, en dos niveles; de subestación y corporativo.

A nivel de subestación es posible encontrar PMU y PDC, este último denominado PDC local y a nivel corporativo se encuentra el PDC principal denominado PDC Corporativo.

Entre las principales características de esta arquitectura, se destacan las siguientes:

Captura de Información de perturbaciones en un Área Amplia.

Las estampas de tiempo asociadas a los datos sincrofasores permiten ejecutar comparaciones precisas de datos adquiridos en múltiples ubicaciones geográficas. Los datos almacenados en los PDC pueden ser utilizados para entender la causa de eventos, verificar y validar modelos, analizar oscilaciones, etc.

Evitar la pérdida de datos ante interrupciones en la comunicación.

Cuando se pierde la comunicación entre el PDC Local y el PDC Corporativo, los datos deben almacenarse en el PDC Local y, una vez que se restablece la comunicación, y mediante un proceso automático es necesario recuperar los datos desde el disco del PDC Local y reconstruir el set completo de datos sincrofasoriales en el PDC Corporativo. Si el enlace de comunicaciones no puede restablecerse, un operador debe acudir a la subestación y rescatar rápidamente los datos mediante unidades de memoria portátiles para ser comunicados por otras redes al PDC Corporativo.

Mejora de la seguridad

EL PDC ubicado en la subestación agrega una capa adicional de seguridad. Una estrategia de seguridad basada en capas es más inmune a un ataque. Asimismo, el PDC local simplifica la gestión de la seguridad por cuanto las reglas son aplicadas a un único dispositivo (PDC) y no a múltiples dispositivos (PMU).

Aumento de la eficiencia

No todos los datos de las PMU pueden ser requeridos en el PDC Corporativo. El PDC local puede ser usado para seleccionar los datos o para calcular y enviar solo variables que requiere el PDC Corporativo aumentando la eficiencia del enlace de comunicaciones y habilitando la ejecución de aplicaciones de tiempo real que demanden alta velocidad de refresco. En paralelo, el PDC local puede almacenar todos los datos en su disco asociado y estos datos así archivados quedan disponibles para análisis históricos o fuera de línea.

Minimización de las velocidades de comunicación.

En general, es posible que, para ciertas aplicaciones se requieran velocidades menores (25f/seg o 10 f/seg), aun cuando la velocidad de la PMU sea de 50 f/seg. En estas situaciones, se puede utilizar el disco del PDC local para almacenar archivos con muy alta resolución (la máxima posible) y transmitir al PDC Corporativo la información estrictamente requerida (por la aplicación en uso) o incluso se puede transmitir la misma información pero a una velocidad menor. Cuando las velocidades de las PMU se incrementen en el futuro, conforme se desarrolle la tecnología, los sistemas de registro de los PDC locales podrán capturar estos datos a máxima velocidad sin necesidad de ejecutar cambios en las redes de comunicación.

Control de los datos

Los PDC locales son un buen medio para compartir y distribuir datos hacia múltiples puntos distintos del PDC Corporativo. Ellos pueden ser configurados para definir que datos pueden ser compartidos y con quién o quiénes pueden ser compartidos dichos datos.

Interoperabilidad y Expansibilidad

La tecnología de sincrofasores está en constante desarrollo y, entre otras actividades, ya se están desarrollando nuevos protocolos para sincrofasores. Un PDC local ubicado en la subestación permite aislar estos cambios de protocolo de las PMU, de manera que cuando un protocolo cambie y mejore, solo será necesario actualizar el protocolo existente en el PDC local. La o las PMU podrán seguir utilizando su protocolo original por cuanto solo se comunican con el PDC local.

Visualización a nivel de subestación

Con las herramientas adecuadas, la información que gestiona el PDC local puede ser utilizada, mediante un HMI, como herramienta de visualización de la subestación, facilitando las tareas de ampliación, revisión, mantenimiento, etc.

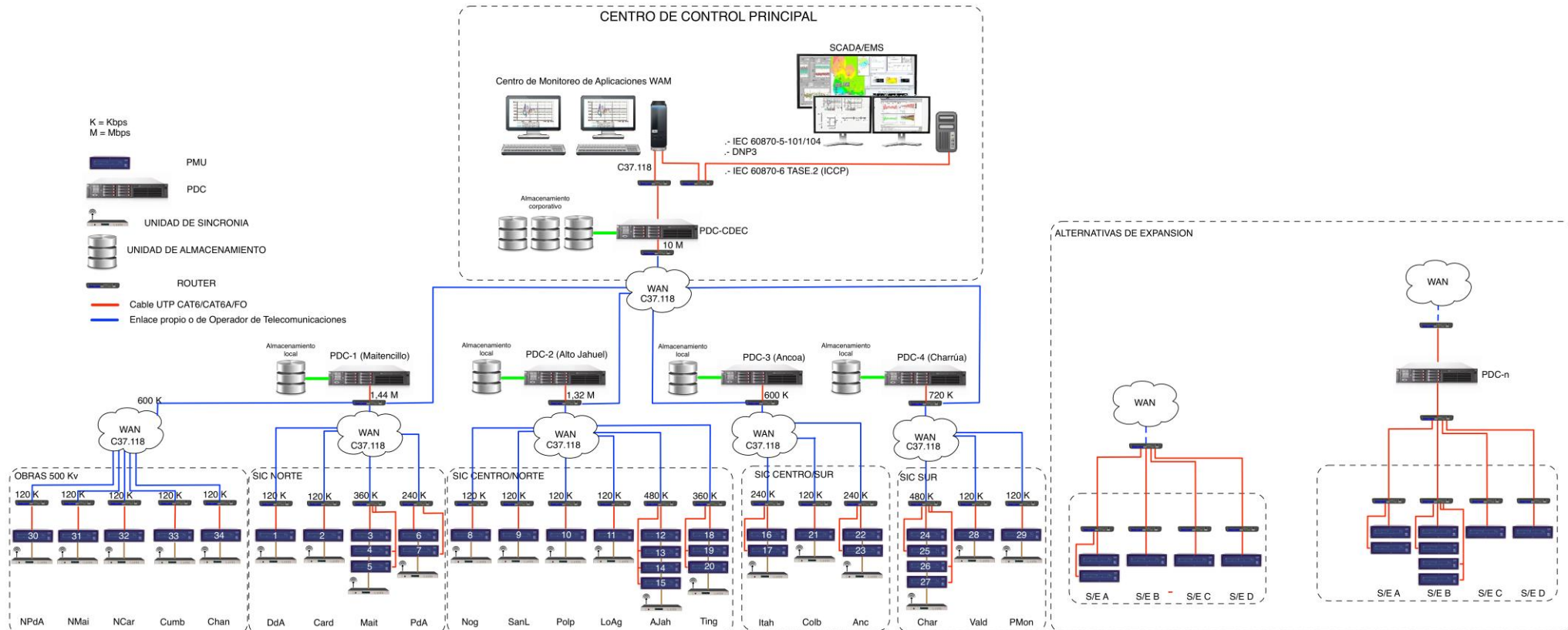


Figura 5-1 Arquitectura de detalle

Nota: Por cada PMU que se agregue a cada PDC local, con objeto de ampliaciones y/o necesidad de colocar PMU adicionales, el ancho de banda del tramo correspondiente PDC Local a PDC Corporativo deberá ser incrementado en $58 \times 2 \text{ Kbps} = 120 \text{ Kbps}$

CAPITULO VI - ESPECIFICACIÓN DE COMPONENTES

6.1 Introducción

Este capítulo tiene como objetivo especificar en detalle todos los equipos que componen el sistema de monitoreo tales como PMU, PDC, equipos de comunicaciones, puertos de comunicación, conexión a TT/PP y TT/CC, canales de comunicación, entre otros.

Se hace expresa mención en detalle de los estándares internacionales y nacionales (NT SyCS y Anexo Técnico Sistema de Monitoreo) que las tecnologías de esta red WAM deben satisfacer, indicando en cada caso la obligación del proveedor de entregar las certificaciones independientes y protocolos que permitan validar el cumplimiento de estos.

Se desarrollan las especificaciones de las PMU indicando en detalle cuáles son los requerimientos mínimos de ellas, los estándares que deben cumplir y requerimientos específicos solicitados a los proveedores de esta tecnología.

Asimismo, se desarrollan los requerimientos de los PDC, detallando las funciones que deben cumplir y las características de desempeño necesarias para el desarrollo de las aplicaciones del CDEC SIC.

Se describen los equipos de comunicaciones que deberán ser utilizados en esta red WAM indicando los protocolos de comunicaciones que deben soportar. Asimismo, se exponen las características de los diferentes enlaces de comunicaciones disponibles y se expone cuáles de dichos enlaces cumplen la normativa nacional y sus respectivos anexos. Igualmente, se exponen los enlaces de comunicaciones que no cumplen con dichas normativas.

6.2 Definiciones y Requerimientos mínimos de las PMU

El desarrollo internacional de las redes WAM ha generado un desarrollo paralelo importante del mercado de PMU y PDC, de tal manera que hoy es posible encontrar una cantidad importante de proveedores con una amplia gama de esta tecnología. Los hay desde PMU monofásicas con un canal de tensión y uno de corriente hasta equipos de registro de fallas del tipo DFR (*Data Fault Recorders*) que pueden tener 16, 32 o más canales de tensión y/o corriente.

Las principales características que deben ser tomadas en cuenta al momento de definir una PMU son las siguientes:

6.2.1 Canales de entrada de tensión y corriente

Para la arquitectura usada por el CDEC SIC, todas las entradas de tensión y corriente deberán ser trifásicas.

El número de canales trifásicos de tensión y corriente de la PMU podrá variar según el tipo de instalación y los requerimientos de medida de la señales.

Si se trata de un único punto a medir, bastará utilizar una PMU con un canal de tensión y uno de corriente, ambos trifásicos.

Si se trata de medir en configuraciones especiales, tales como aquella que presentan las configuraciones de interruptor y medio, deberán utilizarse dos unidades PMU, o bien una PMU con un canal de tensión y dos canales de corriente, o bien una PMU con dos canales de tensión y dos canales de corriente. Lo anterior, a objeto de evitar la interrupción del monitoreo.

Es decir, cualquiera sea la topología de red asociada al punto en donde se debe medir, la o las PMU ahí instaladas (con uno o más canales de tensión/corriente trifásicos) deberán asegurar que el monitoreo de la línea indicada no se pierda nunca por condiciones operativas (cambio de barra, maniobras, etc.)

Si se trata de subestaciones desde donde se deben leer más de una variable trifásica, ya sea de tensión o corriente, será aceptable utilizar un registrador de fallas con funcionalidad de PMU. Si las variables a medir (tensión y corrientes) se encuentran alejadas una de otra o alejadas de las PMU o hay restricciones de espacio en la subestación, una alternativa de solución es utilizar un registrador de fallas con capacidad de aceptar lectura de señales a través de módulos de adquisición distribuidos, solución que permite que el registrador pueda estar instalado en un punto alejado desde donde están las señales, de modo que estas últimas se transmiten al registrador mediante estos módulos. Dependiendo de la tecnología elegida, los módulos distribuidos podrán ser pasivos (sin inteligencia local, transductores pasivos) o activos (ej: conversores de V/I a IEC61850). Ya sea que se trate de un registrador nuevo que se instale para satisfacer las necesidades de la red de monitoreo o se utilicen registradores existentes, en ambos casos se ejecutarán las mismas pruebas y exigencias solicitadas a las unidades PMU de propósito específico y se deberán cumplir los estándares internacionales y nacionales que apliquen para estas pruebas.

Considerando que la red WAM del CDEC SIC ha privilegiado el monitoreo de variables con la mayor precisión posible de obtener, no se aceptarán medidas de equipos cuyas señales provengan de transformadores de medida de protección.

Por otra parte, es importante hacer notar que si se utilizan equipos cuya funcionalidad original no es la de PMU, pero soporta dicha función, el proveedor deberá garantizar de que la operación como PMU no afectará en modo alguno la funcionalidad original del equipo (sea este una protección, un DFR, etc) y viceversa, la funcionalidad original no afectará en modo alguno la operación como PMU, debiendo demostrarse que ambas funcionalidades pueden operar simultáneamente y en las condiciones más exigentes a las que dicho equipo pueda ser sometido. Además de las pruebas normalmente ejecutadas sobre equipos PMU de propósito específico, estos equipos deberán ser sometidos a pruebas especiales (de doble funcionalidad simultánea) para demostrar lo indicado. El protocolo de pruebas deberá ser propuesto por el coordinado al CDEC SIC. Por último, se da por entendido que el equipo cumple con todo lo requerido por la NT SyCS en términos de, por ejemplo: sincronía horaria, capacidad de registro, latencia, protocolos de comunicación, etc.

Cualquiera sea el equipo utilizado, la PMU deberá tener la capacidad de entregar, al menos, la siguiente información:

- . Frecuencia, estimada desde la tensión de secuencia positiva
- . ROCOF
- . Magnitud y Ángulo de la tensión trifásica V_{an} , V_{bn} y V_{cn}
- . Magnitud y Ángulo de la corriente trifásica I_{an} , I_{bn} y I_{cn}

Los rangos de tensión/corrientes de entrada deberán estar de acuerdo a las posibilidades de los TT/PP y TT/CC de las instalaciones de campo, sin embargo, y a objeto de maximizar el potencial de precisión en la medida de la PMU (máximo aprovechamiento del span), siempre será preferible utilizar PMU con entradas de rango configurable de modo de asegurar el cumplimiento de las precisiones requeridas.

6.2.2 Entradas auxiliares para señales análogas o de estado.

Una de las aplicaciones más frecuentes de un sistema de monitoreo sincrofasorial es la determinación y/o ajuste de modelos de carga, generación, transformadores, equipos de control, etc. En este tipo de aplicaciones es importante tener la posibilidad de leer, sincronizadamente con las tensiones, corrientes y frecuencia, otras medidas de corriente continua, tales como estabilizadores, excitaciones, contenido armónico o valores similares, mejorando significativamente el análisis dinámico. Asimismo, la existencia de entradas de estado, permite, por ejemplo, registrar la operación de interruptores y/o equipos de protección sincronizadamente con la lectura de tensión y corrientes, información valiosa a la hora de ejecutar análisis postfalla.

La información análoga y de estado de estas entradas auxiliares está incorporada en el estándar C37.118 .1/.2 y es soportada por la mayoría de los fabricantes de PMU.

No siendo esta una obligación, se sugiere tenerla en consideración en el proceso de decisión de selección de las PMU, para minimizar las inversiones futuras en nuevo equipamiento conforme se vayan ejecutando las revisiones del sistema de monitoreo y, consecuentemente, se soliciten nuevas señales para optimizar el desempeño y utilización de dicho sistema de monitoreo.

6.2.3 Entrada de sincronía de tiempo

La PMU debe tener una fuente de sincronía de tiempo muy precisa, la que debe ser otorgada por un GPS. Dicha fuente podrá formar parte de la misma PMU (sincronía interna), o bien recibir dicha señal de sincronía desde un reloj externo (por ejemplo a través de IRIG-B), siendo este reloj el que estará sincronizado por un GPS.

La fuente de sincronía debe ser lo suficientemente precisa para mantener los errores máximos de TVE (*Total Vector Error*), FE (*Frequency Error*) y RFE (*ROCOF Frequency Error*) dentro de los límites requeridos. Todas las medidas deberán estar sincronizadas al tiempo UTC con la precisión suficiente para cumplir los requerimientos del estándar.

Los estándares C37.118.1 y C37.118.2 especifican en detalle cómo se obtiene el error máximo admitidos para el TVE (1%), el que se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$TVE = [V_m - V_i] / [V_i]$$

Donde

V_m = Fasor medido (vectorial) de Tensión o Corriente

V_i = fasor ideal (vectorial) de Tensión o Corriente

Nota: $[X] \cong$ Valor absoluto de X

La determinación del valor del fasor está afecto al efecto combinado de los errores de magnitud, de fase y de tiempo.

A modo de ejemplo, los siguientes valores de magnitud, fase y tiempo provocan, actuando por si solos, un error de un 1% en el TVE;

Solo magnitud: 1%

Solo fase: 0,573°

Solo tiempo: 31,8 microsegundos

Adicionalmente, la fuente de sincronía, sea esta interna o externa, deberá suministrar una indicación de trazabilidad para el tiempo UTC y una indicación de que ha ejecutado un cambio de segundo (*leap second change*; corrección automática de los sistemas GPS).

Para cada medida, la PMU deberá incorporar y agregar al dato una estampa de tiempo y un valor que indique la calidad con la que se ha medido dicho tiempo de acuerdo a lo especificado en los estándares C37.118 .1/.2

Ya sea que se requiera la instalación de solo una PMU, se recomienda la utilización de una única unidad de sincronía externa (reloj) con una salida para sincronizar múltiples equipos a través del estándar IRIG-B. Con esto, es posible reducir los costos en equipos con sincronía interna (además de ser más caros, cada uno de ellos requiere la instalación de una antena GPS), se facilitan las incorporaciones futuras de nuevas PMU y se simplifica el mantenimiento, porque todos los equipos del sistema de monitoreo están en un único gabinete.

En el caso de unidades de sincronía externa, se recomienda la utilización de señal IRIG-B no modulada (precisión mejor que 1 microsegundo) por cuanto su precisión es mayor que IRIG-B Modulada (precisión no superior a 10 microsegundos)

No se recomienda la utilización del estándar de sincronía IEEE 1588 por cuanto es una tecnología relativamente reciente, aún en proceso de madurez, no ha sido completamente evaluada y no todos los fabricantes de PMU disponen de dicho estándar en sus equipos.

6.2.4 Interfaces de comunicación

Aun cuando la arquitectura actual especifica la utilización de un único enlace de comunicación entre la PMU y el PDC local, cada PMU deberá tener al menos dos canales de comunicación disponibles para la emisión de datos sincrofasoriales, el principal de los cuales deberá ser Ethernet. Ello permitirá disponer de una puerta de comunicación adicional en caso de falla de la otra y además disponer de la posibilidad de habilitar un nuevo enlace de comunicaciones en caso que se requiera.

El protocolo de comunicación que se requiere en ambas puertas de comunicación de la PMU es el protocolo definido en el estándar C37.118 .1/.2. La comunicación de cada PMU con el PDC local se establecerá únicamente de acuerdo a este estándar, bajo los protocolos ethernet (IEEE 802.3) en capa 2, IP en capa 3 y UDP y TCP en capa 4.

Adicionalmente a las dos puertas de comunicación mencionadas, la PMU deberá disponer de otra puerta de comunicación para permitir su mantenimiento, programación y configuración.

6.2.5 Algoritmo de cálculo de fasores

Cada fabricante desarrolla sus propios algoritmos de cálculo de fasores y generalmente, dicho algoritmo es considerado información confidencial. El desempeño del algoritmo deberá ser óptimo ante las distintas condiciones en que se efectúe la medida, tales como temperatura, nivel de distorsión de la tensión, bajos niveles de señal, etc.

La única manera de verificar el correcto funcionamiento de los algoritmos de las PMU es a través de la certificación mencionada en 6.2.8 y 6.2.9 . Por ello, es estrictamente necesario verificar el cumplimiento del estándar de sincrofasores C37.118 .1/.2 y particularmente el cumplimiento de los errores TVE, FE y RFE en las condiciones de configuración en las que finalmente será utilizada la PMU (ej: 50 frames/seg, sincronía IRIG-B, etc.)

Por otra parte, en el mercado existen PMU que pueden ser de clase M o clase P. Las clases se diferencian en el grado de procesamiento previo que la PMU hace de los datos de tensión y corriente antes de calcular un fasor y/o una magnitud.

Una PMU de clase M tiene una mayor precisión (más procesamiento numérico de los datos) pero se demorará más en reportar sus valores de fasor, magnitud, frecuencia, etc. Por otra parte, una PMU de clase P, tendrá una respuesta más rápida pero sus valores de fasor, magnitud, etc. serán menos precisos en algunas situaciones.

Algunos fabricantes ofrecen sus PMU con ambas clases y la definición de cual clase será utilizada la hace el usuario en el momento de configuración de la PMU.

La PMU que será utilizada en la red WAM del CDEC SIC será de clase M, por cuanto se requiere la máxima precisión en las medidas y porque, inicialmente, la aplicación establecida en la normativa es solo de monitoreo.

6.2.6 Precisión y desempeño

El fabricante deberá indicar en su propuesta cual es el desempeño de su PMU, en términos de sus valores de TVE, FE y RFE, para sus medidas fasoriales, frecuencia y ROCOF, respectivamente, en las condiciones que dicha PMU será configurada en campo (50 f/s, sincronía a utilizar, clase M, etc). Este debe ser el parámetro técnico más relevante para la toma de decisión.

Se entiende que, independientemente de los errores y/o precisión de la PMU informada por el fabricante, la PMU deberá cumplir con los parámetros de precisión indicados en la NT SyCS y el Anexo Técnico Sistema de Monitoreo.

6.2.7 Dispositivos Multi-Función vs PMU

Frecuentemente se habla de las diferencias entre PMU fabricadas específicamente para funcionar como PMU y equipos multifunción que, además de otras funciones, también pueden funcionar como PMU.

Una PMU propiamente tal, es un dispositivo que ha sido programado exclusivamente para cumplir funciones de PMU y por lo tanto todo el esfuerzo de investigación y desarrollo del fabricante se concentra en perfeccionar todo lo relativo a esta funcionalidad (precisión, transducción, velocidad de proceso, más bits de resolución A/D, ganancia automática, etc.)

Un dispositivo multifunción es un dispositivo diseñado para cumplir otras funciones, (relé de protección, DFR) y que además puede ser programado para incluir, simultáneamente, la funcionalidad de PMU.

Si se utiliza un equipo multifunción nuevo o ya instalado, se deberá cumplir con al menos las siguientes exigencias:

.- Las medidas del equipo multifunción deben ser adquiridas desde transformadores de medida de medida y no de protección.

.- Si el equipo multifunción está previamente instalado y cumpliendo otras funciones, deberá cumplir (certificadamente) con los estándares C37.118.1 y C37.118.2 y adicionalmente deberá ser sometido a pruebas exhaustivas que permitan verificar que la función actualmente utilizada no afecta la función de PMU y viceversa.

.- Si el equipo multifunción es nuevo y no será utilizado para otra función que no sea la de PMU, se deberá demostrar su cumplimiento con los estándares C37.118.1 y C37.118.2.

En resumen; las unidades multifunción podrán ser utilizadas como PMU siempre que se verifique lo siguiente:

.- Que la operación de las funciones originales del equipo no causen interferencia, degradación o perturbación de la función de PMU bajo todas las condiciones de operación.

.- Que la función de PMU no cause interferencia, degradación o perturbación en el desempeño de las otras funciones del equipo bajo todas las condiciones de operación.

.- Que el rango de las señales de entrada para el equipo multifunción operando como PMU estará determinado por el tipo y características de los transductores definidos para su función original y dichas señales deben cumplir con el rango definido para medición fasorial de acuerdo a lo indicado en el estándar C37.118.1.

.- Que el equipo multifunción tome sus registros desde transformadores de medidas de medida.

El protocolo de pruebas para verificar lo anteriormente descrito deberá ser propuesto por el coordinado y revisado y aprobado por el CDEC SIC y aplicará para cada equipo multifunción que el coordinado desee utilizar.

6.2.8 Cumplimiento con los estándares C37.118.1 (con corrección C37.118.1a) y C37.118.2

El fabricante deberá certificar el cumplimiento de su PMU con los estándares indicados. Dicha certificación debe provenir de un organismo independiente de la compañía fabricante del equipo PMU, tal como la IEEE o la IEC.

Los requerimientos cubiertos en el estándar deben cubrir tanto la calibración como el desempeño.

El fabricante debe mostrar cumplimiento del estándar en la forma y configuración que será utilizada la PMU, es decir, con los ajustes específicos de campo, por cuanto diferentes ajustes pueden implicar un cambio en su desempeño.

Bastará ejecutar y validar el conjunto completo de pruebas en una sola PMU dado que las principales modificaciones son de software y no deberían existir diferencias entre una PMU y otra. Las eventuales diferencias entre PMU del mismo tipo y con los mismos ajustes solo podrían deberse a factores de escala.

La precisión típica de una PMU está en torno al 0.5%. En consecuencia, la calibración requiere equipos de medida que tengan una precisión y resolución en el rango de 0.05 a 0.1%.

Los requerimientos básicos de desempeño establecidos en el estándar C37.118.1 requieren operar con equipos una precisión mejor que el 1% pero se recomienda que los resultados puedan ser medidos con la máxima precisión que permita el equipo de pruebas.

Será responsabilidad del coordinado verificar todas las características requeridas, validarlas y confirmarlas con las especificaciones del fabricante y las pruebas y documentos de certificación.

6.2.9 Certificación de Cumplimiento

Las PMU a utilizar deberán certificar que cumplen completamente los requerimientos establecidos en los estándares C37.118.1-2011 (corregido según C37.118.1a) y C37.118.2-2011, acompañando dicha certificación con un reporte detallado de las pruebas ejecutadas. Tanto el certificado como el reporte de pruebas deberán indicar que se ejecutaron todas las pruebas especificadas en el estándar y que dichas pruebas fueron ejecutadas por laboratorios calificados. El reporte deberá incluir una descripción detallada de cada una de las pruebas ejecutadas, el equipo de pruebas utilizado, la descripción de cada esquema de prueba, las condiciones bajo las cuales fue ejecutada la prueba y los resultados de cada prueba.

6.2.10 Otros requerimientos de las PMU

.- Deberá disponer de, al menos, una señal de estado de salida que resuma una condición de alarma producto de malfuncionamiento, pérdida de sincronismo de la PMU, o cualquier falla que limite su funcionalidad. Dicha señal será enviada al SCADA del CDEC SIC y al del Coordinado propietario para tomar conocimiento de la situación y activar los procedimientos de mantenimiento correctivo.

.- Deberá disponer de memoria no volátil para el almacenamiento de los datos de su configuración; se debe preferir la utilización de PMU que no requieran el uso de baterías para almacenar esta información.

.- Deberá ser capaz de alimentarse indistintamente con energía de alimentación de corriente continua o de corriente alterna.

.- Debe ser apta para montaje en racks de 19", de acuerdo al estándar utilizado por cada coordinado.

.- Debe permitir ser programada para soportar diferentes frecuencias de muestreo Fs. Las frecuencias de muestreo soportadas deben ser, al menos, 1, 5, 10, 25 y 50 frames/seg.

.- Debe soportar, al menos, las frecuencias de muestreo 1, 5, 10, 25 y 50 frames/seg, tanto en las funciones de registro como en la emisión de mensajes.

.- Debe permitir la programación flexible para trabajar en formato entero o punto flotante.

.- Debe permitir actualización de software en campo. El proveedor deberá suministrar un protocolo de reemplazo de firmware de la PMU que incluya el respaldo previo de los datos de configuración de la PMU.

.- Debe medir, al menos, las siguientes variables:

- . Frecuencia, estimada desde la tensión de secuencia positiva
- . ROCOF
- . Magnitud y ángulo de la tensión trifásica Van, Vbn y Vcn
- . Magnitud y ángulo de la corriente trifásica Ian, Ibn y Icn
- .- Es deseable que incorpore los siguientes cálculos:
 - . Cálculo de las potencias activas y reactivas trifásicas.
 - . Secuencia Positiva de la tensión en magnitud y ángulo
 - . Secuencia Positiva de la corriente en magnitud y ángulo

- . Secuencia negativa y cero de los fasores de tensión y corriente
- .- Requerimientos mínimos de hardware
 - . 1 microsegundo de precisión en la estampa de tiempo de las variables
 - . Precisión de la medida tal que permita cumplir con los errores de TVE, FE y RFE de acuerdo a lo indicado en el estándar C37.118
 - . Todos los datos de tiempo deben ser registrados en coordenadas UTC
 - . La PMU debe tener sincronización de GPS a través de un receptor interno o externo
- .- Posea o no un reloj interno, la PMU debe incorporar una entrada de sincronización externa a través del estándar IRIG-B no modulado.
- .- Debe poder cambiar automáticamente a modo de reloj interno en caso de pérdida de la señal de sincronía externa y debe resincronizarse automáticamente cuando la señal de sincronía GPS esté nuevamente disponible.
- .- El frame de datos debe indicar cuando la PMU está utilizando sincronía externa o reloj interno
- .- Para cualquier tipo de sincronía, la PMU debe reportar tiempo y calidad de la medida de tiempo de acuerdo a lo indicado en el estándar C37.118 y todas sus actualizaciones.

Finalmente, la validación del desempeño de una PMU no concluye con la instalación de dicha PMU en terreno. Los cambios de firmware y la degradación del hardware pueden producir resultados muy diferentes a los ejecutados en las pruebas de laboratorio.

Una actividad importante de la operación de una red WAM es examinar y confrontar los datos de las PMU con otros equipos que están leyendo las mismas señales buscando posibles discrepancias.

Una estrategia básica para la evaluación de las PMU en terreno es revisar regularmente los datos generados en busca de inconsistencias. Esta actividad es común y normal en la gestión, operación y mantenimiento de las redes WAM.

6.2.11 Resumen de requerimientos de PMU

Este resumen es referencial y no exime del cumplimiento de las características indicadas previamente.

Variable	Resumen de requerimientos
Canales de Entrada de Tensión y Corriente	- Un canal de Tensión Trifásica, un canal de corriente trifásico.
Variables Medidas	- Frecuencia, estimada desde la tensión de secuencia positiva - ROCOF - Magnitud y Ángulo de la tensión trifásica Van, Vbn y Vcn - Magnitud y Ángulo de la corriente trifásica Ian, Ibn y Icn
Módulos de entrada distribuidos	- Opcional.
Entradas Auxiliares	- Opcional. Especificadas en el estándar C37.118
Sincronía	- Mediante GPS. Se debe utilizar una unidad de reloj externo con salida IRIG-B no modulada capaz de alimentar al menos 4 equipos.
Puertas de Comunicaciones	- Dos puertas para comunicación con PDC. - Una tercera puerta para configuración y programación.
Algoritmo de cálculo fasorial	- Clase M - Debe cumplir con los errores especificados en el estándar C37.118
Precisión	- La especificada para TVE, FE y RFE en el estándar C37.118 para la condición de aplicación del CDEC SIC. - La especificada en la NTCySC y en el Anexo Técnico del Sistema de Monitoreo.
Uso de equipos Multifunción	- Debe cumplir con los errores especificados para TVE, FE y RFE en el estándar C37.118 para la condición de aplicación del CDEC SIC y simultáneamente debe cumplir con la función original del dispositivo y viceversa. - Debe cumplir con lo especificado en la NTCySC y en el Anexo Técnico del Sistema de Monitoreo.
Estándares que aplican	- Debe cumplir con el estándar C37.118.1-2011 y sus correcciones - Debe cumplir con el estándar C37.118.2-2011 - Norma Técnica NTSyCS - Anexo Técnico Sistema de Monitoreo
Certificaciones	- Proveedor debe demostrar cumplimiento de las certificaciones
Otros	- Los tiempos de procesamiento de la PMU, sumados a todos los tiempos hasta llegar a la base de datos del PDC corporativo no deben superar los 500 milisegundos (Anexo Técnico de la NTSyCS, Artículo 36) - Salida de estado para indicación de resumen de alarmas - Memoria de configuración no volátil (sin batería) - Energía de alimentación universal de CA (100-300) y CC (100 a 230) - Entrada de sincronía IRIG-B no modulada - Frecuencia de transmisión de 1, 5, 10, 25 y 50 frames/seg, tanto para registro como para emisión de mensajes. - Formato de datos entero y punto flotante - Un microsegundo de precisión en la estampa de tiempo de las variables - Precisión de la medida tal que permita cumplir con los errores de TVE, FE y RFE de acuerdo a lo indicado en el estándar C37.118 - Registros de tiempo en coordenadas UTC - Montaje en rack de 19" - Disponer del sitio adecuado para realizar la instalación de los equipos del sistema de medición fasorial incluyendo los subsistemas de comunicación en la subestación que corresponda (Anexo Técnico).

Tabla 6-1 Resumen de requerimientos de una PMU

6.3 Definición y Especificación de un PDC

Las especificaciones y definiciones efectuadas en este capítulo se aplican tanto al PDC local como al PDC corporativo salvo expresa indicación en contrario.

6.3.1 Aspectos Generales

Un concentrador de datos fasoriales (PDC: Phasor Data Concentrator) es un dispositivo (hardware+software) que recibe y concentra datos sincrofasoriales provenientes de más de una fuente para un procesamiento posterior.

Originalmente, el propósito de un PDC fue combinar medidas sincrofasoriales provenientes de muchas PMU en un único conjunto de datos sincronizados a una misma base de tiempo.

Dado que el PDC es el único elemento común y que está en comunicación con todas las unidades de medida PMU, su función se amplió al monitoreo de todo el sistema bajo él. En la medida en que el desarrollo de nuevas aplicaciones aumentó en tamaño, se han desarrollado más funciones para el PDC tales como manejo de datos, procesamiento y almacenamiento.

6.3.1.1 Soporte de Aplicaciones

Las aplicaciones y funciones de un PDC están en constante evolución y desarrollo y muchas de las funcionalidades actuales sobrepasan probablemente las necesidades de la red WAM del CDEC SIC. En consecuencia, la siguiente descripción de funcionalidades atiende específicamente las necesidades actuales pero consideran las necesidades futuras de crecimiento en función de la dinámica del sistema eléctrico chileno.

Típicamente, un PDC recibe datos fasoriales desde múltiples fuentes, ejecuta un proceso denominado "*data aggregation*" que consiste en ordenar, sincronizadamente, todos los datos recibidos en un único conjunto de datos con una estampa de tiempo común y deja disponible este conjunto de datos a las aplicaciones superiores que los requieran.

Entre algunas de estas aplicaciones se cuentan aplicaciones de conciencia situacional de área amplia, monitoreo de área amplia (WAM), protección y control de área amplia (WAMPAC). Como herramienta de este conjunto de aplicaciones, un PDC debe soportar almacenamiento de datos, monitoreo y detección de eventos. Dependiendo del objetivo de las aplicaciones estas pueden usar los datos en tiempo real o pueden usar los registros históricos del PDC.

Además de las anteriores, un PDC puede poseer funciones específicas de procesamiento de datos tales como validación de datos, formato de datos, coordinación de protocolos, conversión de protocolos,

escalamiento de datos, monitoreo, generación de alarmas, registro de su propio desempeño, así como generación de estadísticas asociadas al manejo de datos.

Si un PDC soporta registro de eventos, el archivo de eventos estará en formato COMFEDE (*Common Format for Event Data Exchange*) de acuerdo al estándar IEEE C37.239-2010. Si el PDC soporta registro de datos, los valores de estos datos serán almacenados en formato CSV (*Comma separated value*) o en formato COMTRADE (*Common Format for Transient Data Exchange*) de acuerdo al estándar C37.111-1999. Si los datos son almacenados en formato COMTRADE, entonces dicho formato está basado en lo indicado en el reporte del grupo de trabajo H8 del (PSRC) Power System Relaying Committe de la IEEE "*Schema for phasor data using the COMTRADE file standard*".

6.3.1.2 Paquetes de datos múltiples

Un PDC (y también una PMU) puede transmitir sus datos en uno o más paquetes de datos. Cada paquete puede tener distinto contenido y puede ser enviado a diferente frecuencia. El destino de cada paquete puede ser a diferentes equipos. En consecuencia, cada paquete es individualmente controlado, tiene su propia identificación y su propia configuración de control. Esta característica es muy útil para enviar datos a diferentes dispositivos cada uno de los cuales puede tener un propósito específico y diferente.

6.3.1.3 Comunicación

Los sistemas de comunicación juegan un rol importante en el desempeño de un sistema de monitoreo sincrofasorial. Los sistemas de comunicación deben asegurar el cumplimiento individual de la calidad de servicio (QoS) de cada paquete de datos que esté fluyendo en la red. Esta calidad de servicio está definida y regulada por lo descrito en el estándar IEEE 802.1Q y en el IETF RFC 791.

Para todas las aplicaciones solicitadas en este estudio, la latencia máxima permitida debe ser menor a 500 milisegundos, de acuerdo a lo indicado en el Artículo 36 del Anexo Técnico del Sistema de Monitoreo.

Los protocolos de comunicación por los cuales deben regirse los PDC utilizados en la red WAM del CDEC SIC son los descritos en el estándar IEEE C37.118.2-2011.

6.3.2 Requerimientos funcionales mínimos de los PDC para las aplicaciones del CDEC SIC

6.3.2.1 Agregación de datos (Data Aggregation)

Función que permite reunir en un solo set de datos la información proveniente de múltiples PMU y/o de PDC. Este proceso mantiene la calidad de tiempo, la calidad de los datos, la sincronización de cada fuente de datos y genera su propio set de indicaciones de calidad en el paquete de datos de salida.

Si el PDC está configurado para ejecutar agregación de datos sincronizada (denominada *time alignment*), esperará a que todas las PMU y PDC de las cuales obtiene sus datos reporten sus datos en la ventana de tiempo programada para agregarlos y no enviará sus datos de salida hasta recibir todos los datos de entrada y/o hasta que se cumpla un tiempo de espera predefinido. Esta característica requiere que el PDC esté sincronizado vía GPS a UTC, de la misma forma que lo hace una PMU.

Las aplicaciones que utilizan esta característica pueden ser muy diferentes. Si se trata de un esquema de protección, es probable que la aplicación no pueda esperar más de unas decenas de milisegundos para enviar sus datos. Por el contrario, si se trata de una aplicación de monitoreo, es posible que el tiempo de espera pueda ser de uno o más segundos.

Si se trata de una aplicación de almacenamiento de datos para estudios fuera de línea, entonces los tiempos de espera pueden ser de varios minutos o incluso horas.

Si el PDC está configurado para no hacer agregación sincronizada de datos, por ejemplo en aplicaciones que requieran recibir los datos en el menor tiempo posible y no son admisibles retardos, el PDC reunirá toda la información requerida por la aplicación sin alineación temporal y la enviará de inmediato y/o periódicamente a la aplicación que lo requiere. El paquete de datos en este modo permite ser configurado de manera de hacer transmisiones periódicas a intervalos prefijados o en función del tamaño de los datos recibidos.

6.3.2.2 Reenvío de Datos (Data forwarding)

Esta función es apropiada para minimizar la latencia, ejecutando un inmediato reenvío de datos hacia otro PDC o hacia una aplicación de nivel superior. Este reenvío puede ser ejecutado sin modificar los datos originales (*pass through*). Es posible ejecutar reenvío con una o más modificaciones configurables por el usuario. Las modificaciones incluyen formato de datos, conversión de coordenadas, ajustes de fase y magnitud, decimación, interpolación, etc.

Notar que si se usa esta aplicación, la alineación en el tiempo deberá ser ejecutada por el equipo receptor o bien por la aplicación que está solicitando estos datos.

En el caso de la arquitectura de red WAM del CDEC SIC, solo tiene sentido que el PDC local pueda hacer data forwarding, por cuanto el nivel inmediatamente superior (PDC corporativo) es la última instancia para ejecutar alineación de datos.

Tanto el PDC local como el PDC corporativo deberán tener la capacidad de ejecutar Data Forwarding y el proveedor deberá indicar además que tipo de modificaciones es capaz de ejecutar el PDC.

6.3.2.3 Comunicaciones

Un PDC debe tener la capacidad de conectarse con otros dispositivos a través de redes de comunicación serie y ethernet. Típicamente, estas puertas (ethernet) son usadas para transmitir datos a PDC, PMU o a aplicaciones de nivel superior o para transmitir datos a unidades de almacenamiento externas (serie).

Los PDC utilizados deben poder soportar comunicación TCP/IP o UDP/IP con cada PMU o PDC a la que puedan estar conectados y así sea requerido por la arquitectura de detalle, tanto para comunicación de comandos, de datos y de configuración. En particular, debe soportar comunicación TCP para comandos y UDP para datos y configuración.

Los PDC deben soportar Multicast IP cuando estén configurados para usar UDP/IP para comunicación de paquetes de datos. Asimismo, deben soportar la recepción de Multicast UDP/IP desde múltiples fuentes de datos. Igualmente, los PDC deben soportar el envío de datos de salida Multicast. La dirección IP de destino Multicast debe poder ser configurable por el usuario.

El PDC debe soportar comunicación a través de múltiples puertas físicas y/o canales de comunicación, utilizando distintos medios físicos de transporte. Esto se logra con PDC que tengan múltiples puertas de comunicación ethernet y serie.

Para los PDC locales (definidos en la arquitectura de solución de detalle), la aplicación del CDEC SIC requiere al menos 5 puertas de comunicación, a saber:

- .- Una puerta de comunicaciones ethernet hacia el PDC Corporativo,
- .- Una puerta de comunicaciones ethernet para actuar como respaldo de la anterior.
- .- Una puerta de comunicaciones ethernet para futuras aplicaciones locales
- .- Una puerta de comunicaciones ethernet para la unidad de almacenamiento externo
- .- Una puerta de comunicaciones ethernet para actuar como respaldo de la anterior y/o para una segunda unidad de almacenamiento externo.

6.3.2.4 Validación de datos

Los PDC deben ser capaces de ejecutar una validación y chequeo básico de los datos de entrada. Estos deben incluir, al menos, el análisis y chequeo de los bits de estado de datos, análisis y chequeo de calidad de la sincronía de tiempo y el chequeo de la integridad de los datos (CRC). Cualquier error detectado debe ser indicado en los bits respectivos de los paquetes de salida. Las técnicas de validación y chequeo de datos y sus alcances y limitaciones deben ser claramente especificados por el proveedor.

6.3.2.5 Soporte de protocolos de transferencia de datos

Los datos emitidos por las PMU estarán disponibles de acuerdo a lo definido en el estándar C37.118.2-2011. En consecuencia, los PDC deben ser capaces de recibir, analizar, interpretar y transmitir datos en este mismo protocolo.

6.3.2.6 Conversión de coordenadas y formato de datos

Los datos sincrofasoriales de entrada de un PDC podrán estar en formato de coordenadas rectangulares o polares. Para cada caso, los datos podrán estar en formato entero o de punto flotante. El PDC debe poder recibir, analizar e interpretar estos formatos de acuerdo a las necesidades que demande la aplicación asociada a este PDC.

6.3.2.7 Latencias

La latencia, referida a una red de transmisión de paquetes, es el retardo de tiempo entre el momento de envío de un paquete de datos y el momento de recepción de dicho paquete en el destinatario.

La latencia depende de muchos factores; la distancia entre el transmisor y el receptor, el procesamiento que puedan hacer los equipos de comunicación intermedios, procesos de chequeo y corrección de errores ejecutados por equipos intermedios, etc.

En el estándar C37.118.2-2011, tabla C.2 se muestran varios ejemplos de fuentes de retardos y valores típicos de dichos retardos.

Para la aplicación del CDEC SIC, los PDC deberán poder calcular, almacenar, validar y comunicar los tiempos de latencia de sus datos de entrada. El proveedor de los PDC deberá informar y especificar que tipo de cálculo de latencia es soportado por su producto y demostrar que dicho cálculo está basado en la utilización de una fuente de sincronía UTC a través de un GPS. Las latencias así calculadas deben incluir funciones básicas tales como valores mínimos, máximos, promedios y sus desviaciones sobre un período de análisis específico y toda esta información deberá poder ser almacenada para la utilización y

análisis posteriores requeridos por el usuario para gestionar el desempeño de las redes de comunicaciones.

En todo caso, el proveedor del PDC deberá, en conocimiento de la arquitectura de solución de detalle de la red WAM del CDEC SIC y de las aplicaciones que se espera implementar, indicar cuales son los tiempos esperados de latencia (o una banda esperada) tanto en los tramos entre PMU y PDC local así como entre el PDC local y el PDC corporativo.

Las latencias informadas deberán ser tales que deben cumplirse las latencias de 200 milisegundos (equipos y redes de comunicación) y 500 milisegundos (equipos PMU, equipos PDC, procesamiento, aplicación) indicadas en los artículos 51 y 36, respectivamente, del Anexo Técnico Sistema de Monitoreo.

6.3.2.8 Tasas de conversión de datos

La arquitectura de la red WAM del CDEC SIC está diseñada para una velocidad de reporte nominal de las PMU de 50 f/s (frames por segundo), sin embargo, y dado que las aplicaciones residentes en el PDC Corporativo son dinámicas e irán cambiando y mejorando progresivamente, se solicita priorizar la adquisición de PMU que puedan reportar a velocidades mayores que 50 f/s y, por lo tanto, los PDC deberán ser capaces de soportar distintas velocidades de los datos de entrada. Para tal efecto, el PDC deberá disponer de una función de manejo de la velocidad de conversión y gestionar conversión hacia abajo (*down-conversion*) y hacia arriba (*up-conversion*), función comúnmente denominada data resampling (interpolación, decimación, *down-sampling*, etc.). Esta función es útil para mejorar el desempeño del procesamiento de aplicaciones específicas de datos sincrofasoriales.

Considerando el alto impacto que esta función podría tener en los errores cometidos en el cálculo de la frecuencia, valores fasoriales y calidad del tiempo, el proveedor debe exponer claramente si su producto soporta esta función y cuales son sus alcances y limitaciones.

En caso de que esta función sea suministrada, ella debe poder soportar, al menos, todas las velocidades de entrada y salida expuestas en el estándar C37.118.1-2011.

6.3.2.9 Buffering de datos de salida

Una función de buffering de los datos de salida de un PDC ayuda a reducir la pérdida de datos en caso que la comunicación hacia otros PDC o aplicaciones sea interrumpida. Normalmente, los PDC que poseen esta función disponen de parámetros configurables que permiten activar/desactivar el reenvío de los datos y programar un tiempo máximo de espera de la recuperación del canal de comunicación, luego del cual se limpia el buffer de salida, pero se almacena el dato no enviado en un archivo local,

externo al PDC. El proveedor debe suministrar un mecanismo o herramienta que permita la extracción de estos datos no enviados y almacenados.

6.3.2.10 Configuración

La información relativa a la configuración es utilizada para identificar la identidad de la señales, el formato de los datos, y otros datos propios de la transmisión sincrofasorial. Ejemplos de esta configuración pueden ser encontrados en el estándar C37.228.1-2011 (paquetes de configuración) y en el estándar C37.111-1999 (como archivos).

La configuración básica de la red WAM del CDEC SIC es 50 f/s, formato polar, punto flotante, clase M.

La información de configuración es enviada por el emisor en cada paquete de datos para permitir que el destinatario (PDC o aplicación) pueda interpretar los datos tan pronto como ellos arriben a destino. Esta información de configuración debe poder ser enviada sin solicitud alguna o bajo requerimiento específico del destinatario. El primer caso es ampliamente utilizado para propósitos de seguridad en aquellas redes en donde no se permite que las PMU puedan recibir mensajes. Este será el caso que se utilizará en la red WAM del CDEC SIC.

Los detalles de gestión, validación y cambios de la configuración pueden encontrarse en el estándar C37.118.2-2011, particularmente en las definiciones de configuración CFG-1 y CFG-2 expuestas en dicho estándar.

6.3.2.11 Ajuste de magnitud y fase

Frecuentemente, el PDC ejecuta algún tipo de procesamiento sobre los datos de entrada antes de que ellos sean entregados en sus salidas, por ejemplo, la conversión a distintos formatos (rectangular/polar, punto fijo/flotante, etc.). Asimismo, el PDC puede requerir ejecutar ajustes de magnitud o fase en la señal de entrada. Estos ajustes son de calibración (mínimos) o ajustes mayores (ajustes gruesos).

Los ajustes de calibración son aquellos que requieren pequeños cambios de la fase o magnitud de la señal y típicamente están dentro de un $\pm 2.5\%$ en magnitud y $\pm 2.5^\circ$ para la fase. El propósito de estos ajustes es corregir errores sistemáticos en la cadena de medida. Esta función puede ser muy útil en los PDC locales, en caso de que ellos no puedan ser ejecutados en las PMU.

Los ajustes gruesos de fase y magnitud son aquellos que requieren cambios significativos en la fase o magnitud del fasor. Estos cambios son usados cuando por ejemplo, una señal requiere ser referenciada a través de un transformador (ej.: la PMU esta conectada al lado de 220 kV del

transformador pero la aplicación requiere los datos sincrofasoriales del lado de 500 kV.), cuando es necesario modificar la secuencia de fases o cuando las señales están siendo referenciadas a través de una conexión estrella-triángulo.

Los ajustes indicados, tanto de calibración como gruesos, se ejecutarán en cada una de las PMU. De esta manera, no será necesario reajustar las configuraciones de los PDC cada vez que se haga un reemplazo de PMU o cambie la topología del punto de medición en donde está ubicada la PMU.

6.3.2.12 Monitoreo de desempeño

La ubicación privilegiada que tienen los PDC (locales y corporativo) dentro de la arquitectura de una red WAM, en términos de visibilidad del resto de la red, los hace más adecuados para monitorear dicha red. Este monitoreo no solo incluye la situación de tiempo real sino que además incluye el monitoreo de los datos históricos.

El PDC debe tener funciones de monitoreo de desempeño para supervisar la calidad de los datos y la comunicación con otras PMU o PDC. El monitoreo de desempeño considera, al menos, tres categorías; errores, eventos y operación global.

- . La categoría de error es reportada por la fuente de datos que puede ser una PMU o un PDC e incluye pérdida de sincronía, error de PMU (definida en C37.118.2-2011), error de estampa de tiempo y datos inválidos.

- . La categoría de eventos dice relación con problemas relacionados con las comunicaciones tales como pérdida de conexión, overflow del buffer y otros problemas de comunicación posibles de detectar con el PDC.

- . La tercera categoría dice relación con los problemas propios del PDC tales como reset del sistema, error de programas, overflow de memoria, etc.

Independiente de la categoría de que se traten todos estos problemas, ellos deben ser registrados con su respectiva estampa de tiempo y reportados tanto al PDC local como al PDC corporativo.

Las funciones de monitoreo de desempeño mínimas que deberá tener el PDC local y el PDC Corporativo son las siguientes:

- .- Número total de medidas esperadas y no recibidas
- .- Medidas recibidas con valores fuera de rango
- .- Calidad de los datos sincrofasoriales recibidos
- .- Medidas recibidas pero dañadas. (corrupted)

- .- Medidas recibidas, sin daño, pero con una estampa de tiempo errónea.
- .- Medidas recibidas sin daño, con estampa de tiempo correcta, sin ningún tipo de problema.

Este monitoreo y sus resultados deben ser ejecutados en forma individual para cada una de las entradas del PDC, ya sea que la información provenga de una PMU o un PDC. En consecuencia, este monitoreo es aplicable al PDC local (comunicación PDC local con las PMU) y al PDC Corporativo (comunicación PDC Corporativo con PDC Locales).

El proveedor de los respectivos PDC deberá indicar cuáles funciones adicionales de monitoreo de desempeño es capaz de ejecutar y cuál es el alcance y condiciones bajo las cuales es posible ejecutar este monitoreo; tanto para las funciones mínimas exigidas como para las funciones adicionales ofrecidas.

6.3.2.13 Manejo de datos redundantes

Ambos PDC, Locales y Corporativo, deben ser capaces de recibir y gestionar adecuadamente datos provenientes de fuentes redundantes como si ellos fueran enviados por PMU (o PDC) diferentes. Los datos redundantes podrán arribar desagregados o alineados en una base de tiempo común. El PDC deberá poder ser configurado para definir los criterios de selección de la fuente de los datos de entrada, para definir los criterios para cambiarse de una fuente a otra y viceversa y deberá permitir que el usuario sea quien defina cual será la fuente de datos principal y cual la fuente de datos secundaria.

6.3.2.14 Duplicación de datos

Ambos PDC, Locales y Corporativo, deberán soportar la recepción duplicada de datos provenientes de canales de comunicación alternativos y distintos del originalmente previsto (para efectos de respaldo, redundancia o algún otro fin) de modo de no transmitir datos que hayan sido previamente procesados. Estos PDC deberán ser capaces de eliminar todos los datos duplicados, por ejemplo; usando los datos que llegaron en primer lugar y no considerar el conjunto de datos que llegue posteriormente.

6.3.2.15 Otros

.- 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, coordinadamente con el PDC Corporativo debe tener la capacidad de transmitir los datos almacenados correspondientes al período de la interrupción de las comunicaciones, sin que ello perturbe o modifique la funcionalidad de la red WAM en ningún aspecto. La transferencia de estos datos debe ser automática y transparente al PDC Local y al PDC Corporativo.

.- Con independencia de las pruebas de integración y puesta en marcha que se definan en este estudio o en alguno de sus informes, el proveedor de los PDC Locales y Corporativo deberá proponer, para la arquitectura de solución del CDEC SIC, un conjunto de pruebas prácticas que permitan medir y establecer cuáles son las cifras de mérito de cada una de las funcionalidades propuestas.

.- Con independencia de las pruebas de integración y puesta en marcha que se definan en este estudio o en alguno de sus informes, el proveedor deberá entregar información relativa a las siguientes pruebas, de acuerdo a lo indicado en cada una de ellas:

De conformidad. Pruebas para especificar que el PDC cumple los requerimientos de uno o más estándares específicos.

De Diseño. Pruebas específicas ejecutadas al PDC en fábrica.

De funcionalidad. Pruebas específicas de las aplicaciones del PDC ejecutadas en fábrica.

De Interoperabilidad. Pruebas específicas para permitir la interacción de la red WAM con otras aplicaciones del CDEC SIC (SCADA, EMS, etc.)

De comisionamiento. Pruebas para verificar la adecuada instalación y operación luego de recibidos los equipos y software.

De Campo. Pruebas de campo para verificar la operación adecuada del PDC una vez que el comisionamiento ha sido superado.

Específicos de la aplicación. Pruebas para verificar la funcionalidad y el desempeño de los PDC funcionando con todas las aplicaciones requeridas por el CDEC SIC.- El proveedor del PDC deberá especificar cuál es el impacto que el procesamiento de datos tendrá sobre las máximas diferencias posibles de encontrar entre los datos de entrada y salida para las variables magnitud, fase y fasor, como resultados del procesamiento que haga de los datos de entrada (filtrado, conversión de velocidades, interpolación, decimación, ajustes de fase y magnitud, etc.). En todos los casos, las pruebas deberán verificar el cumplimiento de los errores máximos de TVE, FE y RFE.

.- Con independencia de las pruebas de integración y puesta en marcha que se definan en este estudio o en alguno de sus informes, el proveedor deberá proponer pruebas de funcionamiento relativas al almacenamiento de datos previsto tanto en el PDC local así como en el PDC corporativo. Estas pruebas deben incluir el enlace propiamente tal y el manejo de las bases de datos.

.- Con independencia de las pruebas de integración y puesta en marcha que se definan en este estudio o en alguno de sus informes y a objeto de otorgar mantenimiento a la red WAM del SIC, el

proveedor deberá proponer un set de pruebas a ejecutar periódicamente sobre las unidades PDC y sus aplicaciones considerando que la red WAM está en operación normal y que el impacto del mantenimiento en dicha operación debe ser el mínimo posible.

.- Las especificaciones del hardware del PDC local deberán ser suministradas por el proveedor del mismo. Sin embargo, para efectos informativos, se definen a continuación los requerimientos aproximados de hardware del PDC local.

Variable	Resumen de requerimientos
Servidor	IBM o HP de última generación
CPU	Procesador con 8 núcleos o más
Memoria RAM	16 GBytes o más
Disco Duro	2x 3 Tbytes, Hot Swap

Tabla 6-2 Requerimientos aproximados de hardware del PDC local

6.3.2.16 Resumen de requerimientos mínimos de los PDC Local y Corporativo

Estos requerimientos mínimos no eximen del cumplimiento de las características indicadas previamente.

Variable	Resumen de requerimientos
Agregación de Datos	Debe poder ejecutar agregación de datos
Reenvío de datos	Proveedor debe confirmar ejecución de data forwarding y modificaciones que soporta.
Puertas de Comunicación	- TCP/IP y UDP/IP - Una puerta de comunicaciones ethernet hacia el PDC Corporativo, - Una puerta de comunicaciones ethernet para actuar como respaldo de la anterior. - Una puerta de comunicaciones ethernet para futuras aplicaciones locales - Una puerta de comunicaciones ethernet para la unidad de almacenamiento externo - Una puerta de comunicaciones ethernet para actuar como respaldo de la anterior y/o para una segunda unidad de almacenamiento externo.
Validación	Debe soportar validación de datos. Proveedor debe indicar alcance y condiciones bajo las cuales se soporta la validación ofrecida.
Sincronía	Mediante GPS. Utilizar la una unidad de reloj externo con salida IRIG-B no modulada propuesta para las PMU que comparten ubicación con el PDC.
Protocolos de Comunicación	Los definidos en los estándares C37.118.1-2011 y sus correcciones y C37.118.2-2011
Conversión de coordenadas	Debe soportar conversión de coordenadas
Latencia	La especificada en el estándar C37.118.2-2011 para la condición de aplicación del CDEC SIC y en la normativa técnica.
Tasas de transmisión de datos	1, 5, 10, 25 y 50 frames/seg como mínimo, tanto para registro como para emisión de mensajes hacia PDC o aplicación superior.
Estándares que aplican	- Debe cumplir con el estándar C37.118.1-2011 y sus correcciones - Debe cumplir con el estándar C37.118.2-2011
Buffering	Debe soportar buffering
Monitoreo de Desempeño	Debe monitorear al menos lo siguiente: - Número total de medidas esperadas y no recibidas - Medidas recibidas con valores fuera de rango - Calidad de los datos sincrofasoriales recibidos - Medidas recibidas pero dañadas. (corrupted) - Medidas recibidas, sin daño, pero con una estampa de tiempo errónea. - Medidas recibidas sin daño, con estampa de tiempo correcta, sin ningún tipo de problema.
Redundancia y Duplicación de datos	Debe manejar ambas funcionalidades. Proveedor debe especificar alcances.
Otros	- Proveedor debe proponer, para la arquitectura de solución del CDEC SIC un conjunto de pruebas prácticas para verificar las magnitudes de mérito de las funcionalidades propuestas. - Proveedor debe proponer información de las siguientes pruebas: - De conformidad - De Diseño - De funcionalidad - De Interoperabilidad - De comisionamiento. - De Campo. - Específicos de la aplicación. - Proveedor debe especificar impacto en el procesamiento de datos respecto de las máximas diferencias entre los datos de entrada y salida para las variables magnitud, fase y fasor, como resultado del procesamiento que haga de los datos de entrada (filtrado, conversión de velocidades, interpolación, decimación, ajustes de fase y magnitud, etc.). - Proveedor debe proponer pruebas de funcionamiento relativas al almacenamiento de datos. - Proveedor debe proponer set de pruebas para mantenimiento - Montaje en rack de 19" de acuerdo a estándar del coordinado

Tabla 6-3 Resumen de requerimientos de un PDC

6.4 Definición de enlaces y equipos de comunicación

6.4.1 Introducción

En este capítulo se detallan las características de los enlaces y equipos de comunicaciones que deben ser considerados en la implementación de la red WAM del CDEC SIC. Asimismo, se detallarán las características de los enlaces que pueden ejecutar los sistemas de comunicación, indicando en cada caso, cuáles dan cumplimiento a la normativa y cuáles no.

De acuerdo a lo indicado en el Artículo 49 del Anexo Técnico Sistema de Monitoreo la red de comunicación debe ser dedicada y exclusiva para la transmisión de los datos de este sistema de monitoreo, con el fin de garantizar la seguridad y calidad de la información desde la etapa de adquisición (PMU) hasta el despliegue de información en forma remota (PDC Corporativo). En consecuencia, se deben implementar todos los enlaces de comunicación que sean necesarios, para el uso exclusivo y dedicado de este sistema de monitoreo.

6.4.2 Conceptos Generales

Se describen en forma general los conceptos básicos de interconexión de redes. Estos conceptos son utilizados en este capítulo, siendo fundamentales para comprender las funciones de los dispositivos.

6.4.2.1 Concepto de Red

El objetivo de una red es entregar acceso a la información con independencia del tiempo a dispositivos y usuarios con el fin de:

- Incrementar la productividad.
- Accionar dispositivos en un momento y en tiempos determinados de operación.
- Interconectar dispositivos tales como PMU, PDC, aplicaciones, otros.

6.4.2.2 Modelo de Referencia OSI (*Open System Interconnection*)

El nombre con el cual se conoce a la norma ISO/IEC 7498-1, es el modelo OSI. Es un modelo de referencia para los protocolos de red de arquitectura en capas. El modelo está dividido en 7 capas. Sus ventajas son:

- Proporciona una forma de entender cómo funciona una red.
- Sirve de marco de trabajo para crear estándares, dispositivos y arquitecturas de red.
- Separa la (compleja) operación de una red en elementos simples.
- Permite a los ingenieros centrarse en el diseño y desarrollo de funciones modulares.

- Posibilita definir interfaces estándar para compatibilidad e integración entre distintos fabricantes.

6.4.2.3 Capas del Modelo

CAPA	DESCRIPCIÓN	OBSERVACIONES
Capa 7: Aplicación	Interfaz de usuario	Telnet ³ , HTTP ⁴ , procesador de texto, etc.
Capa 6: Presentación	La capa de presentación proporciona diversas funciones de conversión y codificación que se aplican a los datos de la capa de aplicación.	ASCII, JPEG, docx (de Word), etc.
Capa 5: Sesión	Mantiene separados los datos de distintas aplicaciones	Sistemas Operativos (Windows, Linux, OSX), programas de acceso a aplicaciones
Capa 4: Transporte	Distribución fiable o no fiable, corrección de errores antes de enviar los datos	TCP ⁵ , UDP ⁶ , SPX ⁷
Capa 3: Red	Proporciona direccionamiento lógico	IP ⁸
Capa 2: Enlace de Datos	Combinar bits en Byte, y Byte en tramas (frames). Detectar errores (no corregir).	IEEE 802.3 ⁹ , IEEE 802.11 (norma padre del Wifi)
Capa 1: Física	Medio por el cual se transportará la información, Fibra óptica, cable UTP, por el aire, etc.	

Tabla 6-4 Capas del modelo

Nota: En este documento se analizarán enlaces (Capa 1) y equipamiento que trabajan en las capas 2, 3 y 4

³ Telnet: Telecommunication Network, recomendación RFC 854

⁴ HTTP: Hypertext Transfer Protocol, recomendación RFC 2616

⁵ TCP: Transmission Control Protocol, protocolo orientado a la conexión confiable, recomendación RFC 793

⁶ UDP: User Datagram Protocol, protocolo no orientado a la conexión, recomendación RFC 768

⁷ SPX: Sequenced Packet Exchange, recomendación RFC 1412

⁸ IP: Internet Protocol, recomendación RFC 791

⁹ IEEE 802.3: Estándar de las redes Ethernet

6.4.2.4 Convención de Esquemas (utilizados solo en este capítulo)



6.4.2.5 Modelo Jerárquico de una Red

Las redes no pueden ser divididas en subredes basándose únicamente en la cantidad de dispositivos o usuarios. El tráfico (de datos) pasando por una red supone emplear técnicas de enrutamiento y conmutación eficientes.

Adelantándonos un poco en las funciones de dispositivos:

Enrutamiento: corresponde a una de las funciones que cumplen los Routers, cada dispositivo tiene una dirección IP y los routers se encargan de llevar la información (encontrar la ruta), desde un dispositivo con una IP (origen) a un dispositivo con una IP de destino.

Conmutación: corresponde a una de las funciones que cumplen los switch. Los switch pueden conmutar (multiplexar) el tráfico de uno o varios dispositivos y llevarlos a uno o varios dispositivos.

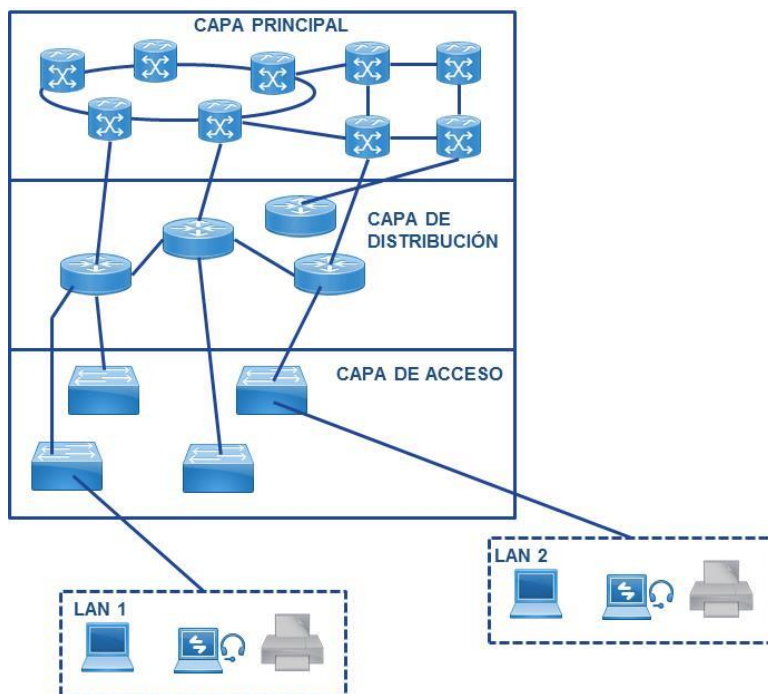


Figura 6-1

- **Capa de Acceso**

La capa de acceso es el punto donde los dispositivos se conectan a la red. Los dispositivos, usuarios y recursos que se utilizan con mayor frecuencia están disponibles a nivel local. El tráfico hacia y desde los recursos locales están confinados entre switch, dispositivos y usuarios.

- **Capa de Distribución**

La función de esta capa es realizar funciones de enrutamiento, filtrado y acceso a la WAN¹⁰. Otras funciones son:

- .- Enrutar el tráfico para proporcionar acceso a distintos departamentos o grupos de trabajo (enrutar LAN¹¹)
- .- Proporcionar servicios de seguridad y filtrado
- .- Segmentar la red entre múltiples puntos de difusión y multidifusión.

- **Capa Principal**

La capa principal, también conocida como “*backbone*”, se encarga de desviar el tráfico lo más rápidamente posible hacia los dispositivos finales y servicios. Estos servicios pueden ser, internet, video conferencia, etc. En un ambiente de operadores de telecomunicaciones, esto se conoce como la WAN.

6.4.2.6 Redes Ethernet

Ethernet corresponde al estándar IEEE 802.3, y es la tecnología más utilizada para establecer conexiones de área local (LAN). Ethernet utiliza el método de acceso al medio (algún tipo de cable: UTP, FO) conocido como CSMA/CD¹², acceso múltiple con portadora y detección de colisiones.

CSMA/CD es un conjunto de reglas que determina el modo de respuesta de los dispositivos de red cuando dos o más de ellos intentan transmitir datos en forma simultánea. La transmisión de datos por múltiples equipos simultáneamente a través de la red produce una colisión.

Cada equipo de red inspecciona el medio en busca de tráfico en la red. Únicamente cuando detecta que el medio está libre de tráfico envía los datos quedando todos los otros dispositivos a la espera de que los datos lleguen a su destino y quede libre el medio.

¹⁰ WAN: Wide Area Network, norma IEEE 802.6

¹¹ LAN: Local Area Network, norma IEEE 802.6

¹² CSMA/CD: Carrier Sense Múltiple Access with Collision Detection, estándar IEEE 802.3

Una colisión se produce cuando dos o más dispositivos detectan simultáneamente que el medio está libre de tráfico e intentan enviar datos en forma simultánea. El o los dispositivos detectan la colisión, quedan en espera un tiempo aleatorio y a continuación intenta retransmitir los datos. Si un dispositivo particular, vuelve a detectar una colisión, vuelve a quedar en espera el doble del tiempo anterior antes de reintentar transmitir.

Este método de acceso y su funcionamiento es el que explica porque en las redes LAN Ethernet no se debe tener una gran cantidad de dispositivos, ya que se producirán muchas colisiones bajando el rendimiento de la red. Si varios equipos se encuentran interconectados en la misma red LAN Ethernet, se dice que están en el mismo dominio de colisión.

Respecto de las velocidades, actualmente se pueden alcanzar velocidades de transmisión de datos de:

- 10 Mbps: Ethernet
- 100 Mbps: FastEthernet
- 1000 Mbps = 1 Gbps: GigaEthernet

6.4.3 Switch de Capa 2

Los switch son dispositivos de red que permiten la interconexión de equipos dentro de una misma red LAN. En la actualidad prácticamente el 100% de las redes LAN utilizan una topología en estrella, siendo el switch el elemento central.

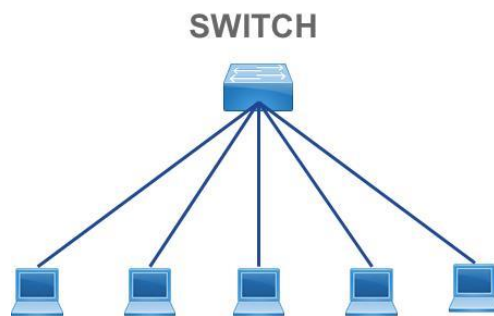


Figura 6-2

La función básica de un switch es unir y conectar dispositivos de red. No proporciona conectividad con otras redes y no proporciona conectividad con internet.

6.4.3.1 Características de un Switch

Puertos: permite la conexión de múltiples dispositivos, como: PMU, Notebook, routers, otros switch, etc. Estos deben tener interfaz Ethernet.

Velocidades de los puertos: Se tiene equipos que tienen puertas 10/100 Mbps o 10/100/1000 Mbps, opciones que se configuran por software.

Puertos ópticos: Tienen la posibilidad de conectar directamente en FO

Modularidad: Existen switch que son modulares, permitiendo agregar tarjetas con puertas adicionales de distinto tipo. Esto permite, por ejemplo, comenzar con un switch con un módulo de 8 puertas 10/100/1000 y colocar otro módulo cuando se requiera.

6.4.3.2 Funcionamiento de un Switch

La función básica de un switch es conmutar paquetes, lo que consiste en transferir datos entre diferentes dispositivos de una red. El estándar de Ethernet define que los datos que deben ser transmitidos deben ser divididos en tramas, a cada trama se le añade una determinada información de control llamada cabecera. Dicha cabecera contiene la dirección MAC¹³ tanto del emisor como del receptor.

Los switch tienen una de direcciones MAC, que contiene las direcciones MAC de todos los dispositivos, junto con el puerto al que están conectadas. De esta forma cuando llega una trama con una dirección MAC de destino, es enviada al puerto correspondiente.

6.4.3.3 Estándares que deben cumplir los equipos Switch

IEEE 802.1q: En éste estándar se define el establecimiento de VLAN (*Virtual Local Area Network*), redes privadas virtuales. Las redes privadas virtuales permiten dividir los dominios de colisión de los dispositivos conectados a un switch, en este caso se define la puerta como acceso. También se define en el estándar, modos de conexión de tipo trunking para la conexión entre switches, lo que permite transportar varias VLAN.

IEEE 802.1p: Estándar que proporciona priorización de tráfico y filtrado multicast dinámico. Esencialmente, proporciona un mecanismo para implementar Calidad de Servicio (QoS) a nivel de MAC (Media Access Control), CoS

¹³ MAC: Media Access Control, estándar IEEE 802.3

IEC 61850-3

IEEE 1613

6.4.4 Router

Los routers son dispositivos de red que operan en capa 3 y capa 4. Un router es un dispositivo que permite enrutar paquetes de tráfico entre redes. La primera función de un router es determinar si el destinatario de un paquete se encuentra en una red conectada directamente a una puerta del router o está en una red remota. Para determinarlo, utiliza la máscara de subred que se configura en los dispositivos de red.

NOTA: Al configurar el direccionamiento IP de un dispositivo de red, se deben configurar 3 parámetros:

- .- Dirección IP: IP del dispositivo

- .- Máscara de Subred: dirección IP de la red a la que pertenece (la IP del dispositivo está contenida en la dirección IP de la red.

- .- Puerta del Enlace: Dirección IP del dispositivo o la interfaz del dispositivo que conoce como "llegar" a otras redes (router)

La máscara de subred es parecida a la dirección IP del dispositivo y determina a que grupo de dispositivos pertenece. Si la máscara de subred de un paquete de información enviado no se corresponde a la red de ordenadores de por ejemplo, nuestra oficina, el router determinará, lógicamente que el destino de ese paquete está en alguna otra red.

6.4.4.1 Proceso de Ruteo

Cada dispositivo de red, tiene una interfaz de red (en el caso de un computador, corresponde a la tarjeta de red). La interfaz de red gestiona la salida y entrada de información, y tiene una identificación propia (física) llamada dirección MAC, la cual es única y viene de fábrica. A esta dirección física se puede asociar una dirección lógica, llamada IP. En la Figura 6-3 Ejemplo es posible ver un ejemplo en donde la PMU/PDC y el actuador tienen direcciones IP distintas, direcciones MAC distintas y pertenecen a dos subredes distintas.

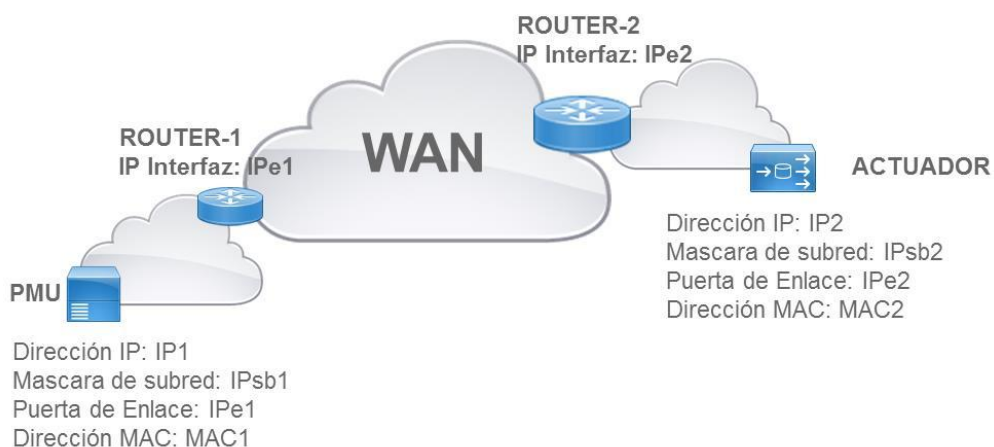


Figura 6-3 Ejemplo

El router asocia la dirección física (MAC) con la dirección lógica (IP). Una vez que nos identificamos en la red IP (capa 3) con nuestra dirección IP, los routers entre nosotros y otros puntos "crearán" tablas que indicarán como "localizarnos", denominadas tablas de ruteo. En el ejemplo, el ROUTER-1 tiene en su tabla de ruteo como alcanzar a la PMU y de la misma forma, el ROUTER-2 tiene en su tabla como llegar al ACTUADOR. Se puede tener muchas formas de llegar a un dispositivo, pero el router siempre tendrá como prioridad la ruta más directa. Si la PMU envía un paquete al ACTUADOR y este no llega al destino, el router (ROUTER-1) buscará otra ruta para llegar al destino (ACTUADOR), si existe, la almacena en la tabla como otra ruta. Para éste proceso, se supuso que eran los routers quienes llenaban las tablas de rutas pero en realidad existen dos formas de llenar esta tabla:

Rutas Estáticas: El programador, ingresa manualmente las rutas en cada uno de los routers entre el origen y el destino. Procedimiento que no es escalable si se tienen muchos router, ya que se deben programar las rutas para llegar a todas las redes IP.

Rutas Dinámicas: Se programa en los routers algún protocolo de ruteo dinámico, de tal forma que ellos se pasen e intercambien rutas automáticamente.

6.4.4.2 Características de los Routers

Puertos: Tienen puertos 10/100/1000 Mbps (UTP) para conectarse a la red, en caso de 1000 Mbps tienen además puertas ópticas.

Se pueden agregar rutas a la tabla de ruteo en forma estática y dinámica (a través de algún protocolo de ruteo dinámico).

Modularidad: Existen modelos de routers a los cuales se les pueden agregar interfaces con puertas en switch de tal forma que en una red los dispositivos se podrían conectar directamente al router.

6.4.4.3 Protocolos que deben cumplir los Routers

- Protocolos
 - IPv4: RFC 791
 - IPv6: RFC 2460
 - Static routes
 - Open Shortest Path First (OSPF): RFC 1131
 - Border Gateway Protocol (BGP): RFC 1654
 - BGP Router Reflector: RFC 1966
 - Intermediate System-to-Intermediate System (IS-IS)
 - Multicast Internet Group Management Protocol (IGMPv3) Protocol Independent Multicast sparse mode (PIM SM)
 - PIM Source Specific Multicast (SSM)
 - Distance Vector Multicast Routing Protocol (DVMRP)
 - IPSec
 - Generic Routing Encapsulation (GRE): RFC 2784
 - Bi-Directional Forwarding Detection (BFD)
 - IPv4-to-IPv6 Multicast
 - MPLS
 - L2TPv3: RFC 3931
 - IEEE 802.1ag
 - L2 and L3 VPN.
- Encapsulación
 - Ethernet
 - 802.1q VLAN
 - Point-to-Point Protocol (PPP)
- Manejo de tráfico
 - QoS
 - Class-Based Weighted Fair Queuing (CBWFQ)
 - Weighted Random Early Detection (WRED)
 - Hierarchical QoS
 - Policy-Based Routing (PBR)
 - Performance Routing (PfR)

- Network-Based Advanced Routing (NBAR)
- IEC 61850-3
- IEEE 1613

6.4.5 Switch de Capa 3

Corresponden a switch que tienen las mismas funcionalidades de capa 2, que incorporan algunas funcionalidades de routing, como por ejemplo determinación de un camino basado en informaciones de la capa de red y soporte de protocolos de ruteo.

Los switches de capa 3 son particularmente recomendados para la segmentación de redes LAN muy grandes, donde la simple utilización de switches de capa 2 provocaría una pérdida de rendimiento y eficiencia de la LAN, debido a la cantidad excesiva de usuarios.

6.4.6 Switch de Capa 4

Incorporan las funcionalidades de un conmutador de la capa 3; la habilidad de implementar la políticas y filtros a partir de informaciones de la capa 4 o superiores, como puertos TCP/UDP, SNMP, FTP, etc.

6.4.7 Enlaces de Comunicaciones

6.4.7.1 Tipos de Enlaces

TIPO DE ENLACE	CUMPLIMIENTO EXIGENCIAS	OBSERVACIONES
Fibra Óptica oscura	Cumple	
Enlace de transmisión vía SDH	Cumple	
Fibra Óptica coloreada	Cumple	
VPN	Cumple	Cumple solo si se implementa con un enlace redundante del mismo tipo para obtener la disponibilidad requerida.
Enlace de Microondas	Cumple	La interferencia es improbable por cuanto este tipo de enlaces está regulado mediante asignación de frecuencias.
VHF/UHF	No cumple	La latencia y la disponibilidad son dependientes de las condiciones geográficas del enlace. La latencia puede llegar a ser superior a los 200 milisegundos exigidos.
Enlace en la banda de 5.8 Ghz	No cumple	La latencia y la disponibilidad son dependientes de las condiciones geográficas del enlace. La latencia puede llegar a ser superior a 200 milisegundos. La disponibilidad puede ser superada en un esquema 1+1. Sin embargo, adicionalmente, y dado que este enlace es del tipo inalámbrico, está afecto a interferencia por otros enlaces en la misma banda y subbandas.
Enlace satelital VSAT	No cumple	Latencia excesiva y superior a los 200 milisegundos exigidos en el Anexo Técnico Sistema de Monitoreo.
3G	No cumple	Este tipo de enlaces presenta un jitter (variabilidad de la latencia) variable por lo que la latencia puede llegar a ser superior a los 200 milisegundos exigidos. Adicionalmente, no cumple con la disponibilidad exigida.
LTE	No cumple	Este tipo de enlaces presenta un jitter (variabilidad de la latencia) variable por lo que la latencia puede llegar a ser superior a los 200 milisegundos exigidos. Adicionalmente, no cumple con la disponibilidad exigida.

Tabla 6-5 Tipos de enlaces

6.4.7.2 Fibra Óptica Oscura

Se conoce como Fibra Óptica oscura, a un enlace de FO que no tiene elementos activos que trabajen con longitudes de onda. Esta puede ser propia o arrendada y de tipo monomodo.

6.4.7.2.1 Normas

UIT-TG-652

6.4.7.2.2 Arquitectura



Figura 6-4

El enlace de FO debe ser terminado en ambos extremos en un distribuidor de fibra óptica (ODF: *Optical Distribution Frames*) raqueable ETSI, con conectores SC. Desde el ODF sale un cordón óptico (*jumper*) que se conecta a un switch o un router.

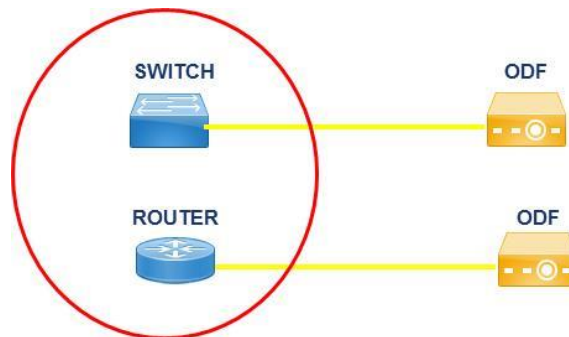


Figura 6-5

La conexión al switch o router puede ser directamente en FO o pasar por un conversor de FO a UTP.

6.4.7.2.3 Distribución en Edificios

La llegada hacia el dispositivo de comunicación (Router o Switch), debe ser a través de canaletas de FO para proteger el cordón óptico.

6.4.7.2.4 Anchos de banda y latencia requeridos

Este tipo de enlace no tiene restricción de ancho de banda, correspondiendo a una de las soluciones óptimas para esta red WAM (además de microondas), y en consecuencia, debe utilizarse toda vez que sea posible. Las latencias propias de este tipo de enlace son del orden de 5 microsegundos por kilómetro. Esta latencia es solo de la fibra óptica y no toma en cuenta las latencias introducidas por los protocolos de comunicación utilizados, enrutamientos, encriptación de datos, transformaciones de datos, etc.

6.4.7.3 Enlace vía transmisión SDH

La tecnología de transporte SDH (*Synchronous Digital Hierachy*) se especificó en 1988 para lograr mayores velocidades de transferencia de datos, encapsulando la información en contenedores. Esta tecnología permite asegurar calidad de servicio, utiliza FO para el transporte y hace uso de dos pelos de FO (uno para transmisión y otro para recepción) y se utiliza fundamentalmente cuando se deben asegurar los anchos de banda.

CONTENEDOR	VELOCIDAD DE TRANSFERENCIA
C-12	2 Mbps
STM-1	155 Mbps
STM-4	622,08 Mbps
STM-16	2.488,32 Mbps

Tabla 6-6

Nota: En la Tabla 6-6 se presentan solo algunos de los contenedores.

6.4.7.3.1 Normas

- ITU-T G.803 Arquitectura de las Redes SONET/SDH.
- ITU-T G.810 Definiciones y terminología.
- ITU-T G.811 Temporización de relojes primarios.
- ITU-T G.783 Características de los bloques funcionales del equipo de la jerarquía digital síncrona
- ITU-T G.784 Gestión SDH.

6.4.7.3.2 Arquitectura



Figura 6-6

Los equipos terminales SDH deben entregar la información en interfaces FastEthernet o GigaEthernet o directamente en SDH, no siendo esta última opción muy utilizada. La entrega de la Información se hace a un router o a un switch.

La conexión al switch o router puede ser directamente en FO o pasar por un conversor de FO a UTP.

6.4.7.3.3 Distribución en edificios.

La llegada hacia el dispositivo de comunicación (Router o Switch), debe ser a través de canaletas de FO para proteger el cordón óptico.

6.4.7.3.4 Ancho de Banda y Latencia requeridos

Contenedor C12 (2 Mbps) para el transporte de las señales desde las PMU/PDC. La latencia de este tipo de enlaces es menor a 30 microsegundos.

6.4.7.3.5 Gestión

Si se requieren gestionar o monitorear los equipos se puede considerar otro contenedor C12.

6.4.7.4 Fibra Óptica "Coloreada"

Se conoce como FO coloreada a las tecnologías que utilizan las longitudes de onda de la luz del láser que se inserta en la FO. Permite utilizar más eficientemente la FO ya que se pueden transmitir varias señales (por distintas longitudes de onda) por un sólo pelo de FO.

Su uso está definido para la banda de 1530 – 1610nm, con un espaciado entre canales de 0.8nm y 1.6nm. Entre las tecnologías más utilizadas que utilizan esta forma de transmisión tenemos:

- DWDM (*Dense Wavelength Division Multiplexing*): Muy utilizada en las FO troncales de los operadores de telecomunicaciones en Chile, para transmisiones a largas distancias.
- CDWM (*Coarse wavelength Division Multiplexing*): Se utiliza principalmente para “descargar” la información contenida en longitudes de onda particulares, o para entregar servicio a clientes.
- RoADM (*Reconfigurable optical add-drop multiplexer*): Se utiliza principalmente para la conformación de anillos metropolitanos de gran velocidad, entregando la información en interfaces FastEthernet, GigaEthernet, TGEthernet (TenGigaethernet), etc

En forma similar a SDH se definen contenedores como los mostrados en la Tabla 6-7:

CONTENEDOR	VELOCIDAD DE TRANSFERENCIA
C-12	2 Mbps
STM-1	155 Mbps
STM-4	622,08 Mbps
STM-16	2.488,32 Mbps

Tabla 6-7

6.4.7.4.1 Normas

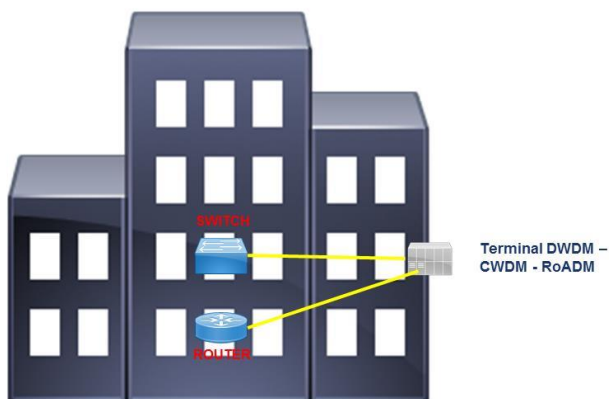
- ITU-T G.694.2
- ITU-T G.691: interfaces ópticas para sistemas STM-64, STM-256 de un solo canal y otros sistemas de la jerarquía digital síncrona con amplificadores ópticos.
- ITU-T G.692: Interfaces ópticas para sistemas multicanales con amplificadores ópticos
- ITU-T G.693: Interfaces ópticas para sistemas intraoficina
- ITU-T G.694.1: Spectral grids for WDM applications: DWDM frequency grid
- ITU-T G.957: interfaces ópticas para equipos y sistemas relacionados con la jerarquía digital síncrona
- ITU-T G.959.1: Interfaces de capa física de red de transporte óptica

6.4.7.4.2 Arquitectura



Figura 6-7

Los equipos terminales SDH deben entregar la información en interfaces FastEthernet o GigaEthernet o directamente en SDH, no siendo esta opción muy utilizada. La entrega de la Información se hace a un router o un switch.

*Figura 6-8*

La conexión al switch o router puede ser directamente en FO o pasar por un conversor de FO a UTP.

6.4.7.4.3 Distribución en edificios.

La llegada hacia el dispositivo de comunicación (Router o Switch), debe ser a través de canaletas de FO para proteger el cordón óptico.

6.4.7.4.4 Ancho de banda y latencia requeridos

Este tipo de enlace no tiene restricción de ancho de banda, correspondiendo también a una solución óptima junto con la Fibra Óptica oscura y enlaces de microondas. Las latencias propias de este tipo de enlace son del orden de 5 microsegundos por kilómetro. Esta latencia es solo de la fibra óptica y no toma en cuenta las latencias introducidas por los equipos y protocolos de comunicación utilizados, enrutamientos, encriptación de datos, transformaciones de datos, etc.

6.4.7.4.5 Gestión

Si se requiere gestionar o monitorear los equipos se pueden considerar 2 Mbps adicionales.

6.4.7.5 VPN (*Virtual Private Network*)

La red privada virtual es una tecnología de red que permite transferir información dentro de una red pública (como internet) o en una red privada en la que operan otras empresas. Con ésta tecnología se logra enviar y recibir información entre dos puntos pasando por medios físicos compartidos. Con esto se logra que la información no se mezcle con la de otros usuarios de la misma red.

En Chile, el servicio es entregado por los operadores y sus anchos de banda varían de entre 2 Mbps a 10 Gbps. En general, el servicio ofertado es del tipo BE (*Best Effort*), lo que significa que no se tiene asegurado el ancho de banda en el trayecto extremo a extremo. Se tienen servicios con QoS garantizado aplicando reglas de calidad de servicio.

Principalmente, las VPNs son establecidas sobre redes IP-MPLS, por lo que las VPN son de capa 3 (red), lo que significa que la información enviada debe contar con una IP de origen, aunque es posible pasar tráfico en capa 2 estableciendo un protocolo como L2TPv3 o encriptando los datos.

Existen muchos tipos de VPNs, como por ejemplo:

.- PPTP: Point-to-Point Tunneling Protocol

.- IPSec: Provee confidencialidad, integridad, autenticidad y protección, utilizando Authentication Protocol (AH) y Encapsulated Security Payload (ESP). Es muy utilizado cuando se quiere establecer una VPN por Internet o por medios donde se tiene poca seguridad (como 3G, LTE, enlaces satelitales, etc.)

.- L2TP: Layer-2 tunnel Protocol.

6.4.7.5.1 Normas

RFC0791: Protocolo IP v4

RFC1180: Tutorial IP v4

RFC1780: Estándares de Internet IP v4

RFC2460: Protocolo IP v6

RFC2462: Configuración Automática sin Estado de Direcciones IPv6

RFC 2685: Virtual Private Networks Identifier

RFC 2917: A Core MPLS IP VPN Architecture

RFC 2474: Definición del campo de servicios diferenciados (DS) en los encabezados IPv4 e IPv6

RFC 2475: An Architecture for Differentiated Services

6.4.7.5.2 Arquitectura

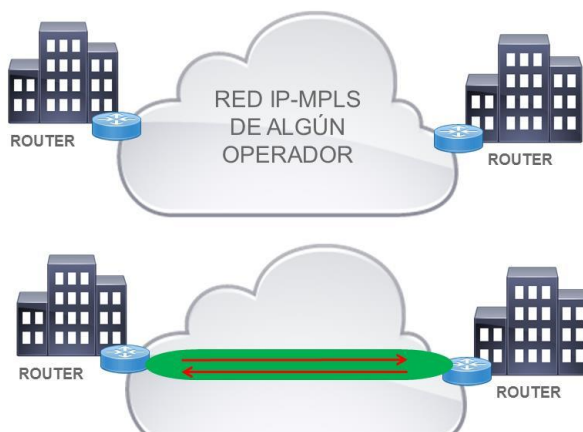


Figura 6-9

El operador instala un router en cada uno de los extremos del enlace (recordar que la VPN que se establece es capa 3), y se establece un "Túnel" entre ambos extremos. Así, para todos los "clientes" que utilicen la red IP-MPLS del operador se establecerán túneles que no se comunican entre ellos.

Para la comunicación con los equipos propios, se puede instalar un router o un switch y el uso de uno o de otro dependerá del tipo de datos que se quiera transmitir y recepcionar, por ejemplo; comunicación con equipos de una misma red LAN (direccionamiento IP en la misma red).



Figura 6-10

Si el direccionamiento IP es distinto en ambos extremos y no se quiere intervenir el router del operador, se requiere "rutear" las IP por lo que se requiere otro router.



Figura 6-11

Y en caso que se quiera redundancia de enlace:

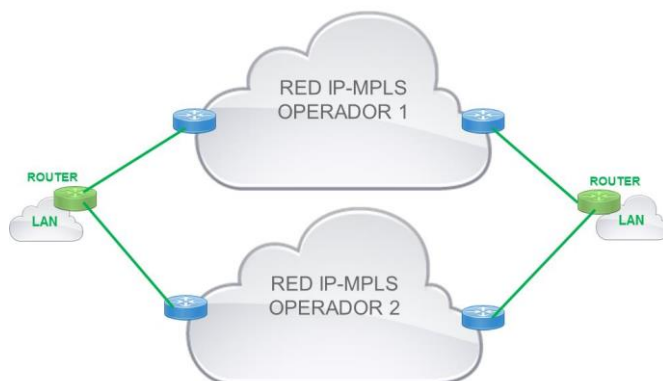


Figura 6-12

6.4.7.5.3 Ancho de banda y Latencia requeridos

Considerando la criticidad de los datos que se transmitirán se debe solicitar al operador la aplicación de QoS estricto a los 2 Mbps que se requieren.

En general, los proveedores ofrecen latencias no superiores a 50 milisegundos

NOTA: En el documento se hará mención a QoS refiriéndose a CoS y ToS (CoS: *Class of Service*, ToS: *Type of Service*)

6.4.7.5.4 Gestión

Si se requiere gestionar o monitorear los equipos se pueden considerar 2 Mbps adicionales.

6.4.7.6 Enlace de Microondas terrestres (MMOO)

Corresponde a un sistema de comunicaciones entre puntos fijos situados en la superficie terrestre. Comercialmente se las frecuencias van entre los 800 Hz a los 42 Ghz, aunque en Chile las bandas más utilizadas son 12 Ghz, 13 Ghz, 15 Ghz, 17 Ghz.

Su forma de comunicación es dúplex y cuenta con una sub-banda para la transmisión y una sub-banda para la recepción. El enlace se establece en condiciones de LOS (*Line of Sight*) y sus principales aplicaciones son:

- Telefonía básica (canales telefónicos)
- Datos
- Canales de Televisión
- Vídeo
- Telefonía Celular (Troncales)

Para hacer más segura la comunicación se puede establecer 3 tipos de diversidad:

Diversidad de espacio: Es la más utilizada y consiste en colocar dos o más antenas separadas con varias longitudes de onda si se instalan en la misma torre. Se utiliza una banda de frecuencia y la información es recibida por dos o más trayectos. El concepto es que una señal que transita por dos o más caminos distintos, no tendrán los mismos puntos de interferencia. En Chile usualmente se establece la diversidad de espacio con dos antenas.

Diversidad de Frecuencia: Con esta técnica se cuenta con dos bandas de frecuencia para la transmisión y recepción. Una misma señal de frecuencia intermedia es modulada en dos bandas. En el

receptor se reciben ambas portadoras y se utiliza la que tenga mejor calidad. El concepto es que al tener dos frecuencias distintas no experimentaran el mismo desvanecimiento en el trayecto.

Diversidad de Polarización: No siendo muy utilizada, consiste en enviar una misma señal por dos antenas, una con polarización vertical y la otra con polarización horizontal.

Los sistemas MMOO han alcanzado una gran confiabilidad, utilizándose como patrón un SLA de 99,98% para un enlace de 6 Km (25 seg al año), esto puede mejorar bastante con diversidad de espacio o diversidad de frecuencia.

6.4.7.6.1 Normas

ITU-R Serie F

6.4.7.6.2 Arquitectura

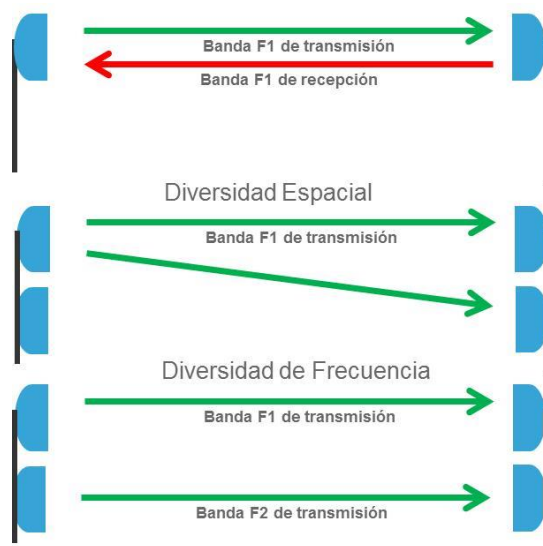


Figura 6-13

Los equipos MMOO están conformados por dos elementos (macro), una ODU (*OutDoor Unit*) y una IDU (*InDoor Unit*). La ODU corresponde a la antena instalada en la torre y la IDU corresponde a la unidad de procesamiento del sistema. Esta puede tener interfaces de salida de muchos tipos como por ejemplo G.703, E1s, etc. La que interesa para la aplicación de la red WAM son las Interfaces FastEthernet.

En general los equipos MMOO pueden entregar QoS en capa 2 por lo que se puede hacer diferencia en los tráficos. La IDU con interfaz FastEthernet puede ser conectada a un Router o un switch dependiendo de la aplicación.

6.4.7.6.3 Ancho de banda y latencia requeridos

Por la criticidad de los datos que se enviarán se debe solicitar al operador la aplicación de QoS estricto a los 2 Mbps que se requieren.

Las latencias de los enlaces de microondas son del orden de 100 milisegundos, considerando las latencias introducidas por equipos. La latencia definitiva solo puede determinarse son mediante un análisis de la geografía del enlace.

6.4.7.6.4 Gestión

Si se requiere gestionar o monitorear los equipos se pueden considerar 2 Mbps adicionales.

6.4.7.7 VHF/UHF

Estos enlaces deben ser punto a punto en condiciones de LOS (para asegurar la comunicación). Su SLA es de 99,5 % en estas condiciones. Las bandas disponibles son:

BANDA	RANGO	OBSERVACIONES
VHF (Very High Frequency)	30 a 300 (Mhz)	Las bandas que pueden ser utilizadas varían según el país
UHF (Ultra High Frequency)	300 (Mhz) a 3 (Ghz)	Las bandas que pueden ser utilizadas varían según el país

Tabla 6-8

Actualmente se pueden lograr más de 4 Mbps con ambas tecnologías.

6.4.7.7.1 Normas

- ITU-R M.489-2
- ITU-R P.370-7
- ITU R-HDB-44-2002
- Normativa Chilena VHF: <http://www.leychile.cl/Consulta/listaresultadosimple?cadena=VHF>
- Normativa chilena UHF: <http://www.leychile.cl/Consulta/listaresultadosimple?cadena=UHF>

6.4.7.7.2 Arquitectura



Figura 6-14

Los equipos modernos de VHF y UHF poseen interfaz de salida en Fast Ethernet por lo que la conexión a la salida de la IDU es directamente a un router o switch, esto dependiendo de la aplicación.

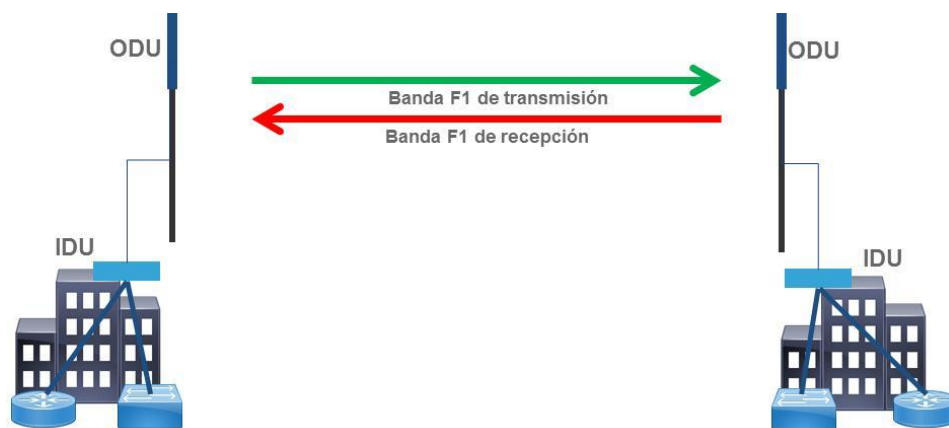


Figura 6-15

Para el caso que se deba hacer saltos para llegar al destino, la arquitectura es similar a la de los enlaces de MMOO

6.4.7.7.3 Ancho de banda y Latencia requeridos

Por la criticidad de los datos que se enviarán se debe solicitar al operador la aplicación de QoS estricto a los 2 Mbps que se requieren.

Las latencias de los enlaces VHF/UHF son del orden de 100 milisegundos, considerando las latencias introducidas por equipos. La latencia definitiva solo puede determinarse mediante un análisis de la geografía del enlace.

6.4.7.7.4 Gestión

Si se requiere gestionar o monitorear los equipos se puede considerar 2 Mbps adicionales.

6.4.7.8 Enlaces en la Banda de 5.8 GHZ (WLL)

WLL (Wireless Local Loop), es una tecnología de acceso a telefonía y datos (internet o datos privados) considerado de última milla, utilizado preferentemente en sectores rurales donde no se tiene acceso vía cable. Características:

- Rápida instalación

- Se requiere de línea vista (LOS)
- El tipo de conexión es punto a punto
- Acceso a datos de hasta 10 Mbps
- Distancias de hasta 10 Km (esto depende del tamaño de la antena, potencia de transmisión y la ganancia de las antenas)

En general la etapa ODU (antena) es pasiva, estando toda la lógica del sistema en la IDU.

WLL va desde las frecuencias de 3.5 GHz a 26 GHz (aunque esto varía de país en país). En Chile es bastante utilizada en la banda de 5.8 GHz previa autorización de la SUBTEL (Subsecretaría de Telecomunicaciones). Otro ejemplo en Chile (pero con distinto método de acceso) es la tecnología Wimax en sus rev D y E implementada por tres operadores en Chile, pero esta no puede ser utilizada para enlaces punto a punto ya que la concesión es de acceso punto a multipunto.

6.4.7.8.1 Normas

.- IEEE 802.16: Air Interface for Fixed Broadband Wireless Access Systems (conocida como IEEE WirelessMAN air interface), para acceso fijo.

.- IEEE 802.16D: Wimax rev D, para acceso fijo

.- IEEE 802.16E: Wimax rev E, incluye movilidad.

6.4.7.8.2 Arquitectura

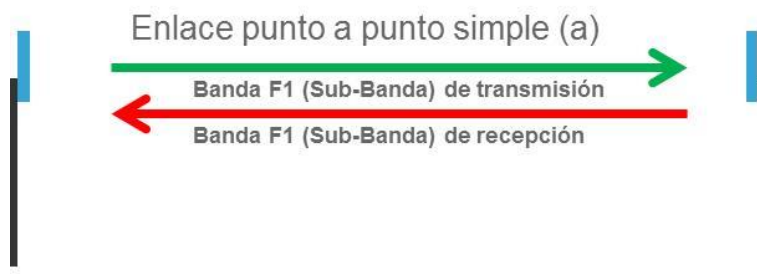


Figura 6-16



Figura 6-17



Figura 6-18

En la Figura 6-16 se muestra un enlace punto a punto simple en el cual se tiene una banda de frecuencia (asignada), con la sub-banda de transmisión y la sub-banda de recepción.

En la Figura 6-17 se muestra un esquema de redundancia vía diversidad espacial y de frecuencia.

En la Figura 6-18 se muestra el mismo enlace con redundancia pero con más separación espacial.

Los equipos modelos WLL en la banda de 5.8 GHz poseen interfaces FastEthernet para la conexión por lo que la conexión de la IDU del sistema puede realizarse a través de un switch o un router dependiendo de la aplicación.



Figura 6-19

En caso de caída de uno de los enlaces si se cuenta con diversidad (de espacio y frecuencia), la conmutación al enlace de respaldo se puede realizar en capa 2 (switch) o en capa 3 (router)



Figura 6-20



Figura 6-21

6.4.7.8.3 Ancho de banda y Latencia requeridos

Por la criticidad de los datos que se enviarán se debe programar QoS estricto a los 2 Mbps que se requieren.

Las latencias de los enlaces WLL son del orden de 100 milisegundos, considerando las latencias introducidas por equipos. La latencia definitiva solo puede determinarse mediante un análisis de la geografía del enlace.

6.4.7.8.4 Gestión

Si se requiere gestionar o monitorear los equipos se puede considerar 2 Mbps adicionales.

6.4.7.9 Enlace Satelital VSAT

Los enlaces satelitales permiten transmitir datos a sitios distantes geográficamente o de difícil acceso para los cuales no se tiene acceso con un enlace físico.

Los enlaces VSAT (*Very Small Aperture Terminals*), son terminales pequeños (antenas de 0,75 a 3,8 mts), que permiten conectarse a un satélite el cual lleva la información a un concentrador (Hub) o telepuerto, desde donde es enviado al destino. Sus principales características son:

- Fácil instalación
- Ancho de banda garantizado
- En servicio es independiente de la distancia
- Tienen una disponibilidad de 99,5 %
- Tienen un retardo de propagación típico de 0,5 segundos (salto simple)

Normalmente trabajan en las bandas de frecuencia C y Ku (bandas utilizadas en Chile)

Banda C:

3700 MHz a 4200 MHz para recepción de estaciones terrenas

5925 MHz a 6425 MHz para transmisión de estaciones terrenas

Banda Ku:

11,7 GHz a 12,2 GHz para recepción de estaciones terrenas

14,0 GHz a 14,5 GHz para transmisión de estaciones terrenas

6.4.7.9.1 Normas

ITU-R S.728-1

ITU-R S.727

ITU-R S.726-1

6.4.7.9.2 Arquitectura

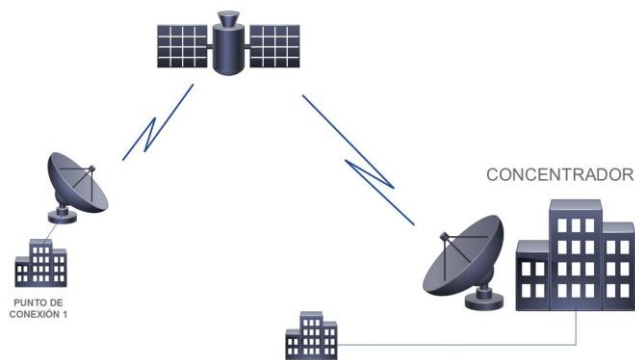


Figura 6-22

En un escenario, se tiene un acceso satelital (Conexión 1) que es enlazada vía VSAT hacia el concentrador y este entrega la información al punto de conexión 2 por medio físico.

Es un segundo escenario, se hace una conexión punto a punto a través de Antenas VSAT, el control de la comunicación se hace a través del concentrador (operador de la red satelital)

Los equipos VSAT modernos tienen salida en FastEthernet por lo que la conexión puede realizarse a través de un switch o un router dependiendo de la aplicación.

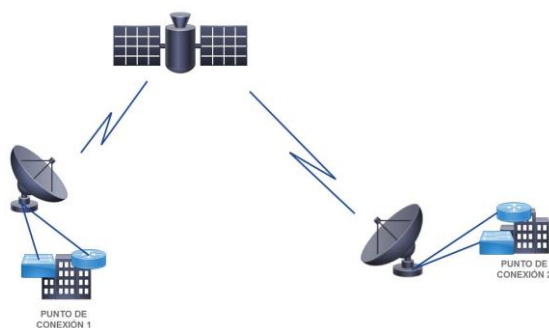


Figura 6-23

Actualmente se comercializan enlaces de 512 kbps aunque hay operadores que pueden ofrecer más con un correspondiente incremento en el costo del enlace.

6.4.7.9.3 Ancho de banda y Latencia requeridos

2 Mbps

Las latencias de este tipo de enlaces son del orden de 500 milisegundos.

6.5 Centro de Control

Las medidas sincrofasoriales arriban al Centro de Control como una representación digital de las señales originales. Las aplicaciones que utilizan estos datos corresponden a módulos que ejecutan procesamiento digital de señales y módulos que ejecutan visualización de estas señales. Consecuentemente, los equipos que conforman un centro de control consisten en equipos de computación e interfaces hombre-máquina, conectados a una red de comunicaciones mediante la cual efectúan intercambio de datos.

Una diferencia clave entre los procesos típicos de procesamiento de datos y aplicaciones sincrofasoriales es el manejo de datos en tiempo real propio de esta última. Los servidores modernos son muy rápidos y aparentan ejecutar sus tareas en tiempo real, sin embargo, en la práctica, estas tareas se ejecutan de acuerdo a prioridades predefinidas y de acuerdo a una programación interna usualmente optimizada para su máxima eficiencia.

Los procesadores que utilizan sistemas operativos estándares generalmente son más eficientes ejecutando una única tarea hasta completarla, más que ejecutando alternadamente múltiples tareas. La opción más común es mantener una alta eficiencia minimizando la alternancia entre las tareas.

Los datos sincrofasoriales son transmitidos a una frecuencia específica en mensajes cortos por lo que la alternancia entre tareas es recurrente en este tipo de aplicaciones. Estas aplicaciones necesitan ejecutarse en el mismo ciclo de procesamiento de los datos de entrada de modo que si los retardos en procesar los frames de datos son muy largos, se perderán datos.

Las aplicaciones en los centros de monitoreo de datos sincrofasoriales deben incluir almacenamiento, operación, registro de eventos, registro de errores, monitoreo del sistema en tiempo real y aplicaciones de visualización.

El registro de la operación, de los eventos y errores deberá incluir todos los errores detectados en las medidas y en los enlaces de comunicación así como las estadísticas de todos los aspectos del desempeño del sistema, datos esenciales para detectar degradación del desempeño del sistema y otros problemas similares.

El monitoreo en tiempo real alerta al operador de fallas en una manera oportuna y puede ayudar a determinar problemas emergentes o en desarrollo.

La visualización en tiempo real puede ser ejecutada de múltiples formas; desde simple gráficos hasta pantallas analíticas más complejas y/o pantallas con base geográfica. Se sugiere mantener las pantallas de visualización a un mínimo razonable de complejidad y cantidad de información tal que solo le permita al operador adquirir una conciencia global de la operación del sistema (no de detalle) y recibir alertas de la disponibilidad de los datos. Está comprobado que hay un alto valor en usar las herramientas de visualización para mejorar la conciencia situacional del sistema y, en ese sentido, es recomendable orientar a estas herramientas para que cumplan esta funcionalidad, y evitar sobrecargar las interfaces de visualización con información que el operador no puede procesar en línea.

El Centro de Control de redes WAM está normalmente basado en la plataforma computacional suministrada por el PDC Corporativo (o regional dependiendo del tamaño de la red y el país de que se trate). De esta manera, se sugiere esperar las propuestas de los proveedores de aplicaciones, quienes finalmente sugerirán qué plataforma computacional es adecuada y certificada para operar óptimamente con su producto. En consecuencia, las características de detalle del sistema computacional del PDC corporativo (y del PDC local) debe ser otorgada por el proveedor de estos PDC por cuanto él debe garantizar y asegurar el funcionamiento de la funcionalidad del PDC y de las aplicaciones que se ejecutarán en él.

Sin embargo y solo a modo informativo, se indican las siguientes características generales del equipamiento del Centro de Control, sin embargo, se reitera que debe ser el proveedor del PDC quien debe especificarlas definitivamente.

Variable	Resumen de requerimientos PDC Corporativo
Servidor	IBM o HP de última generación
CPU	Procesador con 12 núcleos o más
Memoria RAM	32 GBytes o más
Disco Duro	2x 6 Tbytes, Hot Swap

Tabla 6-9 Resumen de requerimiento

6.6 Sincronía

Actualmente, la única fuente de tiempo ampliamente disponible, confiable y precisa para sistemas sincrofasoriales es el GPS. Un GPS utiliza una constelación de satélites que transmiten señales de tiempo muy precisas que el receptor de GPS utiliza para triangular su posición.

Los códigos de tiempo de los satélites son estables y sincronizados a la base universal UTC, de modo que estas señales son usadas no solo para determinar su posición sino que también para obtener una base de tiempo muy precisa.

Una PMU puede tener un GPS instalado internamente o puede tener una interface para recibir una señal de sincronía desde un GPS externo. La señal de un GPS básico es de 1.575 MHz de modo que solo puede ser transmitida sobre distancias limitadas a no más de cien metros desde la posición de la antena propiamente tal, información a tener en consideración en caso de utilizar PMU con reloj interno. Existen las interfaces necesarias (ej.: IRIG-B) para suministrar sincronía a varios equipos receptores utilizando amplificadores y repetidores.

La interface más común es IRIG-B y tiene la precisión suficiente para sistemas sincrofasoriales.

El estándar C37.118 indica el set recomendado de códigos IRIG para una sincronía adecuada. Si el reloj GPS puede utilizar este código y la PMU es capaz de interpretarlo, entonces la PMU puede cumplir con los estándares para tener una operación confiable en la operación del sistema.

Si el GPS es interno, el tiempo y estado pueden ser derivados directamente. Los detalles para la instalación del GPS y la distribución del tiempo deben ser otorgados por el proveedor.

Para la red WAM del CDEC SIC, se recomienda la utilización de unidades de sincronía externa (unidades de reloj) con salidas estandarizadas IRIG-B que puedan ser utilizadas por más equipos PMU u otros que lo requieran. De la misma forma, se recomienda la utilización del estándar IRIG-B no modulado por contar con una precisión mayor. Esta recomendación es aplicable aún cuando exista una sola PMU en una subestación.

CAPITULO VII - DIMENSIONAMIENTO, ESPECIFICACIÓN Y DISEÑO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

7.1 Introducción

La experiencia internacional indica que los sistemas sincrofasoriales utilizan básicamente registros históricos optimizados (*Data Historian*¹⁴), para almacenar, leer y gestionar grandes volúmenes de datos, los que están caracterizados por su asociación con estampas de tiempo de alta resolución. Dependiendo del volumen de información, es posible usar bases de datos relacionales y no relacionales.

Las bases de datos relacionales¹⁵ tradicionales pueden ser usadas para administrar datos sincrofasoriales cuando se trata de registros históricos de pequeño tamaño o en aplicaciones que contengan un pequeño número de PMU's (1 a 10).

Las bases de datos no relacionales¹⁶ son utilizadas para manejar grandes cantidades de información. Estas son bases de datos que poseen características que pueden manejar, de manera mucho más eficiente, muchos terabytes de información, básicamente dividiendo los datos en pequeños bloques, los que son procesados en paralelo. El uso de este tipo de bases de datos en sistemas de medida sincrofasorial es reciente y está en permanente desarrollo.

El volumen de información que generan los sistemas de medida sincrofasorial requiere de recursos de memoria muy grandes y, además, se debe considerar que este volumen es dinámico y crece continuamente.

Para facilitar el uso de estos datos sincrofasoriales, ellos son comúnmente almacenados en pares de tiempo-fasor en el registro histórico. Sin tomar en cuenta los bytes que se deben incorporar debido a la estructuración de los datos (que incluye un identificador), el mínimo valor posible de almacenamiento en el registro histórico es de 10 bytes por cada par de valores (4 bytes para el tiempo, 4 para datos y 2 para los flags). Si el PDC almacena datos provenientes de 100 PMU, y cada una de ellas lee 20 variables muestreadas cada una a 30 muestras por segundo, se necesitará una capacidad de almacenamiento de más de 50 Gbytes por día o 1,5 TeraBytes por mes, solo para el registro histórico (también existen

¹⁴ Un registro histórico (también conocido como Histórico de Procesos o Histórico Operacional) es un módulo de programa que registra y muestra la evolución de las variables almacenadas en función del tiempo ocupando un mínimo espacio en disco y suministrando respuestas rápidas.

¹⁵ Una base de datos relacional es aquella en que la organización de los datos está basada en un modelo relacional de datos de acuerdo a la metodología de E.F.Codd de 1970. Prácticamente todos los sistemas de bases de datos relacionales utilizan SQL (Structured Query Language) como el lenguaje para ejecutar consultas y mantener dicha base de datos.

¹⁶ Una base de datos no relacional es aquella que no usa SQL como lenguaje principal de consulta aún cuando continúa siendo una base de datos con almacenamiento estructurado. Estas se clasifican según su forma de almacenar los datos e incorporan nuevas categorías que las bases relacionales no poseen. Este tipo de bases se desarrolló principalmente debido al manejo de gran cantidad de datos requerido por compañías como Google, Amazon, Twitter y Facebook.

registros de eventos, alarmas, perturbaciones, etc.). Las exigencias impuestas a una base de datos de tipo relacional, considerando gestionar este volúmen de información, podría exceder sus capacidades o en el mejor de los casos hacer inoperativa la gestión de los datos debido a la ineficiencia de las consultas y de sus resultados.

En este sentido, la experiencia internacional en diferentes implementaciones de redes de sincrofasores, es de gran ayuda para comprender las grandes cantidades de datos que es necesario almacenar. Por ejemplo, TVA (*Tennessee Valley Authority*, www.tva.org) opera un Súper PDC que administra la información de más de 100 PMU. Los datos se almacenan en un registro histórico sin aplicar compresión, ocupando aproximadamente 30 GBytes por día u 11 TeraBytes en un año. Solo para efectos de comparación, un año de registro de las medidas del SCADA de TVA solo requiere 90 Gbytes de almacenamiento, menos que el 1% del volumen de datos de su sistema de medida sincrofasorial¹⁷.

La comunidad internacional de sincrofasores y redes WAM está actualmente proponiendo nuevos formatos para los datos sincrofasoriales y cambiando los formatos existentes para acomodar las características particulares de la información fasorial. Por ejemplo, el formato COMTRADE, ampliamente utilizado en la industria, está siendo modificado de modo que los datos sincrofasoriales puedan ser almacenados en este formato y se puedan utilizar en ellos la importante cantidad de herramientas que existen y que son compatibles con COMTRADE.

Actualmente no existe un estándar de almacenamiento de datos sincrofasoriales¹⁸. Los usuarios de las implementaciones actuales de redes WAM almacenan sus datos con la máxima resolución posible y al menos durante un año. Luego, analizan la información almacenada, extraen de ella la información exclusiva de perturbaciones y contingencias y las almacenan en archivos separados a objeto de facilitar la investigación y el análisis de ellas.

¹⁷ Los requerimientos de almacenamiento pueden ser reducidos comprimiendo los datos pero existe una pérdida de información. Para los SCADA, se usan técnicas de compresión que generan reducciones en los tamaños de los archivos de hasta un 90%. Sin embargo, para los datos sincrofasoriales, no pueden ser aplicados los métodos de compresión actuales, por cuanto incluso la pérdida de los bits menos significativos de los datos pueden contener información muy relevante del sistema de potencia.

¹⁸ Synchrophasor Data Quality Attributes and a Methodology for Examining Data Quality Impacts upon Synchrophasor Applications, NASPI PMU Applications Requirements Task Force, NASPI-2016-TR-002, PNNL 25262

7.2 Dimensionamiento del Almacenamiento

7.2.1 Normativa

La normativa técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT SyCS) y particularmente el Anexo Técnico Sistema de Monitoreo, establece los parámetros de base para determinar cuáles son las características mínimas requeridas para los sistemas y subsistemas de almacenamiento de información del módulo de medición fasorial del CDEC SIC, tanto en el PDC local así como en el PDC Corporativo.

Estos requerimientos se transcriben a continuación y son los siguientes:

Definiciones, h) PDC (Phasor Data Concentrator)

El PDC o Equipo Concentrador Centralizado es un equipo concentrador de datos que participa de la recepción, el almacenamiento y el procesamiento de los datos obtenidos desde cada uno de los puntos de medida fasorial proyectados y/o existentes.

Se define aquí al PDC como el elemento que administra y gestiona el almacenamiento de datos de la red WAM. Esta definición es aplicable tanto al PDC local como al PDC Corporativo.

Artículo 29 Descripción General

Todo sistema de medición fasorial requerirá a lo menos, de un equipo concentrador centralizado (PDC) que tendrá como funciones la recepción, almacenamiento y procesamiento de las medidas que han sido obtenidas desde las PMU.

De acuerdo a la arquitectura de solución presentada en el informe “Diseño e Implementación del Módulo de Medición SincroFasorial”, los PDC definidos como locales actuarán como equipos concentradores primarios que tendrán y usarán sus capacidades de recepción, almacenamiento y pre-procesamiento de las medidas obtenidas de las PMU´s que cada PDC local atiende.

Artículo 35 Aplicaciones fuera de línea

Las aplicaciones que no verifican la operación en línea deberán contar con un medio con la capacidad de almacenamiento adecuada para acceder a la información histórica de los registros.

Primariamente, se ha determinado que estas aplicaciones de análisis fuera de línea se ejecutarán en el PDC Corporativo, por lo cual se le asigna a este PDC la función primaria de almacenamiento de archivos históricos, sin perjuicio de que, por razones de respaldo, los PDC locales puedan, eventualmente, almacenar datos históricos o deban ejecutar funciones similares.

Artículo 36 Aplicaciones en línea

Para las aplicaciones que verifican la operación en línea del SI, se deberá contar con un medio con la capacidad de almacenamiento adecuado y además con un requerimiento adicional respecto de la máxima latencia,

Las aplicaciones que ejecutarán el análisis en línea de los datos residirán en el PDC Corporativo y, en consecuencia, este PDC deberá contar con una capacidad de almacenamiento tal que permita la ejecución de esta aplicación para gestionar todas las PMU disponibles en la red WAM.

Artículo 41 Tasa de transferencia y de muestreo de datos

La tasa de transferencia de datos entre la PMU y el concentrador de datos deberán ser tal que permita el almacenamiento de información con una resolución mayor o igual a 50 muestras por segundo. Se podrá utilizar un esquema de arquitectura jerárquica en la cual se tenga un centro concentrador de datos maestro y varios concentradores de datos secundarios que agrupen las distintas PMU.

Esta impone el requerimiento de que tanto el PDC local como el PDC corporativo tengan la capacidad de almacenar información con la resolución indicada y, en consecuencia, las unidades de almacenamiento ubicadas en estos PDC, deberán soportar las velocidades de registro impuestas por este requerimiento.

Artículo 52 Requerimientos del Equipo Concentrador.

El módulo de medición fasorial requerirá de un equipo concentrador que permita recibir, procesar y almacenar los registros obtenidos a partir de los equipos de medición distribuidos en los diferentes puntos del SI definidos previamente por la DO.

Se refiere al PDC local, en cuanto a que debe tener la capacidad de almacenar los registros de las PMU que atiende, y al PDC Corporativo, en cuanto a que debe ser capaz de almacenar los registros de los PDC que reportan a él.

Artículo 53 Características técnicas del equipo concentrador.

El concentrador de datos deberá tener la capacidad de operar en tiempo real, a una tasa de transmisión de datos específica y con un protocolo adecuado para tales fines. El equipo concentrador deberá ser dimensionado para almacenar los registros de a lo menos 30 días sucesivos en escala completa de 50 muestras por segundo o superior.

Se refiere a que tanto los sistemas de almacenamiento del PDC local así como del PDC Corporativo, deberán tener la capacidad de almacenar registros, en tiempo real, en forma ininterrumpida, durante al menos durante 30 días a un mínimo de 50 muestras por segundo de cada una de las variables medidas por las PMU de la red.

Artículo 55 Modularidad y Escalabilidad

El concentrador de datos deberá contar con las características técnicas adecuadas con el fin de admitir la incorporación de nuevas unidades de medición en el SI o actualizaciones en el hardware del equipamiento. Además, el equipo concentrador deberá ser compatible con todos los fabricantes de PMU.

Se refiere a que, y tal como se ha mencionado en los informes previos de este estudio, la arquitectura de solución de esta red WAM es escalable y deberá soportar la incorporación progresiva de PMU y PDC a dicha red, lo que en definitiva significa que las unidades de almacenamiento deben también ser escalables y no generar pérdida de desempeño en las aplicaciones de la red WAM

Artículo 56 Esquema Redundante

El módulo de medición fasorial deberá contar con un concentrador de datos generalizado y uno redundante para que la información pueda ser consultada en caso de ocurrencia de fallas en el equipamiento o el software del sistema.

El sistema de almacenamiento de datos disponible en el PDC Corporativo deberá contar con dispositivos de almacenamiento redundantes, es decir, dos unidades independientes grabando la misma información en forma simultánea.

Artículo 57 Almacenamiento de registros

El equipo concentrador de datos contará con una capacidad de almacenamiento tal que permita acceder a registros históricos acotados, considerando como mínimo una ventana de almacenamiento igual a 30 días. Sin perjuicio de la condición anterior, las mediciones registradas con anterioridad al límite máximo, determinado por la capacidad de almacenamiento del equipo, deberán ser incorporadas en un sitio de respaldo, pudiendo acceder a la información en el momento que el usuario así lo determine.

La capacidad de almacenamiento base de las unidades de almacenamiento del PDC local y Corporativo deberán ser tales que puedan almacenar los últimos 30 días de información en los términos indicados en el artículo 53. Sin embargo, su capacidad de almacenamiento solo estará limitada por la capacidad física de las unidades de almacenamiento o por las capacidades de procesamiento en línea

(lo primero que ocurra) definidas para este sistema (siempre considerando como base las características de desempeño manejando información mínima de 30 días)

Artículo 58 Almacenamiento de Registro de Eventos

El disco de almacenamiento de información que forma parte del concentrador de datos deberá tener la capacidad de almacenar los registros de eventos de fallas y oscilaciones que se presenten en el SI. La capacidad de almacenamiento primario deberá ser tal que permita acceder a información de los últimos 2 años. Para un período superior a 2 años, los archivos de datos deberán estar disponibles en un sitio de respaldo.

Tanto las unidades de almacenamiento de los PDC locales y PDC Corporativo, deberán almacenar los registros de eventos de fallas y oscilaciones que hayan sido definidos como tales en la configuración de ambos PDC, durante un período de dos años, a partir de los cuales los archivos deberán ser respaldados en unidades de almacenamiento distintas de las unidades de almacenamiento de esta red WAM.

7.2.2 Determinación de las Capacidades de Almacenamiento

La Tabla 7-1, y que corresponde a una transcripción de la Tabla 1-32 muestra los requerimientos básicos de capacidad para las unidades de almacenamiento del PDC Corporativo, en función de la cantidad de PMU y asumiendo que las variables son las indicadas en el informe "Diseño e Implementación del Módulo de Medición SincroFasorial" y que no habrá modificaciones al respecto (esta capacidad se incrementará en función de las PMU que se vayan agregando a la red WAM). El cálculo de esta capacidad está determinado considerando que cada PMU lee las variables 3V, 3I, F y ROCOF y transmite esta información al PDC local (y este al PDC Corporativo) a una frecuencia de 50 frames/seg. (80 bytes por PMU por muestra a una tasa de 50 muestras/seg)

PMU qty	Giga Bytes					
	seg	Min	Hora	día	mes	año
1	0,0000037	0,0002235	0,0134	0,3219	9,656	117,5
10	0,0000373	0,0022352	0,1341	3,2187	96,560	1.174,8
30	0,0001118	0,0067055	0,4023	9,6560	289,679	3.524,4
40	0,0001490	0,0089407	0,5364	12,8746	386,238	4.699,2
100	0,0003725	0,0223517	1,3411	32,1865	965,595	11.748,1

Tabla 7-1 Requerimientos de almacenamiento del PDC Corporativo

La arquitectura de solución considera actualmente que la red WAM tendrá un mínimo de 34 PMU, cantidad que se irá incrementando progresivamente en función de las necesidades y suponiendo que no habrá cambios significativos en la cantidad de variables requeridas de medida de cada PMU. En consecuencia, asumir las capacidades con un mínimo de 40 PMU en operación es una definición apropiada aún cuando es conservadora.

No es posible estimar la capacidad de almacenamiento de eventos y alarmas requerida para los dos años solicitados, por cuanto no se conocen aún los límites de disparo con los cuales serán ajustados dichos eventos. En consecuencia, nuestra recomendación es considerar al menos un 30% de la capacidad actual que le sea asignada a la capacidad de los registros históricos.

Suponiendo 50 eventos diarios de 30 segundos, en 100 PMU se tendrían 0,558 GB diarios, equivalentes a 204 GB anuales, equivalentes a 408 GB en 2 años.

Dicho lo anterior, y de acuerdo con lo indicado por la normativa técnica, las capacidades mínimas de almacenamiento requeridas son las siguientes:

- .- Un mínimo de 0,5 TeraBytes para almacenar la información histórica equivalente a un mes en la unidad de almacenamiento principal del PDC Corporativo.

- .- Un mínimo de 0,5 Terabytes para almacenar la información histórica de un mes en la unidad de almacenamiento de respaldo del PDC Corporativo.

- .- Un mínimo de 3,6 Terabytes para almacenar la información de eventos correspondiente a 2 años en la unidad de almacenamiento principal del PDC Corporativo.

- .- Un mínimo de 3,6 Terabytes para almacenar la información de eventos correspondiente a 2 años en la unidad de almacenamiento de respaldo del PDC Corporativo.

En relación a la capacidad de almacenamiento de las unidades de los PDC local, se recomienda que la capacidad de almacenamiento sea la misma en todas las unidades PDC y equivalente a utilizar 20 PMU por cada PDC Local.

En consecuencia, las capacidades mínimas de almacenamiento requeridas para los PDC locales son las siguientes:

- .- Un mínimo de 0,2 TeraBytes para almacenar la información histórica equivalente a un mes en la unidad de almacenamiento principal del PDC Local.

- .- Un mínimo de 0,2 Terabytes para almacenar la información histórica de un mes en la unidad de almacenamiento de respaldo del PDC Local.

.- Un mínimo de 1,44 Terabytes para almacenar la información de eventos correspondiente a 2 años en la unidad de almacenamiento principal del PDC Local.

.- Un mínimo de 1,44 Terabytes para almacenar la información de eventos correspondiente a 2 años en la unidad de almacenamiento de respaldo del PDC Local.

7.2.3 Unidades de Almacenamiento recomendadas

Se recomienda utilizar unidades de almacenamiento del tipo SSD (*Solid State Drive*) entre cuyas características se cuenta el hecho de que son de 10 a 100 veces más rápidas que una unidad de disco del tipo HDD (*Hard Disk Drive*).

En particular, se recomienda la utilización de unidades SSD modulares de 1 y 2 Terabyte, a objeto de uniformar las unidades y disponer de unidades de repuesto fácilmente intercambiables cuando ello sea necesario.

El consultor recomienda la utilización de Unidades CloudSpeed Eco Gen II de la fábrica SanDisk (www.sandisk.com) o unidades SSD 850 Pro de la fábrica Samsung (www.samsung.com), ambos modelos y marcas frecuentemente utilizadas en unidades de almacenamiento de sistemas de misión crítica.

CAPITULO VIII - ESPECIFICACIÓN DEL SISTEMA DE SEGURIDADExperiencia Internacional

Muchas de las aplicaciones y sistemas de visualización sincrofasoriales han sido desarrollados para incrementar la conciencia situacional de la red eléctrica y para detectar e identificar situaciones problemáticas. Salvo experiencias muy controladas e incipientes, existen aplicaciones sincrofasoriales que generan acciones de control o tienen participación restringida en aplicaciones críticas. Debido a lo anterior, el desarrollo de estándares para seguridad en redes de monitoreo WAM está en pleno desarrollo y aún no se cuenta con estándares específicos.

Sin embargo, existen estándares de protección de la infraestructura de comunicaciones de sistemas de monitoreo (Ejemplo: estandares CIP-002 al CIP-009 en USA¹⁹⁻²⁰) que, no siendo desarrollados para sistemas sincrofasoriales, pueden ser aplicados a ellos.

Lo anterior, al menos en USA, seguirá ocurriendo así, en tanto no se desarrollen estándares específicos para sistemas de sincrofasores. Lo indicado tiene su motivación debido a que las instalaciones de equipos PMU y PDC se ejecutan dentro de subestaciones que están sujetas a los requerimientos impuestos por los actuales estándares de seguridad y eventualmente pueden compartir recursos tales como redes de comunicación de misión crítica. Esta situación de falta de estándares específicos podría revertirse en la medida que los proyectos de redes WAM continuen masificándose y particularmente, las redes WAM sean utilizadas en aplicaciones de control y/o protección.

Por otra parte, es obvio que las implementaciones de redes de sincrofasores requieren disponer de recursos/procesos independientes tales como personal especializado, equipos de la red de comunicación, procesos de intercambio de datos, configuraciones, actividades de mantenimiento, redes de comunicaciones, procesos, etc.. En consecuencia, en tanto no se disponga de estándares específicos, se recomienda utilizar como información de base la experiencia de USA y adoptar el máximo posible de sus procedimientos y recomendaciones contenidos en los siguientes estandares y guías:

¹⁹<http://theanfieldgroup.com/wp-content/uploads/2013/05/STU-Poster-CIP.pdf>

²⁰http://www.nerc.com/pa/Stand/Project%20200806%20Cyber%20Security%20Order%20706%20DL/Mapping_Document_012913.pdf

IEC 62351²¹. En este estándar se recomiendan perfiles de seguridad para varios medios de comunicación y protocolos.

NERC CIP 001 al CIP 009. Aquí se establecen estándares de ciberseguridad y cubre aspectos tales como sabotaje, identificación de activos críticos, asignación de responsabilidades, personal autorizado, inducciones, capacitaciones, perímetros de seguridad, programas de implementación, reportes, planes de recuperación, entre otros.

IEEE 1686-2013²² Aquí se describen medidas de seguridad desde la perspectiva de un IED (*Intelligent Electronic Device*)

IEEE C37.118 Estándar bajo el cual ha sido diseñada la red WAM del CDEC SIC

NIST (SP) 800-53²³, Publicación especial de la NIST que describe guías para los sistemas de información de servicios estratégicos y organizaciones similares.

FIPS 199²⁴ y **FIPS 200**²⁵, clasificación, categorización de la información y de los sistemas de información.

Aún cuando la implementación de la red WAM del CDEC SIC sea considerada (inicialmente) como una herramienta de monitoreo y como tal, no correspondería a un activo de misión crítica que requiera implementación de estrategias de ciberseguridad, es recomendable que al menos cumpla con los requerimientos actuales de seguridad de las instalaciones del SIC y de sus redes de comunicaciones y que sea diseñada flexiblemente para que en el futuro las nuevas estrategias de seguridad sean fácilmente implementables y permitan el cumplimiento de dichos requerimientos futuros.

Considerando que la institucionalidad chilena no dispone de un reglamento o normativa de seguridad para el sistema eléctrico en su globalidad y para las redes WAM en particular, recomendamos, en primer término, el desarrollo de guías de buenas prácticas para implementar un sistema de seguridad en las instalaciones del sistema eléctrico y luego de ello, implementar los requerimientos de seguridad en subsistemas específicos, tales como la red WAM objeto de este estudio. Para ello se recomienda el análisis del documento "*Guidelines for Smart Grid Cyber Security*"²⁶ como documentación de base para el desarrollo de dichas guías.

²¹https://www.smartgrid.gov/document/iec_62351_parts_1_8_information_security_power_system_control_operations

²² <https://standards.ieee.org/findstds/standard/1686-2013.html>

²³ <http://nvlpubs.nist.gov/nistpubs/SpecialPublications/NIST.SP.800-53r4.pdf>

²⁴ <http://csrc.nist.gov/publications/fips/fips199/FIPS-PUB-199-final.pdf>

²⁵ <http://csrc.nist.gov/publications/fips/fips200/FIPS-200-final-march.pdf>

²⁶ http://www.nist.gov/smartgrid/upload/nistir-7628_total.pdf

A pesar de su similitud, no se deben asociar directamente los requerimientos de ciberseguridad de los sistemas de tecnología de la información (TI) con los requerimientos de ciberseguridad de los sistemas eléctricos de potencia.

Tradicionalmente, la seguridad en el sector de las tecnologías de la información se asocia con el nivel de protección requerido para asegurar la confidencialidad, integridad y disponibilidad de la información electrónica que transita por los sistemas de comunicación. Las necesidades de seguridad en los sistemas eléctricos de potencia necesitan ser aplicadas cuidadosamente, de manera de no afectar la confiabilidad de la red, no degradar la operación de la misma y a la vez mantener y proteger la privacidad de los datos que en ella se intercambian. La seguridad en el sistema eléctrico de potencia debe ser producto de un análisis y de un adecuado balance entre las tecnologías desarrolladas para la industria de las TI y el desempeño y funcionalidades del sistema eléctrico. No reconocer esta situación puede conducir a una degradación de la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico. Cualquier implementación de estrategias de ciberseguridad no debe degradar ni menos impedir la operación segura y confiable del sistema eléctrico.

8.2 Objetivos de la Seguridad

Durante mucho tiempo, la operación del sistema eléctrico de potencia ha sido desarrollada con el criterio de gestionar la confiabilidad de la red, en donde la disponibilidad de la energía es el objetivo primario, otorgándole a la integridad de la información el nivel de importancia inmediatamente posterior, situación que está cambiando, por cuanto el manejo de la integridad de la información está cada vez teniendo un mayor impacto en la confiabilidad de dicha red.

Las tecnologías y protocolos de operación y gestión de los sistemas de potencia actualmente utilizados pueden ser ampliados agregando medidas adicionales de seguridad a las ya existentes, muchas de las cuales están focalizadas en problemas de seguridad accidentales o inadvertidos tales como fallas en los equipos, errores humanos, desastres naturales, etc.

Los elementos más relevantes que deben ser tomados en cuenta para generar estas medidas adicionales son, al menos, los siguientes:

Disponibilidad, es el objetivo más importante de la seguridad para garantizar la confiabilidad del sistema de potencia. Las latencias asociadas con la disponibilidad pueden variar dependiendo del elemento del cual se trate:

- ≤ 4 ms para relés de protección;
- Subsegundo para monitoreo de área amplia para objetivos de conciencia situacional;

- Segundos para datos del SCADA de subestaciones, redes, generadores;
- Minutos para el monitoreo de equipos no críticos y determinación de precios;
- Horas/días para lectura de medidores e información de mercado de largo plazo; y
- Días/semanas para adquirir datos de más largo plazo tal como la información relacionada con calidad de la energía (*power quality*).

Integridad, en el ámbito de la operación del sistema de potencia, significa asegurar que:

- Los datos no han sido modificados sin autorización;
- La fuente de los datos está siendo autenticada;
- La estampa de tiempo asociada al dato es conocida y está autenticada; y
- La calidad de los datos es conocida y está autenticada.

Confidencialidad, es el factor menos crítico en la confiabilidad de un sistema de potencia. Sin embargo, se está volviendo más importante, particularmente con la creciente disponibilidad de información de clientes en línea y en tiempo real:

- Privacidad de la información del cliente;
- Información del mercado eléctrico; e
- Información general de los actores relevantes (tales como sueldos, contratos de energía, planificaciones estratégicas, etc.).
-

8.3 Seguridad

La tecnología de sincrofasores puede ser resumida como aquella que permite “marcar” las variables de un sistema de potencia con una estampa de tiempo de muy alta precisión tal que sea posible usar datos de múltiples fuentes en una forma coherente²⁷.

Las mediciones sincrofasoriales permiten “medir” directamente el estado (tensión y ángulo) de un punto de la red eléctrica.

Las redes de sincrofasores son sistemas de monitoreo de área amplia que incorporan medidas de fasores sincronizadas a través de equipos PMU, concentradores de datos (PDC), herramientas de visualización, sistemas de registro y eventualmente sistemas de protección y control (WAMPAC). Todos

²⁷ NASPI, North American SynchroPhasor Initiative, <http://www.naspi.org>

estos componentes del sistema se comunican continuamente sobre áreas geográficas muy grandes por lo cual utilizan ampliamente enlaces de comunicación independientes o preexistentes, muchos de estos últimos no necesariamente confiables. En casos aislados, las redes de sincrofasores se intersectan con sistemas locales de protección, tal como ocurre en el caso en que la funcionalidad de PMU está integrada en relés de protección. En consecuencia, los riesgos de una intervención no autorizada, por la razón que sea, en estos componentes, deben ser dimensionados y mitigados para asegurar y mantener una operación confiable del sistema eléctrico. De hecho, es una preocupación universal el hecho real de que los sistemas de sincrofasores incrementan los riesgos asociados a la ciberseguridad en el sistema eléctrico, particularmente en lo relativo a las comunicaciones. Las preocupaciones más comunes corresponden a la implementación de nuevos enlaces de comunicaciones, los que abren nuevas oportunidades de intrusión, tanto en ellos así como en los sistemas ya instalados a los que se conectan compartiendo recursos.

A continuación, se desarrollan los aspectos más relevantes necesarios para la implementación de un plan de seguridad para la red WAM del CDEC SIC en los distintos niveles en que debe ser aplicado.

8.3.1 Normativa

La normativa vigente solo hace una mención específica a la ciberseguridad y corresponde a lo indicado en el artículo siguiente:

Artículo 37 Seguridad NT

El módulo de medición fasorial contará con un sistema de seguridad que permita realizar la interconexión del equipamiento que participa en el esquema de monitoreo de forma segura de acuerdo a las diferentes etapas del proceso de adquisición, transmisión y recepción de información.

Aún cuando está expresado en términos amplios, es razonable entender que se está solicitando que tanto los activos físicos de la red WAM, como la información que entre ellos circula estén convenientemente protegidos. La seguridad en este caso está entendida como ciberseguridad.

8.3.2 Elementos sensibles de una red WAM

Aquellas variables que caracterizan a los sistemas WAM y que no son comunes a otra infraestructura de monitoreo actualmente utilizada en el sistema de potencia son las siguientes:

Tienen una alta sensibilidad a la precisión del reloj de referencia, ya sea que éste sea otorgado a través de un GPS físico en la subestación o a través de un receptor GPS virtual localizado remotamente o fuera de la subestación (NTP, SNTP, PTP, etc.). Una adecuada estrategia de ciberseguridad requiere tomar en cuenta ambos tipos de solución.

Comúnmente implementadas utilizando subsistemas de hardware (PMU, PDC) y software (aplicaciones) de múltiples proveedores/fabricantes. Por lo tanto, es necesario establecer una consistencia (estándares) para las soluciones de ciberseguridad de estos múltiples proveedores.

Las redes WAM son utilizadas por diferentes grupos de personas de iguales o diferentes organizaciones (transmisión, generación, operación, etc.), lo que hace necesario que existan políticas únicas y transversales a todas estas organizaciones.

8.3.3 Clasificación de ataques de ciberseguridad

Conceptualmente, es posible identificar tres tipos de ataques a los que las redes WAM están afectos. Ellos son; de tiempo de referencia, de integridad y de repetición.

Tiempo: El tiempo es una componente crítica de cualquier sistema dinámico (por ejemplo: en un estimador de estado aplicado a análisis de contingencias) y las tecnologías permiten ejecutar estos análisis 100 a 150 milisegundos después de la contingencia o perturbación. Las redes WAM no toleran ningún tipo de retardo o imprecisión en las comunicaciones y, en consecuencia, son vulnerables a estos ataques. Este tipo de ataques son tales que saturan la red de comunicación con paquetes de datos que finalmente reducen las velocidades de comunicación e incluso terminan interrumpiéndola, situaciones que no son aceptables. Este tipo de ataque es normalmente conocido como ataque de denegación de servicio (DoS: Denial of Service).

Integridad de los datos: Estos ataques son aquellos que dañan los datos que transitan en cualquier sentido (PMU-PDC-PDC, PDC-PDC-PMU o viceversa). Esto significa que pueden existir ataques que modifiquen o dañen directamente los datos de las PMU o PDC, o, en caso de WAMPACS, que modifiquen los comandos de control o protección. Esto es similar a lo que ocurriría si bloqueamos las señales de trip en escenarios en donde el sistema de control está enviando un comando de trip a los elementos de protección y el comando no puede ser reconocido.

Repetición: Este tipo de ataque es similar a los ataques de integridad de los datos, y corresponde a aquel en que el hacker²⁸ manipula las medidas de las PMU o los mensajes de control corrompiendo los mensajes en tránsito entre la PMU y el PDC o con el centro de control. Incluso se dan casos en que un ataque de repetición es igualmente posible aún en configuraciones en donde la comunicación está encriptada, dado que los frames corruptos siguen siendo frames válidos dentro de la

²⁸ A lo largo de este documento, se utilizará el término hacker para describir, en el contexto de la seguridad informática, a aquella persona que ejecuta entradas no autorizadas (locales o remotas), por medio de redes de comunicación como por ejemplo; Internet.

estructura de empaquetamiento del mensaje, así sea que lo único que se ha modificado es la información de la estampa de tiempo.

8.3.4 Desafíos y Soluciones

La implementación de una red WAM presenta numerosos desafíos relacionados con la seguridad. La infraestructura utilizada debe poseer una alta disponibilidad, debe mantener la integridad de los datos de las PMU y PDC, a la vez que debe proteger la confidencialidad de los datos. La infraestructura debe, simultáneamente, sobre todo en arquitecturas redundantes, enviar las lecturas de las PMU a diferentes partes del sistema para asegurarse de que cada uno de los elementos de supervisión está monitoreando el sistema en tiempo real. El diseño de un adecuado sistema de autenticación y control de acceso también es un desafío.

Las redes WAM requieren de una infraestructura de comunicaciones de alta velocidad, lo que limita el tiempo disponible para ejecutar operaciones de autenticación y criptografía tales como firmas digitales, las que pueden ser altamente consumidoras de los recursos computacionales o de los equipos de comunicación.

Una solución es implementar métodos del tipo faster symmetric key²⁹, sin embargo, el mantenimiento de las altas velocidades de respuesta crea dificultades para la implementación adecuada de estrategias de gestión de claves.

Una solución simple y fácil de implementar corresponde a la utilización de controles de acceso y mecanismos de autenticación de los frames de datos. NASPInet³⁰ ha identificado y propuesto un mecanismo de control editor/suscriptor para soportar el intercambio dinámico de datos de PMU. Adicionalmente, se ha desarrollado el estándar IEC61850-90-5 para proveer de soporte de transmisión multicast basada en IP y para métodos de autenticación basados en el uso de claves simétricas (concepto opuesto a las firmas digitales), para ayudar a cumplir con las restricciones de tiempo³¹.

²⁹ http://www.webopedia.com/TERM/S/symmetric_key_cryptography.html

³⁰ Exploring a Tiered Architecture for NASPInet, IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) 2010 Rakesh Bobba, Erich Heine, Himanshu Khurana and Tim Yardley.

³¹ Martin K. Synchrophasor standards development – IEEE C37.118 & IEC 61850. In: Proceedings of system sciences (HICSS), 2011 44th Hawaii international conference; 2011.

8.3.5 Recomendaciones Generales

8.3.5.1 Introducción

Algunas recomendaciones generales para el desarrollo de un sistema de ciberseguridad exitoso son las siguientes:

- .- Desarrollar un conjunto de objetivos específicos de ciberseguridad para la red WAM del CDEC SIC que sean aplicados a todos actores del sistema eléctrico.

- .- Confección de guías de buenas prácticas de ciberseguridad de redes WAM y que sean desarrolladas a partir de los estándares ya existentes, de manera que simultáneamente se asegure la flexibilidad e interoperabilidad de las futuras arquitecturas de comunicaciones.

- .- Los objetivos y requerimientos de ciberseguridad necesitan ser definidos en un contexto global dado que se trata de una aplicación sobre sistemas “*end-to-end*” transversales a todos los actores del sistema y es necesaria la armonización de todas las normativas involucradas.

- .- Se debe tener en cuenta que una política de ciberseguridad debe poder extenderse más allá de la organización que la genere, sobre todo considerando que la información entregada por las redes WAM deberían poder ser utilizadas por todos los actores del sistema eléctrico.

- .- Las políticas de seguridad, de diseño, de implementación y de pruebas en redes WAM, deben considerar y reconocer que hay diferencias con las metodologías que hoy aplican a infraestructuras de tecnología de la información.

8.3.6 Importancia de la Seguridad

Para muchas organizaciones, los sistemas sincrofasores son, o podrían llegar a ser, críticos para la seguridad de operación del sistema eléctrico.

Aun cuando los sistemas de sincrofasores no son críticos en todas las organizaciones, las redes WAM podrían ser utilizadas en el futuro en aplicaciones de planificación, protección y control. El papel que entonces jugarán los sistemas de sincrofasores podría ser crítico para todos los actores del sistema eléctrico y particularmente para los operadores del mismo. No es razonable que estos sistemas críticos sean contruidos desde cero, sino que existirá una transición gradual sobre la base de los sistemas existentes. Muchos de los nuevos proyectos de implementación deberán utilizar los sistemas y la infraestructura existentes tanto como sea posible, maximizando el beneficio de dicha infraestructura. En consecuencia, podría ser que los sistemas que se están desarrollando hoy y que son declarados como no críticos, sean parte relevante de los sistemas críticos del mañana.

Si la ciberseguridad no es incorporada en los sistemas existentes desde sus inicios, existe un riesgo no menor de que aparezcan vulnerabilidades de seguridad cuando se inicie la implementación de los nuevos sistemas críticos, en consecuencia, es aconsejable tratar a este sistema como si fuera crítico desde el comienzo para evitar problemas posteriores en la implementación de las etapas de diseño relacionadas con la seguridad.

Aunque esto no significa que cada sistema necesita hoy ser clasificado como un activo crítico (desde el punto de vista de la seguridad) en términos de cumplimiento con los requerimientos normativos de seguridad (que Chile aún no posee; pero que en USA corresponden al *Critical Infrastructure Protection* CIP), se recomienda aplicar estos requerimientos tanto como sea posible, en la medida que sea técnica y económicamente factible. Hacer esto hoy no solo reducirá el riesgo de tener vulnerabilidades en los sistemas críticos del futuro sino que también se facilitará el cumplimiento de los futuros requerimientos de ciberseguridad.

8.3.7 Dominios de Seguridad de red

Existen 14 dominios de seguridad definidos por la Organización Internacional de Normalización (ISO) / Comisión Electrotécnica Internacional (IEC). Descritos por la norma ISO / IEC 27002 (2013), estos dominios sirven para organizar a alto nivel la información bajo un esquema de seguridad. Los dominios son los siguientes:

- Políticas de Seguridad
- Organización de la Seguridad de la Información
- Seguridad de Recursos Humanos
- Gestión de los Activos
- Control de Accesos
- Cifrado
- Seguridad Física y Ambiental
- Seguridad de Operaciones
- Seguridad de Comunicaciones
- Adquisición de sistemas, desarrollo y mantenimiento
- Relaciones con los Proveedores
- Gestión de Incidencias que afectan a la Seguridad de la Información
- Aspectos de Seguridad de la Información para la Gestión de la Continuidad del Negocio
- Conformidad

8.3.8 Seguridad de los dispositivos de red

8.3.8.1 Introducción

Proteger el tráfico de salida desde un dispositivo de red y analizar el tráfico de entrada son los aspectos más críticos en el ambiente de seguridad de red. Asegurar el router de borde que se conecta a una red externa es el primer paso.

Aquí se hace referencia a la aplicación de métodos probados para asegurar físicamente los dispositivos de red y proteger el acceso administrativo a los dispositivos. Entre los métodos que deben ser aplicados se tiene:

- Métodos para garantizar el acceso de administración
- Mantención de contraseñas
- Configuración de inicio de sesión virtual
- Aplicación de Secure Shell (SSH)

8.3.8.2 Acceso a Dispositivos

Asegurar la infraestructura de red es fundamental para la seguridad global de la red. La infraestructura de red incluye routers, conmutadores, servidores, terminales y otros dispositivos. Si un atacante obtiene acceso a uno de los dispositivos de red la seguridad y la gestión de la red pueden verse comprometidas dejando servidores y dispositivos finales (PMU) en riesgo.

La aplicación de un router de borde varía en función del tamaño y ubicación geográfica de los puntos de red, dado este escenario se presentan dos escenarios para las interconexión de dispositivos en la WAMS:

- Enfoque de un router: Todas las políticas de seguridad están aplicadas en el router.
- Enfoque de defensa en profundidades (Defense-in-depth): En éste esquema, los router de borde actúan como primera línea de defensa y pasa todas las conexiones destinadas a los dispositivos finales a un Firewall

8.3.8.3 Seguridad Física

- Los dispositivos de red deben quedar ubicados en una sala o nodo cerrada y segura que solo pueda ser accesible por personal autorizado, libre de interferencia electrostáticas o magnéticas, con sistemas de extinción de incendios (extintores por ejemplo), con controles de temperatura, humedad y con una correcta canalización de los cables que interconectan a los dispositivos (canalización eléctrica, de datos UTP o FO separadas).
- El sistema de alimentación eléctrica para mayor estabilidad debe ser en corriente continua (ideal en -48 Volt CC), en caso de no disponer de corriente continua se debe disponer de corriente alterna respaldada por UPS.

8.3.8.4 Seguridad de la operación del router de borde

- Se debe configurar el router con la mayor cantidad de memoria posible. La disponibilidad de memoria puede ayudar a proteger la red de algunos tipos de ataques DoS.
- Se debe tener instalada la última versión estable del sistema operativo que cumpla con los requisitos asociados a las características de la red. Las funciones de seguridad en un sistema operativo evolucionan con el tiempo.
- Se debe guardar copia de seguridad de la imagen del sistema operativo y los archivos de configuración de los dispositivos de red.

8.3.8.5 Router Hardening

- Deshabilitar la utilización de puertos y aplicaciones no utilizados
- Administrar el acceso seguro a los equipos. Se debe gestionar el personal autorizado a tener acceso a los equipos y su nivel de acceso
- Reducir el número de formas con las que se puede tener acceso a los equipos. Se deben deshabilitar puertos e interfaces que no estén siendo utilizadas
- Desahabilitar servicios innecesarios. El equipamiento de red tiene servicios habilitados por defecto (desde fábrica). Estos servicios pueden ser utilizados por un atacante para obtener información o realizar tareas de exploración.

En resumen:

- Restringir la accesibilidad al dispositivo
- Dar cuenta de todos los accesos
- Autenticar los accesos
- Autorizar las acciones
- Notificación de avisos
- Garantizar la confiabilidad de los datos

Los niveles de acceso a los dispositivos deben ser:

- Locales: El acceso local a un router por lo general requiere una conexión directa a un puerto de consola
- Remoto: El acceso remoto típicamente consiste en permitir Telnet, Secure Shell (SSH), HTTP, HTTPS o Simple Network Management Protocol (SNMP). Algunos de estos protocolos envían información de autenticación (en modo texto), los que pueden ser obtenidos desde el y tráfico de red.

Dado lo anterior se debe seguir algunos pasos para proteger esta información:

- Cifrar todo el tráfico entre el ordenador y el administrador del router. Por ejemplo, en lugar de usar Telnet, utilizar SSH . O en lugar de usar HTTP, HTTPS.
- Establecer una red de gestión especializada: Se debe incluir hosts de administración identificados y la administración de conexiones con una interfaz dedicada en el dispositivo de red.
- Configurar filtros de paquetes para permitir que sólo las máquinas identificadas y por protocolos definidos puedan tener acceso a los dispositivos.

8.3.8.6 Syslog y Seguridad de red

La implementación de un servicio de registro es una parte importante de cualquier política de seguridad de red. Mediante este sistema es posible registrar información sobre los cambios de configuración, violaciones de ACL (lista de acceso), estado de la interfaz, y muchos otros tipos de eventos.

8.3.8.7 SNMP y Seguridad de red

SNMP fue desarrollado para gestionar nodos, como: servidores, switch, routers, dispositivos de seguridad, etc. en una red IP. Permite a los administradores de red gestionar el rendimiento de la red, encontrar y resolver problemas de la red, y el plan para el crecimiento de la red.

8.3.8.8 NTP

Los registros de seguridad dependen de la fecha y hora exactas cuando se trata de un ataque y es importante para determinar el orden en que ocurrieron los eventos.

8.3.9 Areas de Interés

Es posible distinguir dos categorías de seguridad relativos a redes de sincrofasores. Estas son las siguientes:

- .- Seguridad de la Subestación
- .- Seguridad de la Información

8.3.9.1 Seguridad de la Subestación

Un ataque a una subestación puede ser ejecutado desde la misma red de comunicaciones de la subestación. El análisis de seguridad para una subestación debe incluir mecanismos de seguridad física y procedimientos para enfrentar un ataque que se gesticione dentro del perímetro físico de la subestación. Algunos de estos mecanismos son cámaras de video, controles de acceso físico, muros perimetrales, personal entrenado, protocolos de chequeo y otros. Los ataques físicos o ciberataques dentro del perímetro de la subestación están fuera del alcance de este estudio. Este estudio se concentra en ataques ejecutados desde el ciberespacio externo.

Una práctica generalizada para proteger la red de comunicaciones de la subestación de ataques externos, es formar un perímetro electrónico de seguridad alrededor de la red de la subestación. Los puntos de acceso a este perímetro deben ser controlados continuamente, debido a que desde estos puntos se producirán los ataques. En consecuencia, es una buena práctica minimizar el número de estos puntos de acceso y así reducir la exposición de la red al mundo exterior.

Con el objeto de reducir la probabilidad de un ataque directo a las PMU, es una buena práctica de seguridad conectarlas en las capas más profundas de la arquitectura de red de la subestación, de modo que cada capa suministre, naturalmente, un nivel adicional de seguridad. En una arquitectura multicapa, los datos sincrofasoriales que la PMU envía fuera de la subestación pasan a través de múltiples capas protectoras antes de abandonar la subestación. Al mismo tiempo, el acceso a la PMU

requiere pasar a través de estas mismas múltiples capas. Esto hace mucho más difícil que un hacker logre acceso a la PMU (o a un PDC o a otros IED's) dentro de la misma red de área local de la PMU.

La Figura 8-1 muestra una arquitectura multicapa. El punto de acceso a través del cual son enviados los datos sincrofasoriales reside en la primera capa, en el dispositivo denominado gateway de seguridad. Este gateway de seguridad tiene dos roles complementarios:

- Firewall (Barrera cortafuegos)
- Virtual private network (VPN) tunelizado

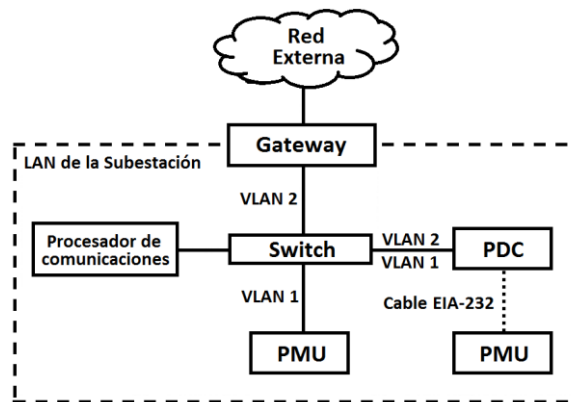


Figura 8-1

El Firewall restringe el tráfico de llegada y salida basado en un conjunto de reglas definidas por el usuario durante la etapa de diseño de la red WAM o de acuerdo a las políticas de seguridad de la compañía.

Cuando se configuren las reglas del firewall, se recomienda usar la metodología de lista blanca (*white-list*, también conocida como *deny-by-default*). En esta metodología, todo el tráfico es bloqueado, a menos que sea explícitamente permitido por una de las reglas. Esto es opuesto a la metodología de lista negra (*black-list*), en donde todo el tráfico es permitido a menos que sea explícitamente bloqueado por una regla.

Utilizando la metodología de lista blanca, el único tráfico permitido debería ser el necesario para entregar los datos sincrofasoriales a los clientes fuera de la subestación (Ej: PDC local). Los dispositivos que estén mas allá del perímetro de seguridad deberían ser invisibles a los clientes (o hackers) externos, excepto para aquellos que están declarados como clientes.

En una arquitectura multicapa, el PDC actúa también como una capa adicional de seguridad. De hecho, en la arquitectura de la red WAM del CDEC SIC, los clientes de los datos sincrofasoriales fuera de la subestación (PDC Corporativo) recibirán los datos desde un PDC local y no directamente desde la PMU. Este solo punto logra, de manera simple, que el tráfico entre la subestación y los clientes externos sea más seguro. Por otra parte, las reglas configuradas en el firewall limitarán el tráfico de datos sincrofasoriales y de configuración a un dispositivo único y simple en vez de múltiples PMU.

Instalar el PDC local en una subestación también minimiza la necesidad de que hackers tengan acceso a los ajustes de las PMU. Por ejemplo, si la dirección IP del PDC local cambia, bastará acceder remotamente a la configuración de este PDC en vez de modificar los accesos de cada una de las PMU. De esta manera, es posible otorgar accesos a un grupo de usuarios para editar las configuraciones de los PDC locales, sin necesidad de entregar el acceso a las PMU.

Adicionalmente, el tener una arquitectura de múltiples capas hace posible ir mejorando los mecanismos de seguridad ejecutando upgrades solo en un único punto (PDC), como podría ocurrir en un futuro próximo cuando se implementen mecanismos de seguridad en el protocolo IEEE C37.118 tales como una infraestructura de claves (PKI Public Key Infrastructure) y/o control de acceso basado en roles (RBAC *Role Based Access Control*).

De igual manera, una arquitectura multicapa permite una implementación rápida y flexible de nuevos mecanismos de seguridad, incluso aunque dichos mecanismos no sean soportados por las PMU. Estos mecanismos pueden ser aplicados a través de protocolos tales como el IPSec: Internet Protocol Security. Las mejoras de tráfico o herramientas de encriptación pueden ser implementadas muy eficientemente en el gateway de seguridad, sin perturbar a las PMU.

Finalmente, las PMU pueden ser conectadas al PDC a través de EIA-232 o Ethernet. Si hay más dispositivos, tales como HMI, procesadores de comunicación, PC en la subestación, etc. que requiera acceso remoto, podemos elegir separar estos dispositivos dentro del perímetro de red, como se muestra en la Figura 8-2:

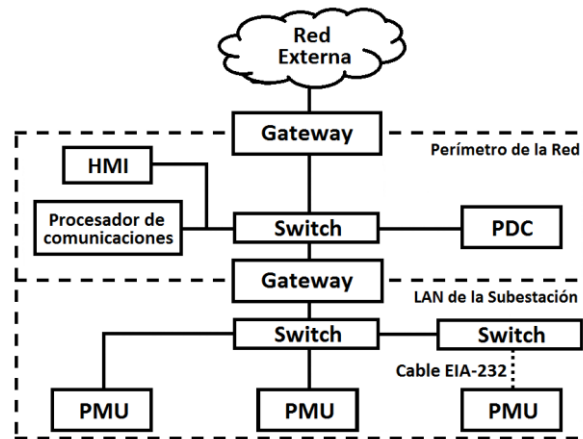


Figura 8-2

En la arquitectura de la Figura 8-2, se establece un perímetro de seguridad electrónico distinto para aquellos dispositivos que están conectados directamente al sistema de potencia, lo que otorga un nivel adicional de seguridad. Los dispositivos que atienden clientes externos residen dentro del perímetro de la red. Un dispositivo gateway de seguridad separa la LAN de la subestación del perímetro de la red. Es importante que todas las rutas de comunicación pasen a través de este gateway local y que no exista ningún bypass u otro tipo de conexión entre estas dos redes.

Uso de UDP con transmisión unidireccional.

Especialmente en aquellos casos en donde el tráfico de datos sincrofasoriales deba fluir sobre redes no confiables, se recomienda utilizar un mecanismo unidireccional de transmisión de datos utilizando IEEE C37.118 sobre UDP Seguro (UDP_S).

La siguiente secuencia explica el comportamiento del tráfico en este modo:

.- La PMU envía paquetes de datos IEEE C37.118 en paquetes UDP al cliente (PDC).

.- La PMU no espera y no acepta ningún dato que provenga del PDC. En consecuencia, no se utilizan los paquetes de comandos del IEEE C37.118 (están deshabilitados).

.- La PMU publica su configuración IEEE C37.118 cuando ella es activada, cuando su configuración cambia y al final de cada minuto.

.- La PMU es indiferente a los estados del PDC. Tan pronto como la PMU es activada, trata de enviar datos (y su configuración) al PDC programado en sus ajustes. Si no hay un PDC activo “escuchando” en el punto de destino, entonces el envío falla. Tan pronto como el PDC se activa, comienza a recibir los paquetes enviados por la PMU.

UDP_S permite ejecutar una regla de firewall en forma más simple y más restrictiva debido a su característica unidireccional. El único tráfico que debería estar permitido son los paquetes UDP desde la PMU al PDC (también podría ser aplicable desde un PDC Local al PDC Corporativo), en consecuencia, cualquier otro tráfico de entrada o salida es bloqueado.

Dado que los PDC no requieren conocer la dirección de la PMU, esta última se hace invisible a la red externa. Un hacker, en posesión de la dirección IP de la PMU, podría enviar un comando de “*stop data*” intentando detener el tráfico de datos sincrofasoriales. Debido a que UDP_S no utiliza paquetes de comandos, tal ataque no sería posible.

En caso de que algunas aplicaciones requieran enviar datos sincrofasoriales en forma bidireccional, se recomienda asegurar las comunicaciones a través de enlaces encriptados o VPN en cuyo caso no sería necesario utilizar UDP_S.

Accesos remotos

No deben usarse protocolos que transporten datos en formato texto tales como Telnet, por cuanto en este tipo de protocolos es muy fácil identificar la configuraciones y/o claves de acceso. Se recomienda que los accesos remotos sean ejecutados a través de un canal seguro tal como Secure Shell (SSH). Si la PMU no soporta comunicación a través de canales seguros, entonces el acceso remoto debe ser ejecutado a través de un dispositivo intermediario que si lo soporte. Por ejemplo, la PMU puede conectarse a un equipo intermedio de comunicaciones utilizando una conexión EIA-232 o ethernet a través de un firewall.

Otras puertas de la PMU y Servicios

Algunas PMU pueden tener otras puertas y otorgar otros servicios además de los relacionados con la transmisión de sincrofasores. Para minimizar los eventuales ataques a las PMU, se recomienda habilitar las puertas y servicios estrictamente necesarios, deshabilitando las puertas que no se utilicen tales como Telnet, FTP (File Transfer Protocol), HTTP (Hypertext Transfer Protocol). Si estos servicios requieren ser habilitados, es más seguro habilitar los accesos de clientes externos a la PMU a través de

un dispositivo intermediario tal como un procesador de comunicaciones, más que exponer y disponibilizar estos servicios a través de ethernet.

8.3.9.2 Seguridad de la Información

Los tres aspectos principales de los datos sincrofasoriales que se requiere proteger son los siguientes:

- Confidencialidad
- Integridad
- Disponibilidad

Confidencialidad; que significa que los datos no pueden ser vistos por personas no autorizadas.

Integridad; que significa que el dato recibido es idéntico al que fue enviado por la fuente original.

Disponibilidad; que significa que los datos sincrofasoriales son medidos y despachados a los clientes que los requieren en forma oportuna y coherente.

Estos tres aspectos de seguridad son los más relevantes en un sistema sincrofasorial y deben ser abordados completamente, es decir, partiendo desde las PMU, pasando a través de la subestación, pasando a través de las redes de área amplia (WAN) hasta llegar a la aplicación del usuario final. Si la seguridad es comprometida en cualquiera de estos puntos, entonces la seguridad de todo el sistema es ineficaz.

Como se mencionó anteriormente, los datos sincrofasoriales son transportados a través de redes IP o a través de enlaces serie directos, tales como EIA-232. Las subestaciones están comunicadas con el centro de control a través de diversos enlaces de comunicación. Estos enlaces pueden o no estar bajo el control del propietario de la subestación (pueden ser enlaces suministrados y administrados por compañías externas ajenas al sector eléctrico). En general, y particularmente con los enlaces suministrados por compañías externas, y salvo demostración de lo contrario, se recomienda calificar a todos los enlaces de comunicación como enlaces no confiables y establecer estrategias de seguridad a partir de esta calificación. A partir de entonces, una de las estrategias básicas de protección es la encriptación de la información, la que puede ser ejecutada en la capa de enlace o en la capa IP.

En la capa de enlace, existen varios métodos de encriptación, los que dependen del tipo de enlace de comunicación utilizado. Por ejemplo, es posible utilizar dispositivos de encriptación serie para los enlaces serie (EIA-232), habilitar servicios de encriptación para enlaces inalámbricos, encriptación vía hardware en los dispositivos multiplexores SONET, etc.

En la capa de IP, puede utilizarse un enlace VPN con encriptación habilitada en sus extremos. Los extremos del túnel VPN son el gateway de seguridad que controla el punto de acceso a la subestación y el gateway de seguridad o algún otro dispositivo que soporte el mismo protocolo VPN ubicado en el centro de control (lo mismo se aplica entre una PMU y el PDC Local). En otras palabras, los datos sincrofasoriales son encriptados por el gateway de seguridad (de la subestación) y los datos pueden fluir a través de una red poco confiable en un formato encriptado hasta el gateway del centro de control (ejemplo: PDC Local al PDC Corporativo), en donde finalmente el dato es desencriptado. De esta manera, las PMU, PDC o los clientes no necesitan soportar encriptación de datos por cuanto esta característica se les exige a los gateway de comunicación.

Por último, es necesario tener presente que los potenciales ataques tratarán de afectar la disponibilidad de los datos sincrofasoriales. Estos tipos de ataques son llamados “*denial-of-service*” (DoS). Desafortunadamente, los ataques DoS son generalmente más simples de ejecutar que cualquier otro tipo de ataques y simultáneamente, son los más difíciles de prevenir. En general, estos ataques consisten en generar una avalancha de datos sobre el dispositivo atacado generando un alto tráfico que consume los recursos de CPU del dispositivo y reduce su habilidad para desempeñar y ejecutar las tareas claves por las cuales fue instalado. Esto mismo aplica también para las redes inalámbricas, en cuyo caso el ataque se ejecuta enviando señales interferentes a los receptores inalámbricos.

Los ataques DoS pueden ser minimizados haciendo que sea mas difícil el acceso a los gateway target a los hackers. Los objetivos de un ataque DoS son los gateway de seguridad ubicados en los puntos de acceso de las redes de las subestaciones, tal como se mostró anteriormente. Por ejemplo; si un gateway de seguridad esta conectado a través de un túnel VPN sobre internet, estará muy expuesto a potenciales ataques. Los mecanismos de firewall y VPN protegerán la red de la subestación así como la confidencialidad e integridad de los datos. Sin embargo, un ataque DoS puede llevar al gateway a una condición tal que ya no sea posible enviar datos fuera de la subestación. Debido a lo anterior es que no es recomendado utilizar internet para el transporte de datos sincrofasoriales.

Los enlaces inalámbricos también son objeto de ataques utilizando equipos especialmente diseñados para generar interferencia, aunque la probabilidad y el riesgo de tales ataques debería ser considerada dentro del contexto de una aplicación específica (ej.: comunicación punto a punto entre dos subestaciones).

La Tabla 8-1 siguiente resume lo indicado anteriormente

Riesgos	Propuestas de mitigación
Accesos no autorizados a la red de la subestación	Seguridad multicapa y segmentación de la red
	Firewalls y VPN 's
	UDP_S
	Deshabilitación de puertas y servicios no utilizados
	Accesos vía equipos de comunicación
Confidencialidad	VPN o encriptación del enlace
Integridad	VPN o encriptación del enlace
Disponibilidad	Exposición limitada de los enlaces de comunicación
	Estados y notificaciones en tiempo real
	Chequeos y validación de la disponibilidad

Tabla 8-1

8.3.10 Desafíos de Seguridad de las redes WAM

Una vez implementadas las redes WAM es importante asegurar la disponibilidad e integridad de los datos sincrofasoriales y de la infraestructura comprometida, máxime si los datos de esta red son utilizados en el futuro para acciones de protección y control. Los aspectos de seguridad más relevantes son los siguientes:

Retardos de tiempo. La información requerida por las aplicaciones que residen en el centro de control son muy sensibles al tiempo y los datos deben llegar a dicho centro de control en un tiempo limitado. Si los datos llegan tarde, ellos son desechados del análisis y registrados. En consecuencia, cualquier medida de seguridad que se adopte no debe introducir retardos de tiempo que impliquen una degradación de las funciones para las cuales se han desarrollado las aplicaciones.

Dependencia del GPS. Las PMU utilizan sistemas de posicionamiento global para sincronizar las medidas. Estas señales pueden ser interferidas fácilmente. Si esto ocurre, entonces es probable que se genere un error en las estampas de tiempo de los datos. Una estampa de tiempo inválida provoca pérdida de datos.

Configuración e Integridad de los datos. Los datos de medida desde las PMU no deben ser compartidos con nadie que no esté registrado como personal autorizado. No todas las PMU soportan autenticación en su configuración (en cuyo caso esta función debe ser cumplida por otro equipo; ej: gateway/router).

Vulnerabilidades de la infraestructura de comunicación. Para asegurar la disponibilidad de los datos de las PMU es necesario asegurar la confiabilidad de la infraestructura de comunicación. La infraestructura de comunicaciones que sea utilizada por la comunicación en la red WAM podría presentar vulnerabilidades que pueden ser explotadas por hackers para interrumpir la comunicación o comprometer la integridad de los datos.

Finalmente, y de acuerdo a recomendaciones internacionales³²⁻³³, los requerimientos de seguridad para WAM son los siguientes:

- Cualquiera sean las medidas de seguridad adoptadas, ellas no deben, de manera alguna, afectar los objetivos primarios y funcionalidades de la red WAM.
- El acceso a cada PMU deberá ser ejecutado a través de un proceso de autenticación, ya sea ejecutado por la PMU, por el PDC Local, por el PDC Corporativo o por los equipos de comunicación dispuestos en la red.
- La red WAM debe aceptar cambios de configuración sólo a través de procesos autenticados y autorizados.
- Debe existir un mecanismo apropiado para validar la integridad de los intercambios de datos.
- La red WAM debe continuar ejecutando sus funciones esenciales en caso de pérdida de sincronía de las medidas.
- Los mecanismos de seguridad que se implementen deben ser capaces de minimizar el impacto de los eventuales ataques que comprometan el desempeño de la red WAM.

³² R. B. Bobba, *et al.*, "Enhancing Grid Measurements: Wide Area Measurement Systems NASPInet and Security", *IEEE Power & Energy Magazine*, Vol. 10, No. 1, 2012, pp. 67-73.

³³ H. Kenchington, *et al.*, "Securing Tomorrow's Grid (Part I)," *Public Utility Fortnightly*, July 2011, pp. 29-42.

8.3.11 Equipos recomendados

De acuerdo a la arquitectura de detalle propuesta en los capítulos anteriores y a lo indicado en este capítulo de Seguridad, las siguientes son las recomendaciones del Consultor respecto de los equipos de comunicación a utilizar en dicha arquitectura.

Los equipos indicados son referenciales y sólo pretenden establecer las características mínimas que ellos deben poseer. Cada Coordinado y el CDEC SIC podrán definir nuevos equipos similares a los indicados pero el Consultor recomienda que ellos posean al menos las mismas características de protección (encriptación, firewall, protocolos, reglas) de los equipos indicados.

Equipos de comunicación asociados a las PMU

Para los routers asociados a cada una de las PMU se sugiere la utilización de equipos Cisco 1941-SEC K9, o similares, cuyas características principales son:

- .- Tiene dos puertos WAN por lo que soporta redundancia de enlace,
- .- es de ambiente Industrial,
- .- Es modular, posee hasta 8 puertos para la interconexión de dispositivos (estos módulos no vienen incluidos, debe tener por lo menos un módulo, si se utiliza redundancia de enlace), en caso de requerirse más, se puede instalar un switch.
- .- Se pueden establecer listas de Acceso (ACL) a nivel de IP y a nivel de MAC
- .- Se puede encriptar la Información

Opcionalmente, se puede considerar utilizar dos de estos equipos, estableciendo redundancia también de router a través de HSRP.

Equipos de comunicación asociados al PDC Local

Para el PDC Local, y suponiendo que se tiene un ambiente de datacenter o nodo de Comunicaciones, se sugiere utilizar la serie Cisco Router 2901-SEC K9 , Cisco Router 2911-SEC K9, Cisco Router 2911-SEC K9, Cisco Router 2921-SEC K9 o Cisco Router 2951-SEC K9. Entre sus características principales se cuentan:

- .- Tiene dos puertos WAN (o más) por lo que soporta redundancia de enlace
- .- Es modular
- .- Se pueden establecer listas de Acceso (ACL) a nivel de IP y a nivel de MAC
- .- Se puede encriptar la Información

Se sugiere la utilización de dos de estos equipos para permitir establecer redundancia de enlace y de equipo.

Equipos de comunicación asociados al PDC Corporativo

Para el Centro de Monitoreo (y suponiendo que se tiene un ambiente de datacenter o nodo de Comunicaciones), se sugiere la utilización de equipos Cisco Router 2921-SEC K9 o Cisco Router 2951-SEC K9, o Cisco Router de la serie 3900 (siempre SEC /K9). Entre sus características principales se cuentan las siguientes:

- .- Tiene dos puertos WAN (o más) por lo que soporta redundancia de enlace
- .- Es modular
- .- Se pueden establecer listas de Acceso (ACL) a nivel de IP y a nivel de MAC
- .- Se puede encriptar la Información

Se sugiere tener dos de estos equipos para establecer redundancia de enlace y de equipo.

CAPITULO IX - MANTENIMIENTO, CALIBRACIÓN, PRUEBAS Y CERTIFICACIÓN

9.1 Mantenimientos

Un programa de mantenimiento puede tener distintas orientaciones dependiendo de que situaciones son las que originan las necesidades de mantenimiento. En general, el mantenimiento puede ser preventivo (programado o no) o correctivo (contra fallas).

9.1.1 Mantenimiento Correctivo

Si el mantenimiento es correctivo, es decir contra fallas de la red sincrofasorial, y requiere el reemplazo de algún equipo propio de la red de sincrofasores, entonces deberán aplicarse los procesos detallados en el CAPITULO X - INSTALACIÓN Y REEMPLAZO DE NUEVOS EQUIPOS correspondientes a las tareas que debe ejecutarse al incorporar un nuevo equipo a la red sincrofasorial. Este proceso debe ser ejecutado tanto para reemplazo de PMU como para PDC.

A modo de resumen, las actividades que deben ejecutarse (y cuyo detalle se expondrá en el CAPITULO X - INSTALACIÓN Y REEMPLAZO DE NUEVOS EQUIPOS) en caso de que se produzca el reemplazo de equipos son las siguientes:

- .- Cumplimiento del checklist de pruebas aceptación de PMU y conexión a PDC Local.
- .- Pruebas de conectividad PMU <-> PDC Local y PDC Local <-> PDC Corporativo.
- .- Pruebas del protocolo TCP/IP o UDP.
- .- Pruebas de formato de datos de IEEE C37.118
- .- Pruebas de cumplimiento de frecuencia de reporte de datos
- .- Pruebas de Coherencia de datos
- .- Pruebas de Latencia
- .- Pruebas de Sincronía
- .- Verificación de valores medidos (magnitudes)
- .- Verificación de valores medidos (Fases)
- .- Desempeño de las comunicaciones
- .- Desempeño de los registros de datos.

9.1.2 Mantenimiento Preventivo

Si el mantenimiento se trata de un mantenimiento preventivo y se ejecuta de manera programada o no, y no se ejecutan reemplazo de equipos, entonces bastará utilizar las recomendaciones expuestas en este documento.

Las recomendaciones expuestas a continuación hacen énfasis en:

- .- Análisis en línea durante la operación de la red
- .- Validación de datos en tiempo real y diferido.
- .- Mantenimiento de HW y SW
- .- Gestión de la operación
- .- Medidas de desempeño
- .- Pérdidas de datos

9.2 Mantenimiento Preventivo de Sistemas de Medida Sincrofasorial

9.2.1 Operación y Análisis

Gran parte de la interacción del usuario con el sistema de medida sincrofasorial se produce a través de las aplicaciones de software suministradas por los proveedores de los equipos y de las aplicaciones WAM.

En este documento, se exponen los puntos claves que el Operador de la Red (en adelante operador) debe confirmar con los proveedores de modo de estar seguro de que las aplicaciones incluyen las herramientas necesarias de verificación.

En el caso de aplicaciones para equipos, normalmente se trata de software de configuración y de pruebas específicas. En el caso de aplicaciones del sistema, se trata de módulos de software de análisis y procesamiento de datos.

En general, todas estas aplicaciones poseen (o deben poseer) funciones de validación de datos que incorporen y generen las indicaciones (alarmas) apropiadas cuando la confiabilidad de la medida y del procesamiento de datos pudiera verse afectada.

Detectar la pérdida de datos requiere de algún tipo de información reconocible en el mensaje o en el registro de datos. Generalmente es posible observar indicaciones del tipo NaN, -9999 o mediante la indicación a través de un flag específico. También es importante disponer de una forma de

visualización, a través de un panel de indicación en los equipos y/o a través de indicaciones de alarma en las pantallas del sistema, que puedan indicar cuando el dato presenta problemas o no está presente en el paquete de datos esperado.

Dado que existen algunos PDC que repiten datos antiguos cuando detectan espacios sin datos, es necesario que situaciones de este tipo sean informadas por el PDC (para ello, el estándar C37.118 designa al bit 9 como elemento de aviso) por cuanto, de no ser así, no hay oportunidad de que el operador se de cuenta de que existen errores y/o pérdida de información.

Cada paquete de datos enviado a través del estándar C37.118 tiene una palabra de estado que indica si hay un problema en la PMU, un problema de sincronía o un problema de estampa de tiempo o simplemente el dato es el que tiene un error. La aplicación debe poder indicar cuándo estos problemas ocurren y “levantar” un flag específico en los datos de modo que este dato no genere falsas indicaciones al operador.

Por otra parte, las medidas de ángulo de fase están referenciadas al tiempo UTC suministrado por la PMU. El bit de indicación de estado (bit 13) de cada paquete de datos indica si la PMU estaba correctamente sincronizada con el tiempo UTC cuando la medida fue ejecutada.

El estado de la sincronización no puede ser determinado a partir del valor del fasor propiamente tal, en consecuencia, la aplicación, cualquiera sea ella, debe chequear el flag de sincronía antes de utilizar los ángulos de fase en una aplicación posterior.

Asimismo, generalmente, la medida de frecuencia se obtiene a partir de los valores fasoriales, de modo que, si el elemento que genera la medida fasorial falla, entonces el fasor obtenido no será preciso, y la medida de frecuencia no estará. La aplicación debe ser capaz de detectar esta situación e indicar cuando la medida de frecuencia no es confiable y no puede ser utilizada.

Es posible detectar otras condiciones anómalas utilizando técnicas más complejas tales como algoritmos de validación de datos técnicas que podrán o no estar incorporadas en el software de aplicación suministrado por el proveedor. Si el proveedor las suministra, es recomendable que el operador examine las técnicas de validación que cada aplicación trae, y desarrolle herramientas de comparación de modo de estar seguro de la conveniencia de su aplicabilidad (generalmente introducen retardos que pueden afectar el objetivo de la aplicación).

Una implementación cuidadosa de las herramientas y técnicas suministradas por el proveedor permite, en general, resolver anticipadamente, muchos problemas con los datos, sobre todo en etapas tempranas de la implementación de una red sincrofasorial.

9.2.1.1 Validación de los datos en tiempo real

La validación de datos en tiempo real requiere construir funciones de chequeo de datos dentro de la aplicaciones suministradas por el proveedor y cuyos resultados puedan ser mostrados al operador.

Si este es el caso, existen tres funciones esenciales que debe incluirse en caso de validación de datos en tiempo real; a saber, indicar al operador que hay problemas con los datos, suministrar alarmas de tiempo real indicando la existencia de problemas y crear un registro con los problemas detectados en los datos.

- Incorporar alguna indicación en todas las pantallas del operador que contengan funciones o despliegues que estén ocupando los datos que se están informando como dañados y de esta manera evitar que el operador tome acciones incorrectas basadas en datos erróneos.

- Desarrollar una función de alarma específica para indicar al operador donde ha sido detectado el problema, de que se trata dicho problema e informa si aún se encuentra activo.

- Desarrollar un subsistema o proceso que registre los problemas con los datos para ejecutar un análisis, evaluar el desempeño de la red y detectar problemas que están en desarrollo. Un registro de desempeño como el propuesto es de mucha ayuda sobre todo para detectar, analizar y resolver eficientemente problemas intermitentes.

En el caso de la aplicación del CDEC SIC, los datos que ingresan a un PDC Local son alineados con los datos de otras PMU y posteriormente el PDC Local envía los datos al PDC Corporativo. En consecuencia, el mejor punto para generar estas alarmas de tiempo real y para almacenar los registros de fallas en datos es en el PDC local. Este PDC Local debe crear un flag especial para posteriormente permitir la detección del problema en el PDC Corporativo. Este flag será una variable que debe ser incorporada en el flujo de datos normal y cuya detección e interpretación será ejecutada en las aplicaciones del PDC corporativo y por lo tanto se deben desarrollar aquí funciones específicas para detectarlas e informarlas al operador. Es recomendable que las indicaciones que se incorporen en el PDC Local no afecten el funcionamiento de las aplicaciones genéricas y desarrolladas de acuerdo a los estándares, de modo de no afectar la interoperabilidad de los sistemas y programas.

9.2.1.2 Validación de los datos en tiempo diferido

La validación de datos en tiempo diferido es un proceso mucho más simple por cuanto no existen restricciones de tiempo en su desarrollo. Es recomendable que la detección en línea y la información de los flags sea convenientemente registrada en los set de datos almacenados en sus respectivas bases, de modo que durante el proceso de identificación de fallas o errores esto no deba ser ejecutado nuevamente.

El procesamiento de datos fuera de línea puede ser ejecutado manual o automáticamente.

El procesamiento automático, tales como el análisis de líneas de base o detección de anomalías, requiere aplicar diferentes técnicas, tanto para detectar los parámetros bajo investigación, así como para validar el dato que esta siendo utilizado. Estas aplicaciones especiales de procesamiento generalmente incluyen un reprocesamiento de datos (llenado de datos en paquetes donde faltan datos, promedio de valores, reducción de la resolución o *down sampling*) y otros procesos que requieren la modificación de los datos para poder cumplir con los objetivos del análisis. Estas aplicaciones deben incorporar algún tipo de flags para alertar al operador cuando se ha detectado una anomalía evidente en los datos o una condición no esperada.

El procesamiento fuera de línea y manual de los datos es el proceso de análisis más comúnmente utilizado. Este procesamiento incorpora un examen rutinario de los eventos, la verificación de los parámetros de operación y la validación de modelos, entre otros.

Una de las situaciones conflictivas más comunes, es que los procesos manuales no informan automáticamente al operador de los problemas en los datos, que son indicados en los bits de estado y en otros flags. A menos que el operador esté entrenado para mirar los bits de estado y los flags y además que tenga el tiempo para ejecutar esta actividad, los datos inválidos serán mostrados como válidos, llevando al operador a tomar conclusiones incorrectas. Es por ello que es imprescindible que los programas de análisis suministrados por el proveedor deban estar preparados para leer los flags de datos y para alertar al operador de eventuales problemas.

Además de los flags de estado y de otras indicaciones que puedan ser incorporadas a los datos, el proceso de validación de los datos debería incorporar actividades tales como la comparación permanente con otros sistemas de medida del operador o la simple observación de comportamientos inusuales, tales como la detección de patrones que no tienen sentido.

Algunos de estos patrones poco usuales pero existentes, son los siguientes:

Comportamiento plano. Una línea continua de datos que no experimenta ningún cambio indica que la variable que está siendo reportada no está siendo actualizada. Esto podría deberse a que en la PMU o en el PDC local (o incluso en el PDC Corporativo), se están reemplazando los datos perdidos.

Datos con ruido. Esta situación podría deberse a la existencia de oscilaciones de alta frecuencia que se han mezclado con los datos. Un análisis previo requiere, por ejemplo, expandir la escala de tiempos para detectar si aparece algún patrón de oscilaciones. Normalmente, se trata de un problema de desadaptación de impedancias producto de una conexión deficiente.

Patrón de comportamiento inusual. En este caso es posible observar que la señal es afectada por un patrón que no parece ser una simple oscilación. Esto podría ser causado por un reloj que se está reseteando regularmente, o un bit de la medida estático fijo en un valor, un algoritmo que está fallando sistemática y regularmente, etc. Estos son problemas de muy difícil seguimiento y la mejor manera de resolverlos es ejecutar una revisión y comparación cuidadosa con otras señales.

Medidas que no tienen sentido. En estas situaciones es posible observar, por ejemplo, tensiones muy altas o muy bajas, flujos de potencia que no son viables, ángulos de fase improbables, etc. Estos problemas se deben, generalmente, a errores de escalamiento pero también a medidas identificadas incorrectamente (ej.: señales erróneas), errores directos de medida, errores en la reconstrucción de los datos (*patching*), problemas en la entrada de sincronía de tiempo de la PMU y problemas similares.

El siguiente nivel de validación manual de los datos es la comparación con medidas adquiridas por otros sistemas.

El sistema SCADA es el sistema que generalmente tiene mayor disponibilidad. Los datos del SCADA son reportados a mucha menor velocidad, de modo que solo es posible confirmar medidas similares, principalmente medidas de estado estable.

Los datos de fasores pueden ser comparados visualmente y estimados a una baja velocidad, pero si se requieren comparaciones mas precisas es necesario ejecutar algún tipo de promedio y/o down-sampling.

Las medidas de tensión y de flujo de potencia calculados desde los datos fasoriales deberían estar razonablemente cercanos a los indicados por el SCADA. De no ser así, será necesario investigar y registrar en caso de detectar discrepancias mayores.

Para poder estimar y comparar los ángulos de fase de las tensiones desde los datos del SCADA es necesario usar los datos entregados por el subsistema de estimación de estado.

Si no ocurren cambios significativos en el sistema en el momento de la comparación, esta debería ser bastante precisa para confirmar los valores de fasores de un mismo instante de tiempo.

Para una validación dinámica de las medidas, se recomienda utilizar los registros de equipos registradores de falla o DFR. La experiencia internacional indica que ellos son frecuentemente utilizados para establecer la validez de los datos informados por las PMU. Los DFR generalmente registran datos a una frecuencia de muestro de 1.000 a 10.000 Hertz (muestras por segundo). La extensión de sus archivos son generalmente de unos pocos segundos, de modo que las validaciones solo pueden ser hechas para instantes de tiempo muy específicos.

Los equipos de medida de fasores muestran una envolvente de la senoide de 50 Hertz (valores efectivos) mientras que los DFR muestran la senoide completa (valores instantáneos).

Aún cuando es posible ejecutar algunas comparaciones mediante una simple inspección visual, un análisis más detallado requiere algún tipo de procesamiento de datos. Una aproximación es estimar los valores sincrofasoriales directamente de las muestras tomadas por el DFR. Si las estampas de tiempo del DFR son precisas y a través de sincronía GPS, también puede ser efectuada una comparación directa. De no ser posible lo anterior, se pueden tomar los registros de ambas señales y alinearlos.

Otra aproximación es determinar y observar el espectro de frecuencia de cada registro (utilizando una herramienta de análisis numérico tal como Matlab o similar).

Los datos de los DFR tienen la posibilidad de informar un espectro de muy alta frecuencia debido a que poseen una alta frecuencia de muestreo, y, en consecuencia, puede ser usado para confirmar las frecuencias detectadas por la PMU.

La mayoría de los DFR también incluyen entradas para registros de eventos (con o sin estampa de tiempo). Dado que la PMU también registra información booleana, los DFR pueden ser utilizados para validar los datos de la PMU.

Nótese que la estampa de tiempo de la PMU es muy precisa para estampar los fasores y los valores de frecuencia, sin embargo, los datos booleanos son representados como señales digitales (de cambio de estado) que, aún cuando hayan ocurrido entre estampas de tiempo sucesivas, son estampadas con el tiempo inmediatamente posterior al que efectivamente ocurrió. Es decir, cuando un valor booleano cambia, el nuevo valor será reportado con el siguiente reporte fasorial de modo que este aparecerá como si hubiera ocurrido al instante preciso de la estampa de tiempo, aun cuando haya ocurrido entre estampas de tiempo.

En consecuencia, las estampas de tiempo para eventos reportadas por un DFR y por la PMU puede tener diferencias pero ellas no serán mas grandes que el intervalo entre reportes de la PMU.

9.2.1.3 Análisis de los datos durante la operación

Considerando que los datos de redes de sincrofasores pueden mostrar actividad dinámica que no es aparente para otros sistemas de medida, un análisis regular de los eventos detectados puede mejorar significativamente la operación y desempeño de la red sincrofasorial. Sólo el registro y análisis continuo de las actividades dinámicas, sobre todo en el período inicial de puesta en marcha, podrá facilitar la determinación de posibles fuentes de error. En particular, se recomienda:

- .- La creación de alarmas y consignas de activación para registrar datos fasoriales en condiciones dinámicas específicas.

- .- Establecer una política de revisión de las respuestas del sistema a ciertos eventos, tales como aquellos que causan una variación de frecuencia de 0,1 Hertz, o un sag de tensión bajo 5%, trips de generadores > Plim., etc.

- .- Alarmas basadas en los datos que permitan detectar situaciones tales como bajas tensiones, ángulos de fase excesivos, variaciones de frecuencia, etc.

Para cada uno de los ejemplos indicados, es necesario desarrollar procedimientos de acción y operación. La ejecución sistemática de estos procedimientos no solo ayudarán a incorporar una cultura de operación dinámica de la red sino que además pueden mejorar significativamente la operación y la planificación. El examen regular de los datos sincrofasoriales también ayuda a monitorear el desempeño global del sistema eléctrico, ayudando a identificar problemas en evolución antes de que ellos generen una perturbación mayor.

9.2.2 Actividades específicas de mantenimiento.

Los sistemas sincrofasoriales son relativamente nuevos y la experiencia internacional documentada de mantenimiento es limitada. Sin embargo, es posible determinar que muchos de los planes de mantenimiento encontrados en las principales utilities del mundo son similares a los planes de mantenimiento actualmente establecidos para equipos de medida, control y protección. A continuación, se informa de aquellos aspectos que pueden ser específicos a la tecnología de sincrofasores.

9.2.2.1 Mantenimiento del Hardware

Los únicos equipos en la S/E específicos de una red de medida sincrofasorial son las PMU y PDC. La precisión de la medida depende de la PMU y para asegurar esta precisión es necesario una verificación periódica de la calibración.

Hay un mínimo de componentes que pueden afectar la precisión de una PMU y básicamente corresponde al circuito analógico que está antes del conversor A/D. Una vez que la señal análoga se transforma en un valor digital, el valor es manejado matemáticamente y no debería degradarse en el tiempo. En consecuencia, sólo los cambios efectuados en el circuito análogo y en el conversor pueden degradar las medidas y causar cambios en la precisión a lo largo del tiempo. Sin embargo, una PMU bien diseñada debería mantener su calibración, por al menos, unos cinco años.

Dado que la aplicación funcional de una PMU es similar a la encontrada en los relés, DFR y medidores, se recomienda que la rutina de mantenimiento sea inicialmente planificada en el mismo intervalo de tiempo utilizado para estas tecnologías. En un *survey*³⁴ de mantenimiento desarrollado en USA, varias *utilities* planifican un intervalo de mantenimiento de 5 años, por lo que se recomienda planificar la revisión de la primera calibración de las PMU en un intervalo no mayor a este. Si en el transcurso de este período se observa que las lecturas cambian más que la precisión esperada (1%), se recomienda disminuir la duración de este intervalo para mantener la precisión de los equipos dentro del rango esperado.

Los otros componentes del sistemas tales como routers, modems, multiplexores y computadores deben ser mantenidos de acuerdo a las políticas actuales de cada compañía.

Sin embargo, todos los equipos que sean de uso exclusivo del sistema de medición sincrofasorial deben tener un único y particular protocolo de mantenimiento con un único equipo de técnicos

³⁴"Responses Summary to Questionnaire on PMU Installation and Maintenance", Performance Requirements Task Team (PRTT), Eastern Interconnection Phasor Project. May 2006.

especializados dedicado. De no ser así, el personal de mantenimiento general, en desconocimiento de la tecnología de sincrofasores podría provocar alguna interrupción no deseada en el funcionamiento de la misma.

Las aplicaciones del sistema sincrofasorial y los PDC operan sobre computadores personales estándar y con sistemas operativos tales como Windows o Linux. Los PDC de hardware son poco comunes, pero operan sobre el mismo tipo de hardware y bajo los mismos sistemas operativos.

En todos los casos, la precisión no se degrada con el paso del tiempo de modo que no se requiere ningún tipo de calibración. Sin embargo, lo que si se requiere son instalar los parches y actualizaciones de los programas y del sistema operativo respectivamente. Estos cambios deberían ser aplicados de manera periódica y documentada. Los cambios de versiones deben ser autorizados y aprobados por el proveedor de las aplicaciones y del software del PDC.

El computador que actúa como PDC (Local o Corporativo) no debe estar conectado a la red internet de manera tal que el mismo no pueda efectuar actualizaciones de su sistema operativo a través de la red. Toda actualización del sistema operativo deberá ser ejecutada a través de unidades de memoria o CD/DVD convenientemente escaneados y libres de virus. En todo caso, y en caso de que el proveedor deba hacer actualizaciones de las aplicaciones PDC, se debe inhibir toda posibilidad de actualización del sistema operativo del PDC a través de la conexión habilitada para actualizar aplicaciones.

9.2.2.2 Mantenimiento orientado al desempeño

Las medidas del sistema sincrofasorial deben ser comparadas regularmente contra medidas similares de otros sistemas, tales como medidores, SCADA y sistemas estimadores de estado.

La mejor práctica es ejecutar estas comparaciones continuamente y en forma periódica. Sin embargo, si esto no es posible, se recomienda al menos ejecutar una comparación anual de estas lecturas. Esta práctica podría detectar problemas en desarrollo, tales como cambios de señales no documentados, errores de TT/PP y TT/CC, unidades A/D en falla, etc.

Estos tipos de cambios están fuera del alcance de un proceso de calibración normal pero ocurre y en algunos casos no es posible detectarlos hasta que el problema se manifiesta totalmente. Estas comparaciones deben ser convenientemente documentadas de manera de poder detectar degradaciones lentas y progresivas.

El uso de los recursos debe ser verificado y documentado en una base regular.

Esta actividad incluye medir el ancho de banda de las comunicaciones usadas para el sistema sincrofasorial y el espacio en disco para el almacenamiento de datos. Los cambios no informados en el monitoreo pueden agregar más datos y además impactar en el ancho de banda de los sistemas de comunicación. De la misma manera, si los canales de comunicación son compartidos, significa que el crecimiento de los otros sistemas podría impactar en el desempeño de todo el sistema sincrofasorial.

En relación al almacenamiento de datos, el crecimiento de datos es normalmente planeado con alguna tolerancia a los cambios. Sin embargo, si ellos se deben a expansiones no planificadas tales como eventos adicionales y registros de análisis del usuario pueden aumentar significativamente los requerimientos de mayor espacio.

El espacio en disco debe ser chequeado regularmente para estar seguros de que hay suficiente espacio que evite la pérdida de datos debido a un *overflow* de disco.

El ancho de banda de los enlaces de comunicación debe ser chequeado al menos anualmente y el espacio en disco al menos cada tres meses.

Los procedimientos de mantenimiento y sus intervalos son establecidos por la compañía que opera el equipo (generación-transmisión-distribución) y de acuerdo con los requerimientos regulatorios y normativos externos (CDEC – CNE).

Las recomendaciones expuestas aquí forman parte de estudios basados en la experiencia internacional, y están basados en prácticas y problemas reales observados, que pueden servir de línea de base para el desarrollo de un plan de mantenimiento específico.

9.2.2.3 Mantenimiento y gestión de las configuraciones

La configuración del sistema incluye la identificación y características de los subsistemas de medida, de conexiones y rutas de los subsistemas de comunicación y ajustes de los subsistemas de aplicación.

Estas configuraciones son ejecutadas inicialmente como parte del proceso de instalación y puesta en marcha y son chequeados durante el proceso de validación. En tanto el sistema no experimente cambios, este debería operar como fue inicialmente planeado. Sin embargo, los cambios son inevitables, son parte de la dinámica del sistema eléctrico y el proceso de gestión de las configuraciones es de gran importancia.

Los cambios de configuración necesitan ser planificados por la persona o grupo que gestiona este aspecto particular. Por ejemplo, es el departamento de TI el que gestiona generalmente las

configuraciones de ruteo y de firewall de la red y ellos deberían planificar todos los cambios. Una vez que se planifique el cambio, las partes involucradas (*stakeolders*) necesitan ser notificados de los cambios que se planea introducir, debido a que estos podrían afectar otras partes del sistema. Por ejemplo, un determinado equipo de trabajo podría necesitar agregar algunos puntos de medida, pero esto podría incrementar el tamaño del paquete de datos lo suficiente como para requerir un ancho de banda adicional en la comunicación.

Este proceso, así planificado, debería asegurar una transición suave y exitosa a una nueva configuración.

CAPITULO X - INSTALACIÓN Y REEMPLAZO DE NUEVOS EQUIPOS

10.1 Introducción

Este capítulo cubre el análisis y acciones relativas a instalación de nuevos equipos PMU en la red, el reemplazo de PMU, y el conjunto de pruebas básicas requeridas para dicha instalación y tiene como objetivo exponer cuales son los procesos a ejecutar durante el período posterior a la implementación de la red WAM.

10.2 Instalación de nuevos equipos PMU en la red WAM.

10.2.1 Revisión general de la Instalación

Asumiendo que el punto de instalación de la PMU ya está definido (S/E), los primeros pasos que deben darse en el proceso de instalación de una PMU son la revisión de la instalación. Los elementos principales que deben ser revisados son; entradas de señales, entrada de tiempo, salida de datos, y entrada de energía de alimentación.

La extensión y alcance de las pruebas dependerá finalmente de las prácticas del propietario de la subestación en donde la PMU se está instalando, pero como mínimo, se deben ejecutar pruebas que aseguren y verifiquen que las unidades trabajan de la manera que fue planificada y que sus variables de salida entregan valores razonables.

Como parte de la revisión, se deben chequear el alambrado para verificar que la instalación cumple con las especificaciones del usuario y con los requerimientos planteados por el fabricante de la PMU. La ejecución de estas pruebas básicas, podrá confirmar un alambrado correcto, estado de borneras de conexión, conexiones a tierra del equipo, etc.

Las pruebas siguientes están asociadas a los equipos y componentes de comunicación (en caso de que se requieran) tales como cableado y conexiones de señal y poder. Los enlaces de comunicación deben ser instalados y completamente probados al menos un día antes del comisionamiento programado de una nueva PMU.

Se entiende que la calibración y caracterización de las medidas de la PMU ha sido completamente ejecutado en un ambiente de laboratorio por el proveedor que está suministrando la PMU y que además el proveedor a presentado la certificación correspondiente de su PMU, otorgada por un organismo calificado, tales como el IEEE, IEC o por un laboratorio de pruebas aprobado por estos últimos.

A continuación, se ejecutan los siguientes pasos:

GPS: Se verifica la conectividad, ya sea analizando la entrada de señal IRIG-B o directamente desde la antena del reloj. Se debe verificar que el tipo de IRG-B es compatible con la de la PMU utilizada (modulada o no modulada), que la PMU se sincroniza y enclava adecuadamente y que el *offset* UTC está correctamente programado y configurado tanto en la unidad de reloj maestra así como en el reloj de la PMU.

Precisión: Se verifica que los valores entregados por la PMU son razonablemente similares a los medidos con instrumentación convencional (multímetro). La idea no es verificar precisión, por cuanto ella se entiende ya certificada, sino que se verifica que los valores son razonables. Se debe verificar que los valores medidos son razonablemente similares a los valores que está informando la instrumentación actualmente instalada en la subestación y en caso de no disponerse de ellas se deben ejecutar comparaciones con las medidas entregadas por el SCADA. Los valores que deben supervisarse son tensión, corriente, frecuencia y ángulos de fase.

Comunicación: Como se indicó, el enlace de comunicaciones se entiende probado y funcionando al menos un día antes de la instalación de la PMU. Debe verificarse entonces que se establece comunicación entre la PMU y el PDC inmediatamente superior, que la PMU está correctamente configurada, que el contenido del paquete de datos es el esperado y que la comunicación entre ambos extremos está trabajando adecuadamente (interoperabilidad).

Equipos Multifunción: Si la medida fasorial es una más de las funciones que ejecuta el equipo multifunción, es necesario verificar además que la operación de las funciones de protección no causan interferencia, degradación o perturbación en la función de la PMU en todas las condiciones de operación y viceversa.

10.2.2 Lista de chequeo de aceptación, instalación y conexión con el PDC

A continuación se exponen todas las pruebas que necesitan ser ejecutadas antes de conectar una PMU al PDC Local. Lo indicado es una propuesta de ejemplo, sin embargo ellos no son los únicos métodos. Los usuarios deben aplicar esta revisión de acuerdo a sus respectivas instalaciones con los recursos disponibles.

10.2.2.1 Conectividad

Esta se refiere al enlace de datos entre la PMU y el PDC local. El enlace de datos puede ser una línea de datos dedicada, un enlace *dial-up*, en enlace LAN-LAN VPN, etc. Las pruebas en esta sección deben incluir al menos la ejecución del comando "ping" básico para determinar el estado de la conexión

y la presencia de dispositivos en cada uno de los extremos. Se debe ejecutar además una prueba de velocidad de datos para asegurar que la conexión tiene la suficiente capacidad para transportar la cantidad de datos requerido.

10.2.2.2 Protocolo

La comunicación PMU-PDC que debe evaluarse es TCP/IP por cuanto en la red del CDEC SIC se ha decidido privilegiar el que los datos sean los correctos por sobre maximizar la velocidad de transmisión (UDP; no utiliza chequeo de errores ni retransmisión de datos). Una vez que los parámetros han sido configurados, la conexión con el PDC local puede ser probada. Si la comunicación está correcta, es decir, ambos equipos logran comunicarse sin inconvenientes y el PDC reconoce toda la información entregada por la PMU, se entiende que el protocolo es aceptable. Si no, se requiere una mayor investigación para determinar el origen de la inconsistencia. En ambos casos, se recomienda la utilización de un monitor de red tal como el WireShark (www.wireshark.org) que es utilizado para asegurar que las reglas del protocolo han sido implementadas correctamente.

10.2.2.3 Formato de Datos según IEEE C37.118

Esta prueba se ejecuta una vez superadas las pruebas de conectividad y protocolos. Todos los comandos utilizados en el protocolo IEEE deben ser probados examinando detalladamente los datos en cada uno de los casos para verificar que se dé un cumplimiento total.

El monitor WireShark es una de las mejores herramientas para permitir una examinación precisa de los datos para asegurar este cumplimiento. Sin embargo, adicionalmente se recomienda utilizar los sistemas de prueba originalmente desarrollados por la NASPI (<http://pmuconnectiontester.codeplex.com/>) y por el SmartTS Lab en KTH, Estocolmo, Sweden (<https://sites.google.com/site/openpmu/>). Para el formato de datos de IEEE C37.118 los paquetes de configuración son enviados cuando son requeridos. (caso TCP/IP).

10.2.2.4 Velocidad de Datos

Se debe verificar la velocidad de reporte de acuerdo a lo que se supone que se espera (50 muestras por segundo). Se sugiere utilizar también el sistema de pruebas de OpenPMU ya mencionado para ejecutar estas pruebas.

10.2.2.5 Coherencia de Datos

Los datos que están siendo recibidos desde el dispositivo, a la velocidad correcta y empaquetados correctamente, también deben reflejar valores que esperados.

Usando el sistema de prueba OpenPMU, el streaming de datos de entrada se verifica para que esté entregando valores coherentes con los valores reales y que coinciden con los valores de salida del dispositivo. Ejemplos de error podrían ser que una magnitud de tensión esta siendo reportada en un canal que esta identificado como de corriente, o alguna configuración errónea de los transformadores de tensión o de corriente de la PMU, que provocan que los valores de salida no sean coherentes con los valores reales que se están midiendo.

10.2.2.6 Latencia

La latencia puede ser fácilmente determinada utilizando el sistema OpenPMU y midiendo las diferencias de la estampa de tiempo del dato con la estampa de tiempo cuando el dato llega al PDC.

10.2.3 Pruebas de preinstalación

La extensión de estas pruebas de preinstalación dependen de las políticas del Coordinado y de los recursos disponibles. Esta prueba puede ir desde pruebas completas de desempeño abarcando todo el diseño de la WAM hasta el mínimo de pruebas descritas anteriormente para estar seguro de que esta unidad trabajará adecuadamente en el sistema que se ha planeado y tiene ya una calibración razonable. Si el Coordinado ya posee sistemas de pruebas de relés de protección o un generador de señales equivalente (caja de pruebas tipo Omicron), es relativamente simple colocar señales en la PMU y chequear que la salida cumple las especificaciones para un conjunto de magnitudes y ángulos de fase.

En general, el Coordinado debería tener un completo set de pruebas para cada una de los tipos de PMU en uso. El Coordinado puede hacer sus propias pruebas o ejecutar estas en un laboratorio que sea capaz de ejecutar estas pruebas.

Las PMU muestrean y procesan los datos digitalmente, en consecuencia, cada tipo de PMU podría tener características particulares distintas de los otros tipos, pero que debería producir los mismos resultados que cualquier otra PMU. No es necesario caracterizar completamente a cada una de las PMU que deberán ser instaladas.

Asimismo, dado que las entradas A/D de la PMU tienden a ser precisas y permanecen precisas, no es usual ejecutar una calibración precisa en cada una de las PMU's. La guía de prueba del OpenPMU del NASPI o de un procedimiento equivalente debe ser ejecutado para la caracterización y calibración de la

PMU. Si la PMU se va a instalar en un rack que va a ser enviado a una subestación, el test de verificación debe hacerse en el rack completamente armado para asegurarse de que la PMU esta trabajando y que el rack está correctamente alambrado.

Luego de lo anterior, ya es posible llevar las señales al sistema del PDC local y/o al PDC Corporativo y su funcionamiento confirmará que se ha probado todo el sistema, menos lo relativo a las comunicaciones.

Todos las pruebas deben ser ejecutadas en un mismo lugar físico. Es muy difícil y costoso verificar el funcionamiento de un sistema a miles de kilómetros de distancia cuando todo lo que usted tiene que hacer es verificar que los datos no están llegando en forma confiable. Típicamente, los mayores problemas se encuentran en las comunicaciones de datos, de modo de que minimizar previamente estos problemas antes de tiempo hace que valga la pena el esfuerzo.

Se requiere una evaluación de riesgos para investigar los escenarios problemáticos de peor caso que podrían ocurrir mientras se ejecuta el comisionamiento de la instalación de la PMU.

Los aspectos de ciberseguridad deben ser resueltos previamente con las unidades de servicios de tecnologías de la información. Cada coordinado podría tener sus propias recomendaciones de ciberseguridad, pero el uso de VPN no conectada a la LAN interna podría proveer de aislación y seguridad. Los enlaces de comunicación deben estar probados y operativos un día antes del comisionamiento de la PMU.

10.2.4 Pruebas durante la instalación

La instalación es ejecutada normalmente por técnicos autorizados con la participación de: servicios de información, ingenieros de planta, mantenimiento de protecciones, ingenieros de comunicación y servicios de transmisión. El gerente del proyecto debe ayudar a coordinar a todos estos grupos en la menor cantidad de reuniones que sea posible para asegurar que todas las preguntas y dudas ya han sido resueltas.

10.2.5 Pruebas después de la instalación

El chequeo consiste en confirmar la operación de la red WAM con todas las señales actualmente integradas. La calibración y caracterización completa de la PMU se entiende que debe ser ejecutada en un ambiente de laboratorio en donde los valores de entrada sean controlados de manera muy precisa.

La instalación de la PMU en los racks debe incorporar un set de bornes de prueba. Las borneras de prueba pueden ser usadas para la inyección de las señales de calibración, lo que será muy útil para ejecutar el mantenimiento periódico.

Los principales puntos en los que se debe poner atención son los siguientes:

- .- ¿Los valores medidos están correctos?
- .- ¿Los valores medidos son razonables?
- .- ¿Los valores medidos son coherentes con otras medidas?
- .- ¿La fase de las señales están coherentes con las fases de las señales de otras PMUs o equipos?
- .- ¿La PMU está sincronizada y permanece así?
- .- ¿Las comunicaciones se están ejecutando correctamente?

10.2.5.1 Valor medido correcto

El método más confiable de chequear los valores medidos es ejecutando una comparación con la entrada. Esto es fácil de hacer si la PMU tiene un visor local o alguna herramienta de software que permita ejecutar una lectura local. La entrada de V e I se mide con un multímetro previamente calibrado (midiendo en algún momento en que las variables experimentan poca o nula variación). La magnitud del fasor de secuencia positiva es aproximadamente el valor efectivo promedio de las tres fases. Mida las tres fases con el multímetro y además tome nota del valor medido del fasor en forma secuencial. Calcule el promedio de las tres lecturas y compárelo con el valor entregado por la PMU. Para las tensiones, esta comparación debería arrojar diferencias dentro del 2% y para la corriente dentro de un 5%. Si las corrientes están muy estables y en el rango medio, la comparación debería estar dentro del 2%. Si el desbalance de fases es significativo ($> 5\%$) es conveniente medir también el ángulo de fase para poder encontrar una mejor estimación por cuanto el desbalance afecta al valor equivalente de secuencia positiva.

10.2.5.2 Comparación con otras medidas

Chequear las entradas con otros valores medidos asegura que el alambrado está correcto y que los canales de entrada de las PMU están operando adecuadamente. Sin embargo, esto no necesariamente asegura que la entrada es efectivamente la señal desde la línea o barra que deseamos medir. La mejor manera de chequear esto no es hacer un seguimiento del cableado de los transformadores de medida de tensión o corriente sino que es mejor ejecutar comparaciones con las medidas existentes. Ejecute esta comparación con los medidores de panel y/o con las medidas de transductores, o con las medidas que suministra el sistema SCADA.

En general, estos valores no están muy cerca uno del otro por cuanto muchos de los medidores de panel y de los transductores están basados en tecnología análoga y no son muy precisos, sobre todo a bajos niveles de señal.

La tensión es generalmente constante, de manera que es fácil ejecutar una buena comparación. Las corrientes varían significativamente, y generalmente son de baja magnitud, de modo que es difícil hacer una buena lectura. Lo importante es determinar que la tensión debería estar dentro de un 2% a 3% y que la corriente debería coincidir con la dirección y en magnitud dentro de un 5%.

El problema de esta metodología es que solo se puede hacer con la tensión o corriente monofásicas y con las medidas de potencia. Es posible usar la medición de una fase y suponer que es el promedio de las tres fases. Sin embargo el valor obtenido puede estar mas alejado de lo que es posible apreciar con una medida de las tres fases.

Si solo se dispone de medidas de potencia, entonces es posible combinar el fasor de corriente con el valor del fasor de tensión de la barra o línea que se está midiendo y comparar potencias, o, dividir la medida de potencia por $(1.732 \times V)$ para determinar la corriente.

No necesariamente las medidas deberán coincidir completamente, aun cuando la PMU este perfectamente calibrada, por cuanto este error podría ser del SCADA. Muchas medidas de tensión del SCADA utilizan solo una señal monofásica proveniente de transductores monofásicos.

Los transductores que nunca han sido calibrados o que lo han sido con poca frecuencia pueden aumentar el error de la medida. Los visores digitales muestran tantos dígitos como el usuario requiera ver, independiente de que ello tenga o no un significado práctico. Estos visores usan frecuentemente 4 a 5 dígitos aún cuando las limitaciones de la precisión del equipo indican que solo se requieren 2 o 3. En consecuencia, el usuario puede ver errores de medida donde no hay ninguno.

Otra comparación valiosa es utilizar los valores entregados por el estimador de estado. El estimador puede entregar magnitudes muy precisas de tensión y corriente y también de los ángulos de

referencia con respecto a un bus patrón. Comparar estos valores con una PMU certificada puede validar la medida del ángulo. Las medidas deben ser ejecutadas al mismo tiempo dado que la carga y los ángulos varían constantemente.

10.2.5.3 Ajustes de fase con las señales locales.

Una vez que las medidas fasoriales pueden confirmarse como correctas, debe chequearse la fase de cada una de ellas relativa a cada otra.

La fase A de cada señal debe ser correctamente alambrada como la fase A en la PMU. De otra forma, las señales estarán desplazadas en ± 120 grados con respecto a lo que deberían ser.

Generalmente, la corriente debería estar dentro de ± 20 grados con respecto a la tensión.

Las excepciones a lo indicado son si la corriente medida corresponde a un dispositivo de control de reactivos, de compensación capacitiva o a una línea abierta. Si se está alimentando un dispositivo capacitivo o una línea abierta debería haber 90 grados en adelanto y en un reactor deberían haber 90 grados en atraso. En cualquier caso, se debe asegurar de que las direcciones de la corriente están orientadas adecuadamente respecto de la tensión.

A veces es útil convertir los valores fasoriales en MW y MVAR y comparar estos con otras medidas. Sin embargo, a bajas magnitudes, diferentes sistemas de medida pueden variar significativamente, pero a plena escala el error debería ser mínimo. Los MVAR son en general difíciles de confirmar, dado que son bastante pequeños en comparación con los MVA del alimentador. Nuevamente, las comparaciones con la información entregada por el estimador de estado sigue siendo una buena forma de chequear la medida.

10.2.5.4 Sincronía

Muchas PMU tienen una indicación directa de la existencia de la señal de sincronía de tiempo a través de una indicación local en el panel frontal de la PMU (piloto). Este piloto debería indicar la existencia de la señal de sincronización de tiempo tan pronto como el equipo se encienda (se asume que la señal de sincronía está conectada). Si la sincronía es suministrada directamente desde un GPS con un decodificador instalado en la PMU, el sistema indicará "enclavamiento" con al menos 4 satélites en todo instante. Si luego del enclavamiento inicial hay menos que 4, la antena podría estar obstruida o hay una fuente de interferencia. Un cable muy largo o un cable dañado puede reducir el nivel de la señal y con ello identificar menos satélites que los óptimos requeridos. El enclavamiento inicial (encendido total del equipo) podría tomar un tiempo de hasta 30 minutos, pero el enclavamiento después de un reset no debería tomar más que unos pocos minutos. El enclavamiento viene indicado en los datos de C37.118.

La sincronía debe ser observada con atención durante los primeros días de operación, para asegurarse de que la PMU mantiene el reloj operativo. De no ser así, es necesario revisar la instalación de la antena, el cable, y, en general, toda la instalación.

Si la sincronización de tiempo es suministrada por otro tipo de señal tal como IRIG-B, la PMU debería indicar rápidamente que está enclavada, tan pronto como se encienda. Al igual que en el caso anterior, la sincronía debe supervisarse muy de cerca los primeros días para estar seguros de que el enclavamiento se mantiene.

Los códigos de tiempo del protocolo incluyen un indicador de calidad generado por la fuente de la señal y esto podría ser monitoreado por la PMU.

10.2.5.5 Operación de las comunicaciones

Las comunicaciones desde la PMU al concentrador de datos local es un enlace crítico y frecuentemente son los que presentan más problemas. Los detalles de chequeo inicial dependen de cada sistema en particular, pero las observaciones mínimas son las dadas a continuación.

Los datos de la PMU son enviados al PDC a una frecuencia pre programada, en paquetes que están con estampa de tiempo y terminados con un CRC o checksum. En muchos casos, el medio de comunicación provee su propio empaquetamiento con una palabra de chequeo. El PDC que recibe, debería usar esta palabra de chequeo para detectar los datos dañados y sus estampas de tiempo para mantener un registro de los datos perdidos. Esta información es esencial para el chequeo inicial del sistema así como para los procedimientos de mantenimiento o reparación.

Luego de la instalación, se deben monitorear los datos por unos pocos días. Un sistema de comunicación bien diseñado no debería perder más de 3 paquetes/hora de datos a una velocidad de 50 muestras/seg.

En el lado receptor, no es posible diferenciar entre aquellos datos que han sido perdidos durante la comunicación y datos que nunca fueron enviados. Las pruebas de instalación deben incluir suficiente supervisión para demostrar que la PMU envía sus datos confiablemente (o no). La información en este punto indica si los datos desaparecidos indican pérdidas en el sistema de comunicación.

Pérdidas mayores que un 5% están muy por debajo del desempeño requerido y requieren ser solucionadas. La cantidad tolerable de pérdida depende de la aplicación y del CDEC SIC. Las aplicaciones de tiempo real necesitan una confiabilidad muy alta.

Los patrones de pérdidas de datos indican diferentes problemas dependiendo del tipo de comunicación.

Los sistemas RS232 que usan comunicación análoga o digital deberían tener pocos errores de checksum y pocos paquetes perdidos por hora en un sistema normal de comunicaciones. Sin embargo, sería posible observar aumentos de pérdidas a ciertas horas del día si la comunicación es afectada por *fading* (relacionado con temperatura).

La pérdida de bloques ocasionales puede indicar la existencia de problemas de sincronización de sistemas de comunicación o problemas de re sincronización debido a bajos niveles de señal. Cualquier valor de pérdida superior a unas pocas muestras/hora usualmente indica que existe un problema de comunicación que debe ser resuelto. La experiencia a mostrado que los sistemas WAM que poseen un sólido y buen mantenimiento puede funcionar por semanas sin ninguna perdida de ningún paquete.

Los sistemas basados en redes sobre comunicaciones análogas se comportan en forma similar que los enlaces RS232 mencionados anteriormente. Las redes sobre comunicaciones digitales pueden ser divididas en aquellas de tipo conectado como TCP/IP y aquellas no conectadas como UDP/IP. TCO suministra ordenamiento de paquetes y retransmisión en caso de pérdida o de paquetes dañados. Con un buen sistema de comunicación, los datos podrán retrasarse ocasionalmente, pero no habrá una pérdida de datos que sea evidente para el usuario.

Con un sistema degradado o sobrecargado, los retardos de datos podrían ser mas significativos y haría que TCP no pudiera recuperar los paquetes perdidos y podrían haber grandes periodos sin datos (mientras el sistema trabaja en el modo de recuperación de datos) y entonces el flujo de datos no se puede re sincronizar.

Con UDP, el dato es enviado a destino sin ningún proceso de ordenamiento ni de recuperación. En algunos casos el reordenamiento y la retransmisión puede estar dentro de la aplicación.

UDP es comúnmente utilizado en sistemas sincrofasoriales debido a que es rápido, sin retardos y simple. Una pequeña cantidad de pérdida de datos es tolerable y preferible en vez de tener permanentemente datos retrasados.

Con un buen sistema de comunicaciones, los datos rara vez serán retrasados y las pérdidas serán menores que 1 paquete/hora (en aplicaciones prácticas, se ha observado que estos sistemas trabajan semanas sin perder ningún paquete de datos).

Es esperable que hayan pérdidas de paquetes de datos. Si se está utilizando una red de propósito general, existirán más errores durante aquellos períodos de mayor uso. Las pérdidas mayores de que 3 paquetes/hora requieren ejecutar una investigación, dado que esto podría indicar un error de configuración.

Una vez en servicio, el operador debe determinar por experiencia que es lo indicado para diferentes patrones de pérdida de datos. Una pérdida de datos permanente indica una falla de PMU o una falla en el sistema de comunicación. Dependiendo de los niveles de pérdida estos podrían indicar errores de configuración, sobrecargas, problemas de sincronización.

10.2.5.6 Registros

Es importante mantener un registro permanente de los detalles de la instalación, de las configuraciones y de los resultados de las pruebas iniciales. La instalación siempre dispondrá de planos que incluyan el alambrado y disposición física, aunque no necesariamente detalles de escalamiento, razones, constantes y configuración de los equipos de la instalación.

Un registro claro y completo de los ajustes es esencial para facilitar el chequeo, verificación y mantenimiento continuo. Este registro debería incluir, al menos, todas las razones de transformación de TT/PP y TT/CC, factores de calibración de PMU, ajustes de comunicación, triggers, límites, y parámetros de registro.

Estos registros deberían ser utilizados y confirmados durante los procedimientos de chequeo detallados anteriormente. Otra información adicional tal como tipo de cable, largo de cable, detalles de los transformadores de medida, son también de utilidad.

El registro de las pruebas iniciales o de puesta en marcha puede ser utilizado como línea de base durante el proceso de mantenimiento y puede ayudar a establecer una línea de base para la resolución de problemas.

ANEXOS

10.3 Anexo A

Proveedores de Aplicaciones de Software para Redes Sincrofasoriales

Electric Power Group, www.electricpowergroup.com

201 South Lake Avenue, Suite 400
Pasadena, CA 91101
Phone: 626-685-2015

GE, <http://www.gegridsolutions.com/alstomenergy/grid/products-services/product-catalogue/electrical-grid-new/control-room/wams/phasorpoint/index.html>

PowerWorld, www.powerworld.com

PowerWorld Corporation
2001 South First Street
Champaign, IL 61820
Phone: (217) 384-6330

ELPROS, <http://www.elpros.si>

ELPROS Electronic and Programming Systems Ltd.
Teslova ulica 30
SI-1000 Ljubljana
Slovenia
Telephone: +386 1 477 66 95

Open PDC, <https://www.gridprotectionalliance.org/default.asp>

1206 Broad Street
Chattanooga, TN 37402
Phone: 423-702-8136

SEL, <https://selinc.com/>

2350 NE Hopkins Court
Pullman, WA 99163 - USA
Phone: +1.509.332.1890



Informe Diseño e Implementación del Módulo de Medición Sincrofásorial para el SIC

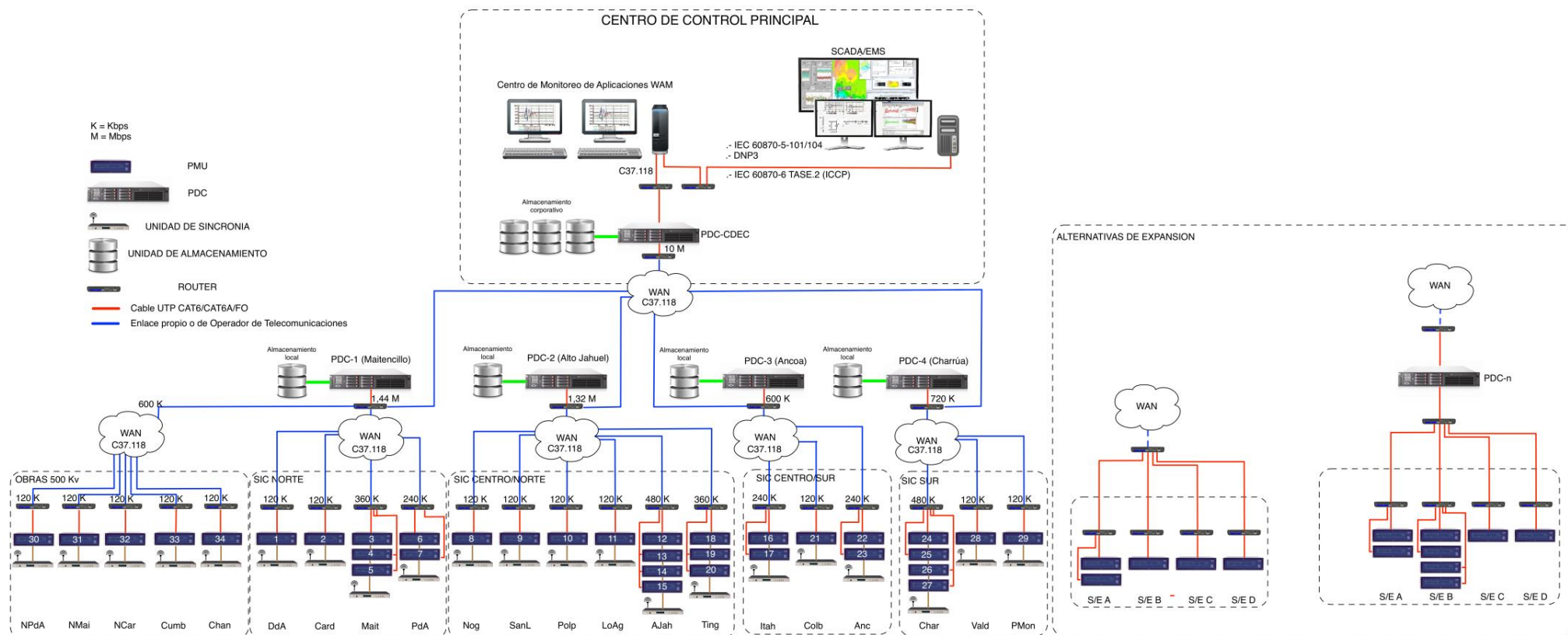


10.4 Anexo B

PMU					Unidad de Sincronía		Reporta a		Ubicación					Medidas del Fazor de Voltaje										Medidas del Fazor de Corriente																			
ID CDEC	Fabricante	Modelo	Versión de FW	Clase	FS	Fabricante	Modelo	ID PDC	Tipo	Zona	S/E	Paño	Elemento	Configuración				Transformador de Medida				Ajustes externos requeridos		Variables				Configuración				Transformador de Medida				Ajustes externos requeridos		Variables					
														Nombre	Rep.	Formato	V Nominal	Descripción	Clase	Razón	Relación Fasorial	Factores de Escala	Ajuste de Ángulo	Van	Vbn	Vcn	F	RF	Nombre	Rep.	Formato	I Nominal	Descripción	Clase	Razón	Relación Fasorial	Factores de Escala	Ajuste de Ángulo	Ia	Ib	Ic		
																								Amps																			
1				M	50		1 (Maitencillo)	Local		SIC Norte	Diego De Almagro	J1	Diego de Almagro - Carrera Pinto	DdA2CP_V	Polar	Punto Flotante	220							✓	✓	✓	✓		DdA2CP_V	Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
2				M	50		1 (Maitencillo)	Local			Cardones	J12	C1 Cardones - Diego de Almagro		Polar	Punto Flotante	220							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
3				M	50		1 (Maitencillo)	Local				J5	C1 Maitencillo - Guacolda		Polar	Punto Flotante	220							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
4				M	50		1 (Maitencillo)	Local			Maitencillo	J4	C1 Maitencillo - Punta Colorada		Polar	Punto Flotante	220							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
5				M	50		1 (Maitencillo)	Local				J3	C2 Maitencillo - Punta Colorada		Polar	Punto Flotante	220							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
6				M	50		1 (Maitencillo)	Local			Pan de Azúcar	J3	Pan de Azúcar - Don Goyo		Polar	Punto Flotante	220							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
7				M	50		1 (Maitencillo)	Local				J4	Pan de Azúcar - La Cebada		Polar	Punto Flotante	220							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
30				M	50		1 (Maitencillo)	Local			Nueva Pan de Azúcar	K1	Nueva Pan de Azúcar - Polpaico		Polar	Punto Flotante	500							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
31				M	50		1 (Maitencillo)	Local			Nueva Maitencillo	K1	Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar		Polar	Punto Flotante	500							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
32				M	50		1 (Maitencillo)	Local			Nueva Cardones	K1	Nueva Cardones - Nueva Maitencillo		Polar	Punto Flotante	500							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
33				M	50		1 (Maitencillo)	Local			Cumbres	K1	Cumbres - Nueva Cardones		Polar	Punto Flotante	500							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
34				M	50		1 (Maitencillo)	Local			Changos	K1	Changos - Cumbres		Polar	Punto Flotante	500							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
8				M	50		2 (Alto Jahuel)	Local		SIC Centro	Nogales	J8/J9	C1 Nogales - Quillota		Polar	Punto Flotante	220							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
9				M	50		2 (Alto Jahuel)	Local			San Luis	J11/J11-12	C1 San Luis Quillota		Polar	Punto Flotante	220							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
10				M	50		2 (Alto Jahuel)	Local			Polpaico	K1	Polpaico - Alto Jahuel		Polar	Punto Flotante	500							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
11				M	50		2 (Alto Jahuel)	Local			Lo Aguirre	K5/K6	Lo Aguirre - Alto Jahuel		Polar	Punto Flotante	500							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
12				M	50		2 (Alto Jahuel)	Local				AT6	Lado 154 kV Transformador Alto Jahuel		Polar	Punto Flotante	154							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
13				M	50		2 (Alto Jahuel)	Local			Alto Jahuel	K1	C1 Ancoa - Alto Jahuel		Polar	Punto Flotante	500							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
14				M	50		2 (Alto Jahuel)	Local				K2	C2 Ancoa - Alto Jahuel		Polar	Punto Flotante	500							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
15				M	50		2 (Alto Jahuel)	Local				K5	C3 Ancoa - Alto Jahuel		Polar	Punto Flotante	500							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
16				M	50		3 (Tinguiririca)	Local		SIC 154 kV	Itahue	A1	Itahue - Curilínque		Polar	Punto Flotante	154							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
17				M	50		3 (Tinguiririca)	Local				AT4	Lado 154 kV Transformador Itahue		Polar	Punto Flotante	154							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
18				M	50		3 (Tinguiririca)	Local				A5	C2 Tinguiririca - La Higuera		Polar	Punto Flotante	154							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
19				M	50		3 (Tinguiririca)	Local			Tinguiririca	A9	C1 Tinguiririca - Tap Malloa		Polar	Punto Flotante	154							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
20				M	50		3 (Tinguiririca)	Local				A10	C2 Tinguiririca - Tap Malloa		Polar	Punto Flotante	154							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
21				M	50		4 (Charrúa)	Local		SIC Sur	Colbún	J7	C1 Colbún - Candelaria		Polar	Punto Flotante	220							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
22				M	50		4 (Charrúa)	Local			Ancoa	J4	C1 Ancoa - Pehuenche		Polar	Punto Flotante	220							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
23				M	50		4 (Charrúa)	Local				K6	C4 Ancoa - Alto Jahuel		Polar	Punto Flotante	500							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
24				M	50		4 (Charrúa)	Local				J1	Charrúa - Pangué		Polar	Punto Flotante	220							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
25				M	50		4 (Charrúa)	Local				J4	C1 Charrúa - Antuco		Polar	Punto Flotante	220							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
26				M	50		4 (Charrúa)	Local				J24	Charrúa - Palmucho		Polar	Punto Flotante	220							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
27				M	50		4 (Charrúa)	Local				K1	Charrúa - Ancoa		Polar	Punto Flotante	500							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
28				M	50		4 (Charrúa)	Local			Valdivia	J3	Valdivia - Pichirahue		Polar	Punto Flotante	220							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			
29				M	50		4 (Charrúa)	Local			Puerto Montt	J3	C1 Puerto Montt - Canutillar		Polar	Punto Flotante	220							✓	✓	✓	✓			Polar	Punto Flotante							✓	✓	✓			

10.5 Anexo C

Arquitectura de Detalle



Nota: Por cada PMU que se agregue a cada PDC local, con objeto de ampliaciones y/o necesidad de colocar PMU adicionales, el ancho de banda del tramo correspondiente PDC Local a PDC Corporativo deberá ser incrementado en $58 \times 2 \text{ Kbps} = 120 \text{ Kbps}$

	Informe Diseño e Implementación del Módulo de Medición Sincrofasorial para el SIC	
--	--	---

10.6 Anexo D

Planilla Excel Lista de Chequeo – Puesta en Marcha Módulo de Medición Fasorial

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco