



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE PLATAFORMA SCADA
PARA SISTEMA DE ELECTRIFICACIÓN SUSTENTABLE
EN LA LOCALIDAD DE HUATACONDO**

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

PABLO ANDRÉS WEBER CORNEJO

**PROFESOR GUÍA:
RODRIGO PALMA BEHNKE**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA
GUILLERMO JIMÉNEZ ESTÉVEZ**

**SANTIAGO DE CHILE
ABRIL 2011**

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: PABLO ANDRÉS WEBER CORNEJO
FECHA: 18 DE ABRIL DE 2011
PROF. GUÍA: DR. RODRIGO PALMA BEHNKE

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE PLATAFORMA SCADA PARA SISTEMA DE ELECTRIFICACIÓN SUSTENTABLE EN LA LOCALIDAD DE HUATACONDO

La sociedad moderna depende de la disponibilidad y el acceso a la energía, cuya demanda se ve incrementada producto de su crecimiento. Por lo anterior, es importante contar con nuevas formas de generación y optimización de recursos que aseguren el abastecimiento. En particular, la generación distribuida (GD), donde se aprovechan preferentemente las energías renovables no convencionales (ERNC), es una alternativa para la generación en base a energéticos distribuidos. Asimismo, Chile ha realizado modificaciones legales para que la GD y las ERNC sean reconocidas en los mercados eléctricos.

La operación conjunta de recursos distribuidos da origen a las micro-redes, donde se pueden implementar, mediante sistemas de comunicación, esquemas de coordinación como el generador virtual (GeVi). La integración de GD y otros recursos distribuidos bajo el concepto de GeVi tiene numerosas proyecciones en los sistemas eléctricos, entre las que se cuentan el uso eficiente de los recursos locales, un mejoramiento en la calidad del servicio y una disminución del impacto ambiental de la generación de electricidad. Por lo anterior, la implementación de un GeVi se presenta como alternativa para dar solución de abastecimiento a localidades aisladas.

El objetivo de este trabajo es contar con una plataforma de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA) aplicada a la “micro-red GeVi” del poblado de Huatacondo, que permita operar el sistema eléctrico de forma eficiente aprovechando los recursos distribuidos con que cuenta la localidad.

Se propone una arquitectura de hardware basada en un sistema SCADA tradicional que incorpora elementos particulares de una micro-red, tales como medidores de consumo inteligentes y dispositivos inalámbricos especializados en el control de la demanda de los usuarios. Adicionalmente, se extiende su diseño para lograr control y monitoreo remoto desde cualquier lugar mediante el uso de internet. La arquitectura propuesta sigue los lineamientos del estándar IEEE 1547.3™. Posteriormente, se implementa la plataforma SCADA en el sistema eléctrico del pueblo siguiendo las directrices del diseño propuesto. Gracias a lo anterior, se cuenta con control y monitoreo de todos los recursos distribuidos, facilitándose el desarrollo y la aplicación de esquemas de coordinación en la micro-red. Además, es posible el monitorear remotamente desde las dependencias del Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile. Como resultado, se presentan gráficos que muestran la operación de la micro-red mediante la visualización de potencias inyectadas, tensiones por fase, tensión y corriente en el banco de baterías y frecuencias de red, en un período de 24 horas.

Finalmente, se concluye que la plataforma SCADA implementada cumple con los requerimientos funcionales impuestos por la micro-red, logrando la operación eficiente y continua del sistema eléctrico de Huatacondo.

Entre los posibles desarrollos para continuar con esta línea de trabajo se encuentran: la utilización masiva de dispositivos inalámbricos en los sistemas SCADA, el estudio e implementación de protecciones en micro-redes y el desarrollo de esquemas de coordinación que combinen la operación de múltiples micro-redes utilizando la plataforma diseñada.

a mis padres, Carlos y Elizabeth

Agradecimientos

En primer lugar agradezco a mi familia, mamá, papá y Nicole, gracias por su apoyo incondicional, por los valores que me han dado y por las ganas de mantenernos siempre juntos a pesar de los *cototos* de la vida.

A mi profesor guía, gracias Rodrigo por confiar en mí y darme la oportunidad de contribuir con mi trabajo al desarrollo de la Iniciativa GeVi.

Gracias al equipo GeVi, en especial a los que vivimos momentos complicados y alegres en los cerros Huatacondinos. Lorenzo, Natalia, Mariel, Claudio, Ed, Andrés, Bernardo, Nico, Diego.

Gracias a mis amigos Juan Antezana y Daniel Lühr por el gran compañerismo que nos une y la ayuda que me han brindado desde los años universitarios en adelante.

Claudia, amor mío, gracias por tu compañía incondicional e inmenso amor.

Gracias a todos los que esperaron y confiaron en la concreción de este trabajo.

Índice general

Resumen	I
Índice general	IV
Índice de figuras	VI
Índice de tablas	VII
Lista de abreviaturas	VIII
1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Alcance	2
1.3. Objetivo General	2
1.4. Objetivos Específicos	3
1.5. Estructura del Trabajo	3
2. Antecedentes generales	5
2.1. Generación Distribuida	5
2.1.1. Factores que facilitan el desarrollo de la Generación Distribuida	6
2.1.2. Principales barreras para el desarrollo de GD	7
2.2. Serie de estándares IEEE 1547 TM	9
2.2.1. Revisión del estándar IEEE 1547 TM -2003	9
2.2.2. Estándar IEEE 1547.3 TM -2007	11
2.3. Micro-redes	16
2.3.1. Ventajas de las Micro-redes	17
2.3.2. Desafíos y desventajas en el desarrollo de las Micro-redes	18
2.3.3. Micro-redes CERTS	18
2.4. Generador Virtual (GeVi)	19
2.4.1. Sistema de coordinación GeVi	20
2.4.2. Micro-red GeVi	21
2.5. Sistemas SCADA	21
2.5.1. Componentes de un sistema SCADA	22
2.5.2. Software de un sistema SCADA	23
3. Diseño de la Plataforma SCADA	26
3.1. Arquitectura física para un Local SEP	26
3.2. Coordinación de múltiples Local SEP	29

3.3.	Flujo de datos y componentes de software	29
3.4.	Requerimientos funcionales IEEE 1547 TM -2007	34
4.	Implementación de la Plataforma SCADA en Huatacondo	36
4.1.	Proyecto GeVi en Huatacondo	36
4.2.	Sistema SCADA	38
4.2.1.	Servidor Principal	39
4.2.1.1.	Hardware y Sistema Operativo	39
4.2.1.2.	Componentes de software	39
4.2.1.3.	Sala de control	40
4.2.2.	Red de comunicaciones	42
4.2.2.1.	Elementos de red	42
4.2.2.2.	Canales de comunicación	43
4.2.3.	Dispositivos de campo	44
4.3.	Conexión con Coordinador GeVi	46
5.	Resultados	48
5.1.	Operación en período de 24 horas.	48
5.2.	Variables historizadas	49
5.2.1.	Potencia activa	49
5.2.2.	Potencia reactiva	51
5.2.3.	Frecuencia de la red y tensiones fase-neutro	52
5.2.4.	Tensión y corriente banco de baterías	54
5.3.	Identificación de fallas	54
5.4.	Monitoreo remoto	56
6.	Conclusiones y Trabajo futuro	57
	Bibliografía	60
A.	Red de distribución de Huatacondo	62
B.	Diagrama sistema SCADA de Huatacondo	64
C.	Plano sala eléctrica	66

Índice de figuras

2.1.	Serie de estándares de interconexión IEEE 1547™	10
2.2.	Diagrama de interconexiones	11
2.3.	Diagrama de referencia para el intercambio de información	12
2.4.	Rol de los <i>stakeholder</i> relevantes para la interconexión de RD	14
2.5.	Local SEP, Micro-red GeVi y Generador Virtual	21
2.6.	Elementos de un sistema SCADA	23
3.1.	Diagrama de interconexión en una micro-red GeVi	27
3.2.	Diagrama de conexión de un Coordinador GeVi	30
3.3.	Diagrama de flujo de la información en un Coordinador GeVi Local	31
3.4.	Diagrama de flujo de la información en un Coordinador GeVi	33
4.1.	Contexto geográfico de Huatacondo.	37
4.2.	Diagrama unilineal del sistema eléctrico de Huatacondo.	38
4.3.	Diagrama unilineal del SCADA de Huatacondo.	38
4.4.	Flujo de datos bajo estándar OPC	40
4.5.	Fotografía de la sala eléctrica.	41
4.6.	Fotografía del banco de baterías.	41
4.7.	Fotografía de la sala de control.	42
4.8.	Conexión a través de red privada virtual.	47
5.1.	Operación del día martes 11 de enero de 2011.	48
5.2.	Potencia activa en W y kW inyectada por cada unidad	50
5.3.	Potencia reactiva en kVAR y VAR	51
5.4.	Frecuencia de la red en Hz	52
5.5.	Tensiones fase-neutro en punto de conexión del generador diesel	53
5.6.	Tensión y corriente en banco de baterías	54
5.7.	Alarma por falla de tensión en banco de baterías	55
5.8.	Monitoreo en línea con cliente OPC.	56
6.1.	Coordinador GeVi del Norte Grande	57
A.1.	Postación, luminaria y líneas de distribución.	63
B.1.	Coordinador GeVi y sistema SCADA.	65
C.1.	Plano de planta sala de control y sala de baterías.	67

Índice de tablas

3.1. Lista de componentes y funcionalidades.	28
3.2. Comparativo de componentes y funcionalidades.	34
4.1. Buses seriales implementados.	43
4.2. Centrales de medida PowerLogic instaladas.	45

Lista de abreviaturas

CAN	Controller area network.
CERTS	Consortium for Electric Reliability Technology Solutions.
CHP	Combined heat and power.
DA	Data access.
DCOM	Distributed Component Object Model.
DR	Recurso distribuido.
EMS	Energy management system.
ERNC	Energías renovables no convencionales.
ESUSCON	Energía Sustentable Cóndor.
FCFM	Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas.
GD	Generación distribuida.
GeVi	Generador Virtual.
GV	Generador Virtual.
HDA	Historical data access.
HMI	Interfaz hombre/máquina.
HTTP	Hypertext transfer protocol.
IED	Dispositivo electrónico inteligente.
IEEE	Institute of Electric and Electronics Engineers.
IEI	Information exchange interface.
IP	Internet Protocol.
MIC	Monitoreo, intercambio de información y control.
Modbus	Modicon bus.
MTU	Unidad terminal maestra.
NIST	National Institute of Standards and Technology.
NTCO	Norma técnica de conexión y operación.
OPC	OLE for Process Control.

OSI	Open system interconnection.
PCC	Punto de conexión común.
PID	Proporcional, integral y derivativo.
PLC	Controlador lógico programable.
PMG	Pequeño medio de generación.
PMGD	Pequeño medio de generación distribuido.
RD	Recurso distribuido.
RSA	Rivest-Shamir-Adleman.
RTU	Unidad terminal remota.
SCADA	Supervisión, control y adquisición de datos.
SEP	Sistema eléctrico de potencia.
SSL	Secure sockets layer.
TCP	Transmission Control Protocol.
TLS	Transport layer security.
UDP	User Datagram Protocol.
UML	Unified modeling language.
VPP	Virtual Power Plant.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Una de las principales barreras técnicas, que frenan la introducción masiva de generación distribuida en los sistemas eléctricos, es la alta complejidad que presentan los necesarios métodos de coordinación de las unidades generadoras. Estos procedimientos de coordinación permiten manejar y administrar un conjunto de unidades distribuidas como si fueran un solo generador.

Lo anterior, considerando que estas unidades se encuentran conectadas a las redes de distribución, permiten, además de inyectar potencia al sistema, ofrecer servicios complementarios, tales como; regulación de tensión, regulación de frecuencia, manejo de congestión y reserva, entre otros [19]. Si el sistema de coordinación, además de manejar las unidades de generación, es capaz de realizar gestión sobre las cargas de las instalaciones de distribución, entonces se habla de una micro-red [6]. El implementar métodos eficientes de gestión, que permitan compensar adecuadamente la variabilidad del recurso energético y disminuir los altos costos de inversión, también es una de las principales barreras técnicas que frenan el desarrollo de las micro-redes.

Tradicionalmente se han utilizado los sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA) para monitorear y controlar a distancia una instalación de cualquier tipo [12]. En la industria productiva, especialmente en la que están involucrados procesos químicos, los sistemas SCADA han tenido un constante desarrollo. Que ha favorecido la creación de estándares de equipamiento de software y hardware que permiten la masificación y robustez de estos sistemas.

El presente trabajo de título pretende mostrar, mediante un caso particular, que los sistemas SCADA son una plataforma válida para actuar como línea de base en la implementación de esquemas de coordinación de unidades de generación distribuida, favoreciendo el desarrollo de las micro-redes.

Chile presenta características de geografía y densidad poblacional que ha determinado la existencia de múltiples poblados con red eléctrica auto-abastecida y aislada de los sistemas eléctricos interconectados. Generalmente estos sistemas cuentan con un generador diesel cuya operación está

limitada a unas pocas horas durante el día, debido al alto costo y logística asociada al combustible. Como alternativa a la generación diesel, en los últimos años se ha impulsado el uso de energías renovables no convencionales. Sin embargo, la variabilidad de la fuente energética y los costos de las tecnologías asociadas no permiten el reemplazo inmediato de los métodos tradicionales. Por lo tanto, es necesario desarrollar sistemas que permitan asegurar el suministro eléctrico continuo, combinando ambas tecnologías de generación.

Este trabajo se inserta en un proyecto de energización sustentable para el pueblo de Huatacondo que desarrolla la Universidad de Chile, a través de su iniciativa GeVi, en conjunto con la compañía minera Doña Inés de Collahuasi.

Este proyecto tiene por objetivo mejorar el sistema eléctrico de Huatacondo y asegurar el suministro ininterrumpido de energía, mediante la introducción de unidades de generación distribuida a base de energías renovables no convencionales (ERNC), que complementen la generación del sistema diesel existente. Lo anterior, bajo un esquema de coordinación que asegure el máximo provecho de los recursos energéticos locales y la operación a mínimo costo.

1.2. Alcance

En esta memoria de título se lleva a cabo el diseño y la implementación de una plataforma SCADA en el sistema eléctrico de Huatacondo. Se busca contar con las funcionalidades mínimas necesarias para gestionar la operación de las unidades de generación distribuida introducidas en la red, bajo un esquema de coordinación GeVi.

Se busca presentar los elementos de un sistema de coordinación local en base al diseño de una plataforma SCADA. Posteriormente, se pretende extender su diseño para definir la arquitectura de un coordinador GeVi que gestione la operación de múltiples generadores virtuales.

Este trabajo no profundiza en las modificaciones realizadas a la red eléctrica de Huatacondo que no tengan relación con el sistema de comunicaciones y adquisición de datos del SCADA.

No se desarrolla software, a pesar de que sea necesario para la implementación de funcionalidades del sistema de coordinación. No se desarrollan interfaces hombre/máquina de las unidades de generación, ni del sistema eléctrico. Estos temas están contenidos en otros trabajos de investigación y desarrollo del grupo iniciativa GeVi.

Finalmente, no se realiza un estudio de viabilidad económica de la plataforma SCADA implementada.

1.3. Objetivo General

El objetivo general de esta memoria de título es contar con el diseño e implementación de una plataforma de supervisión, control y adquisición de datos en la micro-red GeVi de Huatacondo,

sujeto a las restricciones de conectividad que presenta la localidad y cumpliendo con los requerimientos funcionales mínimos impuestos por el sistema de coordinación.

1.4. Objetivos Específicos

A continuación se presentan los objetivos específicos:

1. Identificar las barreras tecnológicas que frenan el desarrollo de la generación distribuida y las micro-redes.
2. Estudiar y conocer los estándares de hardware y software que ofrece la industria para implementar sistemas SCADA.
3. Diseñar una arquitectura de red que permita establecer comunicación entre los distintos componentes del sistema de coordinación GeVi.
4. Utilizar el concepto de red privada virtual para establecer conectividad segura entre los servidores que componen la arquitectura propuesta.
5. Aplicar software estándar de la industria para implementar las aplicaciones que componen el núcleo de la plataforma SCADA.

1.5. Estructura del Trabajo

Este trabajo presenta la siguiente estructura:

Capítulo 2 “Antecedentes generales” En este capítulo se abordan los conceptos necesarios para el desarrollo del trabajo, tales como generación distribuida y micro-redes. Se revisa el concepto de generador virtual y su aplicación en micro-redes a través de un esquema de coordinación. Finalmente, se hace una revisión de los sistemas SCADA, su arquitectura y componentes de software y hardware.

Capítulo 3 “Diseño de la Plataforma SCADA” Se aborda la implementación de un sistema de coordinación local mediante el diseño de una plataforma SCADA que cumpla con ser la línea base para su desarrollo. Posteriormente, se extiende el diseño de la plataforma para lograr la implementación de un coordinador de alto nivel que gestione la operación de múltiples coordinadores locales.

Capítulo 4 “Implementación de la Plataforma SCADA en Huatacondo” Como caso particular del diseño planteado en el capítulo anterior, se implementa una plataforma SCADA en el sistema eléctrico de Huatacondo para desarrollar un coordinador GeVi que permita operar la micro-red aprovechando al máximo los recursos locales y a mínimo costo.

Capítulo 5 “Resultados” En este capítulo se presentan gráficos con datos de la operación de la micro-red, así como también, la visualización de variables historizadas. Además, se muestra una aplicación cliente OPC que logra monitoreo remoto.

Capítulo 6 “Conclusiones y Trabajo futuro” Se concluye respecto del trabajo realizado en esta memoria de título, y se presentan los trabajos futuros asociados.

Capítulo 2

Antecedentes generales

Para el desarrollo de este trabajo es necesario conocer los conceptos y antecedentes que se presentan a continuación.

2.1. Generación Distribuida

Dependiendo del país los términos generación integrada, generación dispersa o generación descentralizada son usados para referirse a “Generación Distribuida” (GD).

Si bien existe consenso en torno a que la GD corresponde a generación conectada a redes de distribución o en instalaciones de consumo, en la literatura internacional el concepto de GD no encuentra una definición precisa, particularmente cuando el objetivo es más bien establecer qué es y qué no es GD [18].

Adicionalmente, la definición de generación distribuida puede variar dependiendo de los reglamentos regulatorios de cada país, que hacen referencia a distintos aspectos y que se pueden resumir en los siguientes factores [3]:

1. *Propósito*: proveer una fuente activa de potencia eléctrica.
2. *Ubicación*: unidades de generación conectadas directamente a las redes de distribución en las cercanías de los consumos.
3. *Capacidad*: fuentes de energía capaces de generar potencias, dependiendo de su categoría, menores a 300 MW.
4. *Área de influencia*: proveer de energía a los consumos locales.
5. *Tecnología*: energías renovables, cogeneración, entre otros.
6. *Impacto ambiental*: presentan menor impacto ambiental por ser unidades de generación de menor escala.
7. *Modo de operación*: según despacho, predespacho o por fijación de precios.
8. *Propiedad*: dependiendo si la unidad generadora pertenece a productores independientes de energía, o directamente a consumidores.

9. *Nivel de penetración*: dependiendo del porcentaje de energía que se provee a la demanda local.

La definición de generación distribuida no debiera especificar la capacidad, el área de influencia, la tecnología, el impacto ambiental, el modo de operación, la propiedad ni el nivel de penetración. Debido a que éstos dependen del caso particular en donde esté conectada la fuente de generación.

En general, la GD se puede definir como una fuente de energía eléctrica conectada directamente a la red de distribución o dentro de las instalaciones de un usuario [3].

Sin embargo, es posible acotar la definición anterior tomando en cuenta las características y restricciones que imponen los sistemas de distribución en cuanto a la cantidad de potencia que puede inyectar la *fuentes de energía eléctrica* a estos sistemas, dejando explícito en la definición el concepto de tamaño.

Entonces, GD puede ser definida como el uso integrado de pequeñas unidades de generación conectadas directamente a un sistema de distribución o dentro de instalaciones de un usuario [18].

Si bien en la legislación chilena¹ no se define explícitamente a la GD, ésta queda establecida mediante la modificación legal 19.940 del año 2004 que fija el derecho de todo medio de generación, cuya potencia inyectada al sistema no supere los 9 MW, a conectarse a las redes de distribución. Adicionalmente, en el Decreto Supremo 244 del año 2006 queda implícita la definición de GD en cuanto a potencia inyectada y ubicación al distinguir la diferencia entre un pequeño medio de generación (PMG) y un pequeño medio de generación distribuido (PMGD). Entendiéndose por PMG aquel medio de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9 MW conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmisión o adicional. Y por PMGD aquel medio de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9 MW, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.

2.1.1. Factores que facilitan el desarrollo de la Generación Distribuida

El constante incremento de la demanda por energía eléctrica, junto a las crecientes restricciones impuestas por los Estados en materia medioambiental a la construcción de grandes proyectos eléctricos, constituyen factores decisivos para la apertura del mercado eléctrico hacia nuevas formas de generar energía. El desarrollo actual y futuro de la GD se fundamenta en una serie de situaciones y medidas que actúan como promotor de este modelo de generación. A continuación se señalan algunas:

1. Modificaciones al marco legal y reglamentario del sector eléctrico, que a través de iniciati-

¹Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE)

vas tales como la “Ley Corta I”² y “Ley Corta II”³, generan incentivos que promueven el desarrollo de la generación distribuida.

2. Saturación de la capacidad del actual sistema de potencia ante demandas crecientes. Problemas de ubicación de las grandes centrales y ampliación de la infraestructura del sistema de potencia. La GD aparece como alternativa para cubrir peaks de demanda y evitar interrupciones en el suministro, contribuyendo a la seguridad del mismo y a facilitar la planificación del abastecimiento frente a previsiones inciertas de demanda.
3. Reducción de pérdidas en la red y en el costo asociado a la infraestructura. Las compañías eléctricas presentan altos costos producto de las pérdidas que se producen en las líneas de transporte y distribución y que se incrementan en hora punta. La GD, al estar conectada en puntos más cercanos al consumidor, puede reducir estas pérdidas dependiendo de las características de la red, topología, ubicación de los generadores y energía producida.
4. Autonomía energética. El comportamiento inestable del precio del petróleo ha provocado una creciente toma de conciencia sobre los aspectos reales del problema energético y ha despertado el interés por diversificar las fuentes de energía, fomentando el autoabastecimiento. La GD ofrece una estructura productiva más amplia que contribuye a la diversificación energética y potencia el uso de los recursos locales.
5. Potenciación de la utilización de fuentes de energía renovable. Con la utilización de GD se logra, en el caso de las energías renovables, una disminución del impacto medioambiental de la generación de energía eléctrica. Por otro lado, mediante la utilización de equipos de cogeneración se aumenta la eficiencia del uso de combustibles.
6. Requisitos de continuidad en el servicio. La creación de micro-redes locales, en donde GD es un actor preponderante, permiten alcanzar mayores índices de fiabilidad del suministro.
7. Favorecer el desarrollo de regiones aisladas. La generación de energía eléctrica mediante energías renovables es muy apropiada para su implementación en zonas aisladas, a las que la red de transporte y distribución actual no llega. La GD favorece el desarrollo de sectores rurales aprovechando los recursos energéticos locales.

2.1.2. Principales barreras para el desarrollo de GD

Así como son innumerables los incentivos para desarrollar la generación distribuida, también son muchas las barreras que impiden la implantación masiva de este tipo de instalaciones. A continuación, se revisan las barreras técnicas, económicas y regulatorias.

Barreras técnicas: relacionadas con el nivel de desarrollo de las tecnologías y con la interconexión de los sistemas de generación a las redes de distribución. La falta de madurez de algunas tecnologías se traduce en menores eficiencias, fiabilidad, tiempo de vida. Estas barreras pue-

²Ley 19.940 del año 2004

³Ley 20.018 del año 2005

den ser reducidas incrementando la investigación y el desarrollo tecnológico. Asimismo, en el caso concreto de las tecnologías de GD renovables, su producción depende de la disponibilidad, impredecible y aleatoria, del recurso energético.

Por lo anterior, dicha producción puede variar de sobremanera, encontrándose desvíos significativos en los programas de compra de energía de las distribuidoras. En el caso de las tecnologías de GD no renovables, tales como cogeneración, la producción de energía eléctrica también puede verse afectada, en este caso, por las necesidades de energía térmica del propietario del equipo. Todo lo anterior constituye una barrera para que la generación descentralizada se incorpore a los mercado de energía.

Las barreras de interconexión incluyen las exigencias de las compañías distribuidoras dirigidas a la compatibilidad con la explotación de la red (especificaciones relativas a calidad de suministro, fiabilidad y continuidad, seguridad, medida, distribución local y control). Las redes de distribución no están preparadas técnicamente para conectar GD, pues fueron diseñadas para conectar cargas, no generadores. Es por esto que la conexión de dichos generadores puede acarrear problemas de estabilidad, fiabilidad y flujos bidireccionales. Es necesario, por tanto, adoptar normativas técnicas de interconexión que aseguren la fiabilidad, seguridad y calidad del suministro, junto con acelerar el desarrollo de los sistemas y tecnologías de control en GD.

En el caso chileno, se ha mostrado un gran avance en cuanto a disminuir esta barrera al publicar el año 2007 la norma técnica de conexión y operación de PMGD en instalaciones de media tensión (NTCO). Sin embargo, queda pendiente la normativa técnica para integrar PMGD en baja tensión. Es por esto que cobra importancia el desarrollo de *proyectos piloto* que aporten con nuevos antecedentes y metodologías al desarrollo de la integración y coordinación de PMGD en baja tensión.

Barreras económicas: muchos afirman que uno de las principales temas pendientes es el alto costo de inversión por kW de potencia instalada respecto de grandes plantas de generación [19]. Adicionalmente, se presentan grandes diferencias en los costos de inversión entre distintas tecnologías de GD. Sin embargo, es claro que estos precios no son estables y experimentarán cambios producto del desarrollo de nuevas tecnologías y mercados.

Asimismo, los efectos resultantes de la instalación de generadores distribuidos, pueden dar lugar a ahorros o sobrecostos cuyo reparto puede influir positiva o negativamente a la hora de estudiar la viabilidad de un proyecto de GD [9].

Por último, se presenta la problemática de cómo se integra de forma eficiente la GD en la estructura, operación y precios de los mercados eléctricos. Es por esto que cobra importancia la revisión a través de procesos de liberación de las estructuras de estos mercados para permitir una potencial penetración de GD [19]. Respecto de Chile, en el sector eléctrico las reformas introducidas a la Ley General de Servicios Eléctricos durante el año 2004 y 2005 (Leyes Cortas I y II), permitieron mejorar los incentivos para la inversión [20].

Barreras regulatorias: éstas incluyen los problemas existentes a la hora de obtener licencias de instalación (problemas medioambientales, sociales, ente otros), que involucran en muchos casos a autoridades locales, regionales y nacionales, haciendo el proceso largo y tedioso. Convendría, por tanto, agilizar estos procesos de resolución de propuestas.

En Chile la política energética de los últimos años ha buscado asegurar la igualdad de condiciones entre las ERNC y las energías convencionales, de manera de perfeccionar la reglamentación existente, eliminando aquellas barreras no económicas puras que pudieran afectar el normal desarrollo de las inversiones de ERNC en instalaciones y sistemas PMGD [18].

2.2. Serie de estándares IEEE 1547TM

El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) ha iniciado el desarrollo de una serie de estándares que pretende ser una *Guía para la certificación de la interconexión* de recursos distribuidos a los sistemas eléctricos. Tradicionalmente, los sistemas eléctricos de potencia no fueron diseñados para dar cabida a unidades de generación y almacenamiento a nivel de distribución [1]. Es por esto que surgen una serie de dificultades al incorporar el uso de recursos distribuidos en la red. Se requiere que las tecnologías de integración de estos recursos tengan un mayor desarrollo para aprovechar los beneficios y evitar los impactos negativos en la seguridad y confiabilidad de los sistemas.

Aparece una necesidad crítica por contar con un documento único de consenso para los requerimientos técnicos de la interconexión, en lugar de cumplir con numerosas prácticas y directrices locales. Esta serie de estándares provee criterios uniformes y requisitos acordes para la ejecución, operación, seguridad y mantenimiento de la interconexión de recursos distribuidos a los sistemas eléctricos.

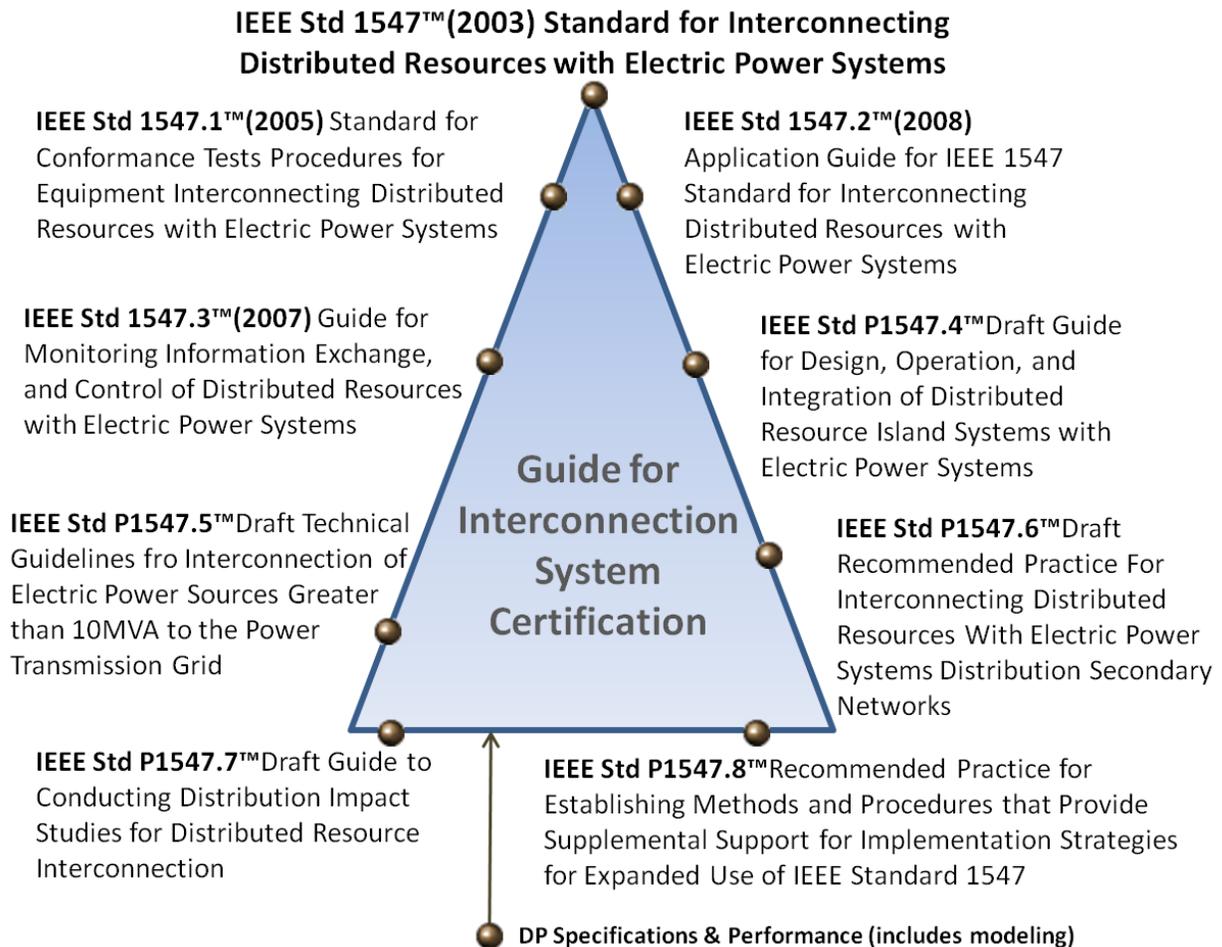
La figura 2.1 muestra el conjunto de estándares que dan soporte a la *Guía para la certificación de la interconexión* de recursos distribuidos a los sistemas eléctricos.

A continuación, se revisarán los conceptos requeridos para este trabajo, de los estándares IEEE 1547TM-2003 e IEEE 1547.3TM-2007.

2.2.1. Revisión del estándar IEEE 1547TM-2003

Recibe el nombre de *Estándar para la interconexión de recursos distribuidos con los sistemas eléctricos de potencia* y establece los criterios básicos y requerimientos mínimos para dicha interconexión. Adicionalmente, proporciona los requisitos relevantes para el funcionamiento, la operación, ejecución de pruebas, consideraciones de seguridad y mantenimiento de las interconexiones. Estas exigencias deberán cumplirse en el punto de conexión común (PCC) y aplican a todos los recursos distribuidos que se encuentren dentro del Local SEP.

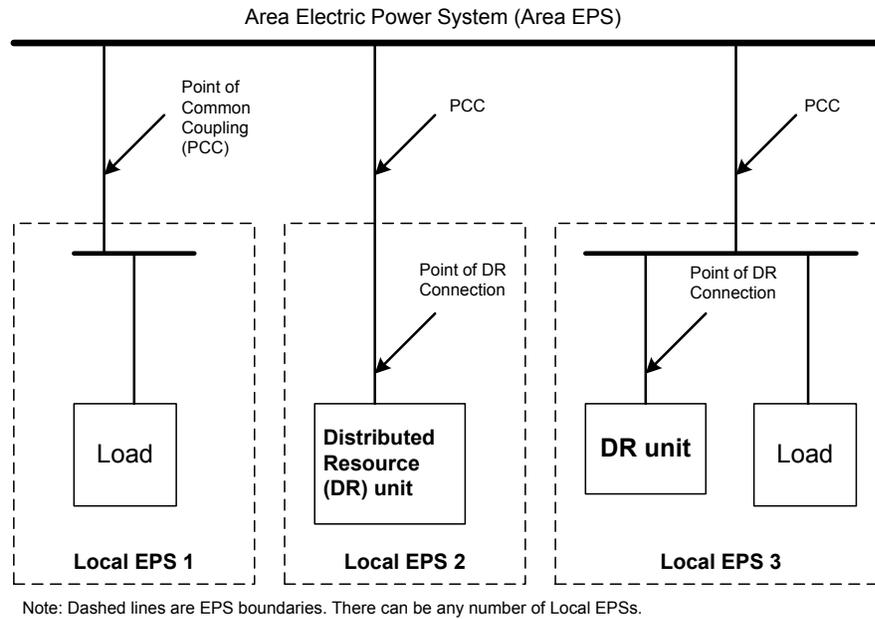
De este estándar se toman los términos presentes en la figura 2.2 y se definen a continuación:



Fuente: http://grouper.ieee.org/groups/scc21/dr_shared/

Figura 2.1: Serie de estándares de interconexión IEEE 1547™

1. **SEP:** Instalaciones que llevan energía hacia cargas eléctricas.
2. **Área SEP:** Sistema eléctrico que alimenta a sistemas eléctricos de potencia locales y está sujeto a supervisión regulatoria.
3. **Local SEP:** Sistema eléctrico contenido completamente dentro de un bien raíz o un grupo de ellos.
4. **Punto de conexión común (PCC):** Es el punto donde un Local SEP está conectado a un Área SEP.
5. **Recurso distribuido (RD):** Fuente de potencia eléctrica que no está directamente conectada a un sistema de transmisión. Se incluyen medios de almacenamiento y generación. Se le da esta misma definición a la *Unidad RD*.
6. **Generación distribuida (GD):** Instalaciones eléctricas de generación o subconjunto de recursos distribuidos conectados a un Área SEP mediante un PCC.
7. **Punto de conexión RD:** Es el punto donde una unidad RD está eléctricamente conectada al sistema eléctrico.



Fuente: IEEE Std 1547™-2003

Figura 2.2: Diagrama de interconexiones

2.2.2. Estándar IEEE 1547.3™-2007

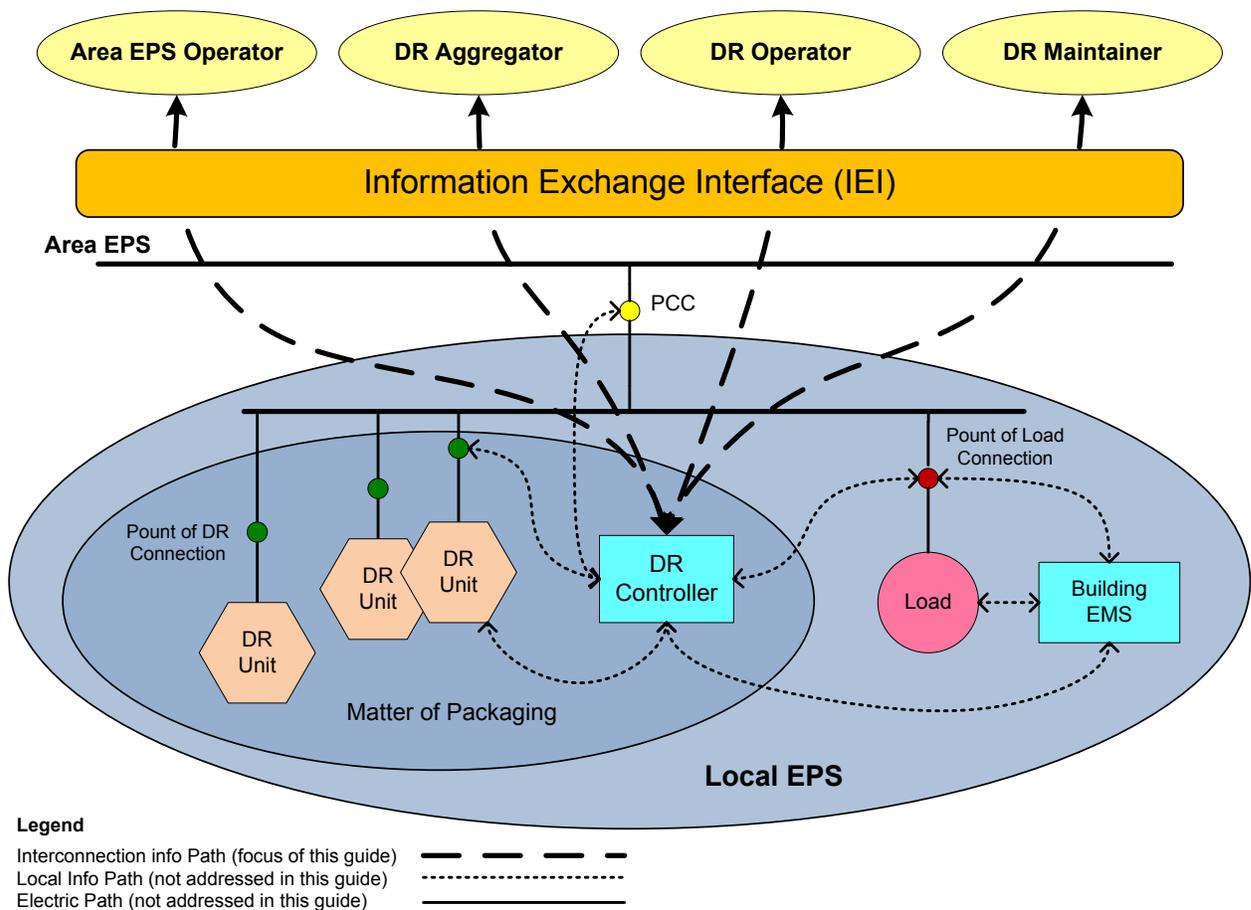
Es una *Guía para el monitoreo, intercambio de información y control de los recursos distribuidos interconectados con los sistemas eléctricos de potencia* y esta destinada a facilitar la interoperabilidad y ser una ayuda en la implementación del monitoreo, intercambio de información y control (MIC) para dar soporte a la operación técnica y financiera de un recurso distribuido [2]. Esta guía se ocupa principalmente del MIC entre el controlador de la unidad RD y el mundo exterior. Plantea conceptos y metodologías que son de gran ayuda para los fabricantes y desarrolladores de sistemas de comunicación, gestión de energía, plataformas SCADA y equipamiento de protección y medida de los sistemas eléctricos.

Este estándar identifica a los participantes del sistema o *stakeholders* cuyas necesidades de MIC varían dependiendo del tipo, tamaño, ubicación y propiedad del recurso distribuido. Es posible implementar un mínimo de funcionalidades o un amplio conjunto de capacidades que permita satisfacer todas las necesidades de comunicación de cada *stakeholder*.

A continuación, se presenta la figura 2.3 que muestra el contexto en el cual se desarrolla este estándar. Su énfasis es conceptual y se focaliza en los lineamientos del MIC que son relevantes para la interconexión de RD. Los componentes del diagrama son consistentes con el estándar IEEE 1547™-2003 y se definen a continuación.

Los óvalos superiores representan a los *stakeholders* que intercambian información con las unidades RD acerca de su interconexión con el Área SEP.

Las unidades RD están representadas por hexágonos. Pueden haber una o varias unidades RD y debe existir al menos un controlador que ejecute las funciones de monitoreo y control sobre el re-



Fuente: IEEE Std 1547.3™-2007

Figura 2.3: Diagrama de referencia para el intercambio de información

curso distribuido. Este controlador debe ser capaz de establecer comunicación con los *stakeholders* y elementos locales.

El círculo representa una carga. Algunas de ellas pueden contar con sistemas de gestión de energía (EMS) para optimizar su operación. La aplicación de uno de estos sistemas en, por ejemplo, un edificio, esta representada por el rectángulo y comprende los componentes necesarios para gestionar la energía en conjunto con el controlador de unidades RD.

Las líneas continuas representan conexiones eléctricas y las segmentadas canales de comunicación. A su vez, los canales de comunicación se subdividen en información local (línea delgada) e información de interconexión (línea gruesa). El canal local es requerido para el monitoreo y control de los parámetros internos y el punto de conexión de la unidad RD al Local SEP. Este estándar se focaliza en el canal de comunicación entre los *stakeholders* y el controlador de unidades RD.

La interfaz de intercambio de información (IEI) es un punto único de conexión para el flujo de información desde y hacia las unidades RD y se interpreta como la contraparte del PCC en el sistema eléctrico. Este estándar provee una guía para definir el contenido de información que debe estar disponible a través de la IEI.

Para aclarar los conceptos presentes en la figura 2.3 se definen a continuación, los roles de los *stakeholders* y los componentes del Local SEP.

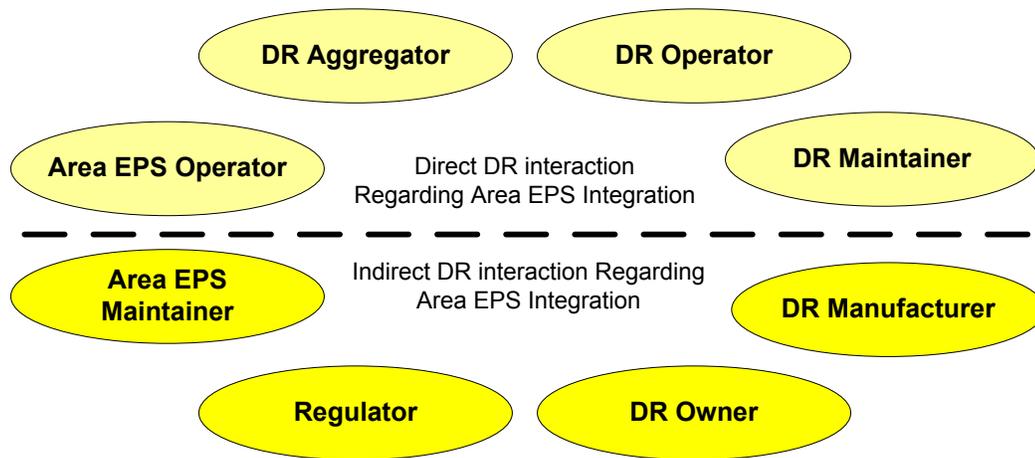
Rol de los componentes del Local SEP

1. **EMS de cargas:** Son sistemas que supervisan la programación e interacción de todas las subcargas de un edificio (por ejemplo, calderas y equipos de aire acondicionado) para satisfacer las necesidades de operación de las instalaciones. Se utilizan para optimizar la operación, encender y apagar dispositivos y realizar control sobre la demanda. Los EMS pueden compartir información con el controlador de unidades RD para coordinar oferta y demanda dentro de un Local SEP.
2. **Controlador de unidades RD:** Es un dispositivo que gestiona momento-a-momento la operación de la o las unidades RD y cuenta con una interfaz para gestionar los requerimientos de comunicación de los *stakeholders* y la coordinación con los sistemas EMS.
3. **Unidad RD:** Es una fuente de potencia eléctrica que no está directamente conectada a un sistema de transmisión. Se incluyen tecnologías para medios de generación y almacenamiento.
4. **Carga:** Es un punto de entrega de energía para el consumo del usuario final en un sistema eléctrico. Usualmente están compuestas por una combinación de dispositivos que se alimentan a través de un único punto conectado al Local SEP.

Rol de los *stakeholders*

Los *stakeholders* interesados en la interconexión de RD son personas u organizaciones que se caracterizan por tener estructura organizacional y estrategias de negocio propia, y pueden contar con uno o varios de los roles que se definen más adelante. Estos roles se distinguen en las dos categorías presentadas en la figura 2.4 y que están basadas en la interacción de los *stakeholder* con los recursos distribuidos. Los siguientes roles tienen interacción directa con los recursos distribuidos y su interconexión con el Área SEP:

1. **Area EPS Operator:** Responsable de la operación del Área SEP al cual están conectados los recursos distribuidos a través del PCC. Esta a cargo de la operación segura y confiable del sistema de distribución asegurando que cualquier mal funcionamiento de algún recurso distribuido no afecte a los clientes conectados al SEP. Este operador puede interactuar con la unidad RD para supervisar su estado y manejar su desconexión del sistema eléctrico para proteger el funcionamiento seguro y confiable del SEP. En algunos casos, puede ser dueño u operador del recurso distribuido.
2. **DR Aggregator:** Administra los recursos eléctricos distribuidos que provienen de las distintas fuentes energéticas. Puede interactuar con el controlador de unidades RD para intercambiar información económica y de control, así como también, información para la liquidación de contratos.



Fuente: IEEE Std 1547.3™-2007

Figura 2.4: Rol de los *stakeholder* relevantes para la interconexión de RD

3. **DR Maintainer:** Mantiene una unidad RD para su operación confiable y segura. Puede interactuar con la unidad RD para monitorear su comportamiento, recibir informes de problemas y revisar su buen funcionamiento.
4. **DR Operator:** Controla la operación del RD a través de medios locales o remotos. Interactúa con la unidad RD para monitorear su estado y supervisar el control.

Los siguientes roles se diferencian de los anteriores ya que satisfacen sus necesidades de información a través de los roles que cuentan con interacción directa con el controlador de unidades RD.

1. **Area EPS Maintainer:** Responsable del mantenimiento de los equipos del Área SEP. Para ello, requiere conocer el estado y característica de operación más importantes de cada unidad RD.
2. **DR Manufacturer:** Fabrica, produce o integra elementos que componen la totalidad o parte de los sistemas que utilizan recursos distribuidos, incluyendo a los controladores de unidades RD. Los fabricantes pueden obtener información de diagnóstico de las unidades a través de mecanismos propietarios o mediante la interacción con el DR maintainer o DR operator.
3. **DR Owner:** Dueño de parte o la totalidad de una unidad RD que puede no tener relación alguna con la operación del recurso. Interactúa con otros roles para verificar la operación y realización de las rutinas de mantenimiento.
4. **Regulator:** Monitorea los aspectos acordados para la operación de la unidad de RD y el sistema de distribución y cumplir con la normativa vigente. El regulador adquiere información a través de los otros roles.

Información general sobre monitoreo, intercambio de información y control

Cualquier sistema de monitoreo e intercambio de información para un recurso distribuido debe cumplir con los requerimientos de los *stakeholder* en cuanto a intercambio de datos, rendimiento y seguridad. Es por esto que el MIC debe contar con un conjunto de capacidades deseables en su implementación, tales como interoperabilidad, confiabilidad y ampliabilidad entre otras. El uso de arquitecturas abiertas, protocolos de comunicación maduros y especificaciones estándar aseguran disponer de dichas capacidades.

Este estándar da una mirada a las tendencias de la industria y en sus mejoras, bajo la perspectiva de que éstas deben ser capaces de integrar las tecnologías de la próxima generación. A continuación, se presentan los conceptos que dan lineamiento al desarrollo de los MIC.

Interoperabilidad Es la capacidad para que dos o más dispositivos intercambien información y trabajen juntos en un mismo sistema. Usualmente esto se logra mediante el uso de objetos y datos públicos predefinidos, además de comandos y protocolos estándares. Un buen ejemplo de interoperabilidad son los dispositivos que implementan el modelo de capas OSI en sus desarrollos.

Desempeño Los sistemas de comunicación implementados deben cumplir con los siguientes parámetros de desempeño:

1. *Throughput*: es la cantidad de información que puede ser enviada a través de la red de comunicación y se expresa en kilobits por segundo (Kbps). Esta medida debe ser expresada desde el punto de vista del usuario final y no de la perspectiva de la tasa de transferencia de bits del medio físico, debido a que los protocolos sobrecargan la transmisión con datos que no corresponden a la información que se desea transmitir.
2. *Latencia*: es el tiempo que transcurre entre la emisión de una solicitud y la realización de la operación solicitada. Generalmente se expresa como un valor máximo, mínimo o nominal y se utiliza el segundo como unidad de medida.
3. *Confiabilidad*: es el tiempo medio que se puede esperar ante fallos en la comunicación. Es una medida de la probabilidad de falla de la red de comunicaciones y toma en cuenta las fallas causadas por el mal funcionamiento de elementos de hardware o software, por falta de mantenimiento o por el tiempo de inactividad de la red cuando se agrega o elimina un nodo.
4. *Seguridad*: es la capacidad para protegerse del acceso no autorizado y facilitar el acceso autorizado. La intervención de una entidad no autorizada podría destruir, interceptar, degradar o denegar el acceso a la información de las entidades autorizadas. El costo de la seguridad es siempre mayor que el costo de adquisición e implementación de software y hardware. Un sistema ideal de seguridad es aquel que evita todo acceso no autorizado y permite todo acceso autorizado sin impactar en los costos.

Enfoque en sistemas abiertos El uso de arquitecturas de estándares abiertos aseguran una fácil migración hacia los nuevos sistemas de comunicación ya que proveen métodos y técnicas no propietarias, no requieren de licencias para su uso o distribución, no se limitan a un producto o tecnología particular y son adoptados como estándares internacionales.

Escalabilidad Los casos de uso y las necesidades de los *stakeholders* están obligados a evolucionar. Por esta razón, todos los aspectos del sistema MIC deben ser escalables. Por ejemplo, los modelos de información deben ser capaces de integrar nuevos ítems de datos y nuevas capacidades de los dispositivos. Los protocolos deben ser capaces de soportar nuevos medios físicos y aplicaciones con nuevas funcionalidades.

Autoconfiguración La configuración manual de un sistema MIC y de unidades RD es costosa e induce a errores. Es importante que los dispositivos RD simplifique y automatice estas tareas.

Modelos de información Se utilizan para describir los sistemas cuyos componentes interactúan mediante el intercambio de información. Caen en esta categoría la definición de requisitos y el proceso de diseño de los sistemas de software. Como las tecnologías de software y comunicación penetran en los esquemas de coordinación y control de los dispositivos físicos, se aplican los mismo enfoques para el modelo de información. El formato comúnmente aceptado para describir los modelos de información es UML, cuya metodología de modelado es muy poderosa. La principal ventaja de UML radica en que proporciona conceptos coherentes y bien definidos, junto a la terminología y diagramas para la visualización de interacciones complejas.

Protocolos Los protocolos implementados en cualquier sistema de comunicaciones pueden ser vistos como la implementación de una o más capas del modelo OSI.

2.3. Micro-redes

Una micro-red es un sistema de energía integrado que consiste en cargas interconectadas y fuentes de energía distribuidas, que como sistema integrado puede operar en paralelo con la red, o en forma aislada [8]. Los generadores empleados en las micro-redes usualmente utilizan recursos distribuidos renovables no convencionales, que de forma coordinada generan energía en conjunto. Desde un punto de vista operacional, estos generadores deben ser equipados con interfaces de electrónica de potencia y control para garantizar el funcionamiento como un sistema único y mantener la calidad del suministro entregado. Esta flexibilidad en el control permite a la micro-red presentarse como una sola unidad que cumple con las necesidades locales de fiabilidad, seguridad y energía. Las principales diferencias entre una micro-red y una planta generadora convencional, son las siguientes [6]:

1. Los generadores son de menor capacidad respecto de los grandes generadores de las plantas convencionales.

2. La energía generada a tensión de distribución puede ser directamente inyectada en las redes de distribución.
3. Los pequeños generadores normalmente se encuentran ubicados cerca de los consumos, permitiendo un suministro eficiente con bajas pérdidas en las líneas.

Desde el punto de vista de la red, la principal ventaja de las micro-redes es que se trata de una entidad controlada dentro de un sistema de potencia, que puede ser operada como una carga agregada única. Desde el punto de vista de los consumidores, las micro-redes son muy beneficiosas para el cumplimiento de los requisitos energéticos locales, ya quedan suministrar energía ininterrumpida, mejorar la fiabilidad, reducir las pérdidas y regular la tensión de la red local. Sin embargo, para lograr un funcionamiento estable y seguro, es necesario resolver problemas técnicos, normativos y económicos, para que las micro-redes se conviertan en algo común. Algunos aspectos que requieren atención son la naturaleza aleatoria y dependiente de las condiciones climáticas que tiene la generación basada en recursos distribuidos, y la falta de reglamentos para el funcionamiento de la micro-redes en sincronismo con las compañías eléctricas.

2.3.1. Ventajas de las Micro-redes

El desarrollo de las micro-redes es beneficioso para el sector energético debido a las siguientes ventajas:

Medioambientales: las micro-redes presentan menor impacto ambiental respecto de las grandes centrales convencionales debido a que utilizan generadores de pequeña, ámbito en el que se desenvuelven preferentemente las ERNC.

Operacionales y de inversión: al reducir la distancia física y eléctrica entre las fuentes generadoras y los consumos se contribuye a:

1. El mejoramiento del perfil de tensión.
2. La reducción de la congestión y pérdidas en las redes de distribución.
3. La reducción y/o aplazamiento de las inversiones en las redes de distribución.

Calidad de la energía: se puede obtener un mejoramiento en la calidad y confiabilidad del suministro gracias a:

1. La descentralización de las ofertas.
2. Un balance entre energía oferta y la energía demanda en la red.
3. Una mejor operación de las unidades generadoras en cuanto a la partida en negro, que reduce los tiempos de corte y restauración.

Ahorro de costos: las micro-redes presentan los siguientes ahorros:

1. Al aumentar el rendimiento energético proveniente de la utilización del calor residual en las unidades de CHP.

2. Al integrar un gran número de unidades generadoras es posible reducir la importación de energía desde la red de transmisión.

Mercado: las siguientes ventajas se logran en el caso de que las micro-redes participen en el mercado:

1. Mayor competencia debido a la introducción de nuevos oferentes de energía.
2. Pueden ser utilizadas para proveer servicios complementarios.
3. La aplicación de pequeñas unidades modulares tipo *plug-and-play* contribuyen al aumento de la oferta de energía.

2.3.2. Desafíos y desventajas en el desarrollo de las Micro-redes

A pesar de los posibles beneficios, el desarrollo de las micro-redes presenta los siguientes inconvenientes:

Dificultades técnicas: se relaciona con la falta de experiencia técnica en el control de un gran número de pequeñas unidades generadoras, frecuentemente del tipo *plug-and-play*. Este aspecto requiere ampliar la línea de investigación, sobre la gestión, aspectos de protección y control, así como también, la elección del tamaño y la ubicación de las unidades generadoras. Adicionalmente, se deben desarrollar la infraestructura necesaria y protocolos de telecomunicaciones específicos para la coordinación de unidades. En este ámbito, se identifica una potencial desventaja en la implementación de micro-redes rurales, ya que por lo general no cuentan con infraestructura de telecomunicaciones.

Ausencia de estándares: aún no existe un estándar específico para las micro-redes, sin embargo, la NIST ha publicado la primera versión de la estructura y plan de trabajo de un estándar para la interoperabilidad de redes inteligentes [16]. En esta misma línea, el IEEE se encuentra desarrollando el estándar P2030^{TM4}.

Barreras legales y administrativas: a pesar de que muchos países han incorporado a la generación distribuida en su matriz energética, en la mayoría de ellos no existe legislación ni normas técnicas para regular la operación de las micro-redes. Algunos gobiernos están promoviendo la creación de micro-redes que utilizan energía verde, pero el marco regulatorio aún no se ha desarrollado para la aplicación en el futuro.

2.3.3. Micro-redes CERTS

El concepto de micro-red del “Consortium for Electric Reliability Technology Solutions” (CERTS) [13] supone una agregación de cargas y pequeñas fuentes generadoras funcionando como un sistema único de potencia y calor. La mayoría de las unidades deben estar basadas en sistemas

⁴http://grouper.ieee.org/groups/scc21/dr_shared/2030/

de electrónica de potencia para proveer la flexibilidad que asegura la operación como un sistema agregado. El control flexible permite a las micro-redes CERTS presentarse ante el sistema como una única unidad controlada que satisface las necesidades locales de fiabilidad y seguridad.

Adicionalmente, representan un nuevo enfoque para integrar recursos energéticos distribuidos. Los enfoques tradicionales se focalizan en el impacto sobre el performance de la red de uno, dos o varios pequeños generadores. Una característica fundamental de las CERTS deriva de su presentación a la red de distribución como si fuera una entidad auto-controlada, es decir, la red no la distingue de cualquier otro consumidor.

Las micro-redes CERTS tienen la capacidad de funcionar en isla frente a perturbaciones o fallas en la red. Además, la reconexión de la micro-red es automática si la falla no sigue presente. Esta sincronización se logra mediante la medición de la diferencia de frecuencia entre la micro-red y la red de suministro eléctrico, y se implementa utilizando un interruptor estático. Cada unidad generadora puede regular su inyección de potencia a través de un controlador que implementa curvas de potencia versus frecuencia o *droop*. Esta curva asegura que la frecuencia de la micro-red pueda igualar la frecuencia del sistema facilitando la re-conexión. Cuando hay un problema con la empresa distribuidora, el interruptor estático se abre, aislando las cargas sensibles de la red y se supone que hay generación suficiente para satisfacer la demanda de éstas.

Para lo anterior, se promueve un control autónomo *peer-to-peer* y un modelo de operación *plug-and-play* para cada componente de la micro-red. El concepto *peer-to-peer* asegura que no hay componentes del tipo controlador maestro, o una unidad central de almacenamiento que sea crítica para la operación. Esto implica que la micro-red puede continuar operando si pierde uno de sus componentes. Con un generador adicional (N+1) se asegura completa funcionalidad frente a la pérdida de una fuente. Por otro lado, *plug-and-play* implica que una unidad puede ser colocada en cualquier punto de la red eléctrica sin tener que rediseñar los controles. Esto facilita la colocación de generadores cerca de las cargas y permite un uso más eficiente de la energía.

A continuación se listan las principales ventajas de las micro-redes CERTS:

1. La estabilidad de la red no requiere una infraestructura de comunicaciones de **alta velocidad**.
2. Considera almacenamiento, aspecto relevante en zonas aisladas.
3. Permite el funcionamiento en isla y conectado a la red.
4. Considera tanto máquinas rotatorias como conectadas a través de inversor.
5. Los controladores locales de cada unidad generadora funcionan a base de curvas de estatismo.

2.4. Generador Virtual (GeVi)

Las plataformas de coordinación centralizadas dan origen al concepto de Generador Virtual (GV) o Virtual Power Plant⁵ (VPP). Un GV corresponde a un agregado de elementos distribuidos

⁵<http://www.encorp.com/content.asp56.htm>

operando bajo un esquema de coordinación cuyas consignas responden a objetivos conjuntos [17] [11] [5]. Contempla un mecanismo de coordinación que permite operar eficientemente un grupo de generadores distribuidos y consumos, ubicados en diferentes lugares, con el propósito de lograr un impacto en la red eléctrica similar al de un generador convencional, con la ventaja de que la salida de cualquiera de sus unidades no significaría un riesgo para la estabilidad del sistema y que la distribución de las fuentes permite aportar a la calidad del servicio.

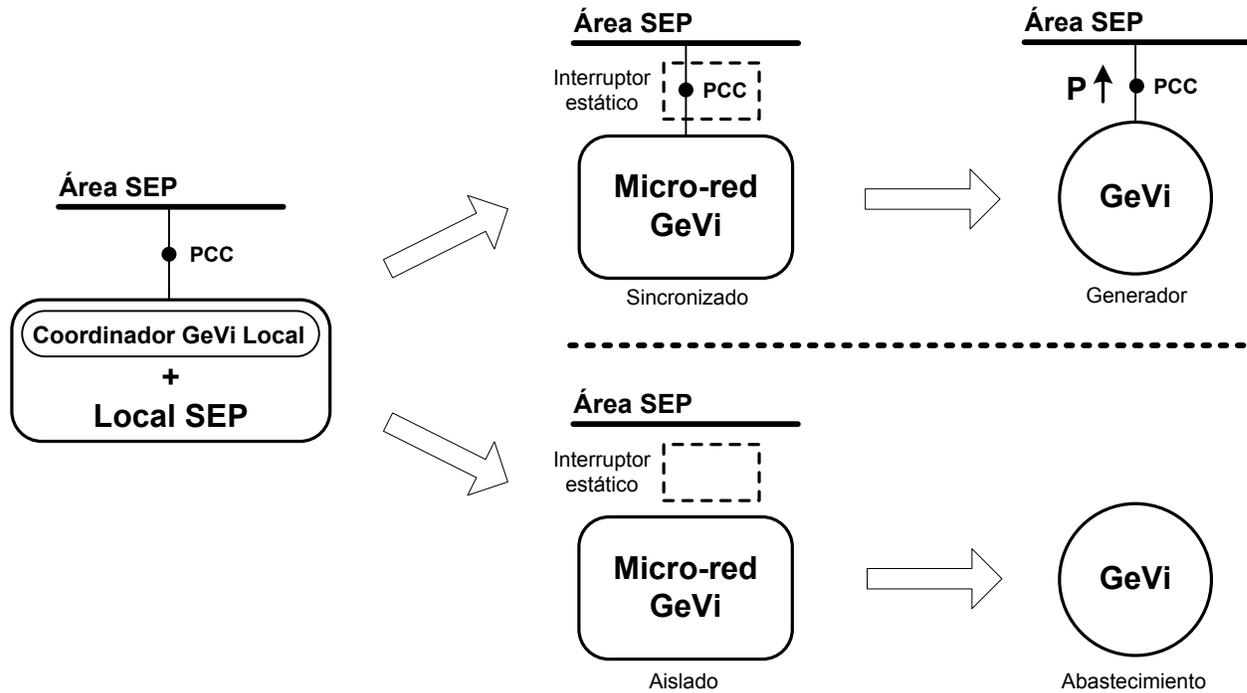
2.4.1. Sistema de coordinación GeVi

Un sistema de coordinación GeVi se refiere al conjunto de hardware, software y procedimientos que permiten operar un sistema eléctrico de potencia local según los siguientes requerimientos funcionales.

1. *Diversidad de elementos distribuidos*: tanto la implementación como el sistema de coordinación deben considerar la existencia de diversos tipos de generadores, consumos y elementos de red.
2. *Control de demanda con participación de los usuarios*: dar señales a consumidores con el objetivo de modificar su patrón de consumo eléctrico.
3. *Mantenimiento de la calidad de servicio sin depender de redes de comunicación*: conjunto de elementos distribuidos deben ser capaces de mantener el Local SEP operando según la normativa vigente sin la necesidad de redes de comunicación y con alto nivel de disponibilidad.
4. *Capacidad de partida en negro*: el sistema debe ser capaz de establecer el servicio a partir de una condición desenergizada.
5. *Mantenimiento de objetivos*: capacidad de operar el sistema en conjunto de acuerdo a una función objetivo.
6. *Control de flujo en los alimentadores*: lograr mantener consignas de potencia activa y reactiva en puntos definidos para cada implementación. El mínimo cumplimiento de este requerimiento es el control de congestiones.
7. *Discriminación de cargas*: tratamiento diferenciado para distintos tipos de consumos, por ejemplo en lo que se refiere a la disponibilidad del suministro.
8. *Capacidad de adaptación a la entrada/salida de elementos distribuidos*: definir procedimientos de integración y salida de elementos distribuidos.
9. *Monitoreo con persistencia*: se requiere disponer de las variables operacionales del sistema tanto para el instante actual como para análisis por períodos (semanal, mensual, anual).
10. *Capacidad de pasar a control manual*: se requiere que un operador pueda actuar sobre los elementos distribuidos de la red en forma local o remota.

2.4.2. Micro-red GeVi

Se define como Micro-red GeVi a aquel sistema eléctrico de potencia local en donde se implementa un sistema de coordinación GeVi con todas o parte de sus funcionalidades. La figura 2.5 muestra cómo un sistema eléctrico local se transforma en una micro-red GeVi al contar con un sistema de coordinación local. Asimismo, adquiere la funcionalidad de operar sincronizado o aislado de la red.



Fuente: elaboración propia

Figura 2.5: Local SEP, Micro-red GeVi y Generador Virtual

Como caso particular de micro-red GeVi y bajo condiciones de operación que produzcan excedentes de energía, es posible configurar la micro-red para que opere como un generador virtual y sea vista desde el Área SEP como un generador convencional cuyo punto de conexión al sistema es el PCC.

Se identifica un segundo caso particular cuando la micro-red GeVi opera aislada de la red. Esto equivale a tener un generador virtual que da solución de abastecimiento a una localidad aislada donde no está presente el Área SEP.

2.5. Sistemas SCADA

El término SCADA es el acrónimo de “Supervisory Control and Data Acquisition” y se refiere a la combinación de telemetría y adquisición de datos. Abarca la recolección de información a

través de unidades terminales remotas (o RTU por sus siglas en inglés) transfiriéndola a una unidad central que la procesa y analiza para ser desplegada en pantalla a un operador y/o tomar acciones de control requeridas [22].

Los sistemas SCADA se pueden encontrar siempre donde hay un sistemas de control. Es por esto que son ampliamente utilizados en el control de procesos industriales tales como; plantas químicas, refinerías, manufactura, minería, generación y transporte de energía, entre otros [12]. Al proveer la gestión en tiempo real de los datos en un proceso productivo, es que los sistemas SCADA hacen posible la implementación de paradigmas de control mas eficientes, mejorar la seguridad de las plantas y reducir los costos de operación.

Antiguamente, los primeros SCADA desplegaban la información en enormes paneles provistos con una serie de relojes y luces. Los datos eran almacenados en cintas de registros y el operador ejercía la acción de control supervisor mediante la acción manual de botones y perillas.

Posteriormente, se utilizó la lógica de relé para implementar los sistemas de control. Con el desarrollo de los microprocesadores, junto a otros dispositivos electrónicos, se incorporó la electrónica digital en los relés, creando así los “controladores lógicos programables” (o PLC por sus siglas en inglés). Siendo éstos uno de los dispositivos de control más utilizados en la industria. Al aumentar las necesidades de monitoreo y control de varios dispositivos en la planta, los PLC’s han diversificado su uso, disminuido su tamaño y aumentado sus capacidades.

En la actualidad, los sistemas SCADA utilizan “dispositivos electrónicos inteligentes” (o IED por sus siglas en inglés). Estos equipos, en general, son sensores con capacidades similares a la de los PLC y pueden conectarse directamente a la unidad central del SCADA. Pueden adquirir datos, comunicarse con otros dispositivos y ejecutar pequeñas rutinas de programación. Típicamente un IED cuenta con entradas y salidas análogas, entradas y salidas digitales, capacidad de procesamiento y memoria, sistema de comunicación y control PID [4].

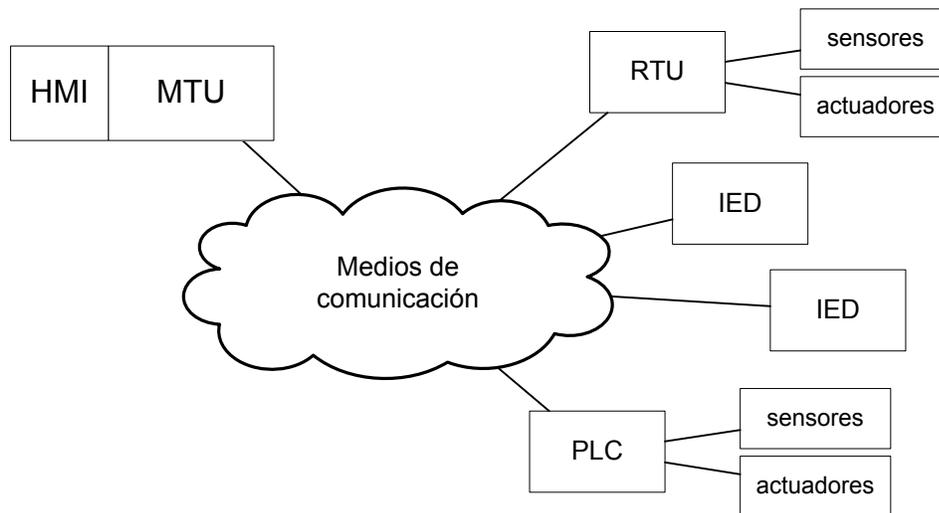
2.5.1. Componentes de un sistema SCADA

Un sistema SCADA está compuesto por los siguientes elementos que se identifican en la figura 2.6:

Operador: Persona que monitorea de forma remota la operación de una planta y ejecuta funciones de control supervisor.

Interfaz hombre-máquina (HMI): Software encargado de interactuar con el Operador del sistema. Provee de información y variables de control a través de gráficos, esquemas, pantallas y menús.

Unidad terminal maestra (MTU): Corresponde a la unidad central en una arquitectura maestro/esclavo. La MTU presenta los datos al Operador a través del software HMI, reúne la información de las unidades remotas, y transmite las señales de control a los sitios distantes.



Fuente: elaboración propia

Figura 2.6: Elementos de un sistema SCADA

El flujo de datos entre la MTU y las unidades remotas es discontinuo, de baja velocidad y alta latencia. Esto hace que los métodos de control sean en general, de lazo abierto.

Medios de comunicación: Proveen el canal de comunicación entre la MTU y los dispositivos remotos. Los sistemas de comunicación pueden implementarse sobre redes cableadas, de fibra óptica, enlaces inalámbricos, líneas telefónicas, enlaces de radio y microondas, enlaces satelitales e internet.

Unidad terminal remota (RTU): Corresponde al esclavo en una arquitectura maestro/esclavo. Envía señales de control a los actuadores y recibe señales de los sensores. Adicionalmente, recolecta la información de estos dispositivos y transmite los datos a la MTU. Buenos ejemplos de RTU son los equipos IED y PLC. La velocidad de transmisión entre un RTU y los dispositivos sensores o actuadores es alta, lo que hace posible la implementación de métodos de control de lazo cerrado.

2.5.2. Software de un sistema SCADA

Casi la totalidad de los componentes de softwares presentes en un sistema SCADA se encuentran alojados en la MTU. Existen tres plataformas de software que se describen a continuación:

Sistema operativo: Es el software que actúa de interfaz entre el hardware y los demás softwares de la MTU. Es el responsable de gestionar y coordinar los recursos de hardware para que se ejecuten las aplicaciones. El sistema operativo debe presentar características de estabilidad y confiabilidad que aseguren el mejor desempeño y cumplimiento de los requerimientos funcionales de la plataforma.

Software principal: También denominado “Core del SCADA”, corresponde a un paquete de software estándar que es configurado para cada sistema particular. En general, este software es

desarrollado por los fabricantes para comunicarse con sus propios dispositivos de control, y utilizan protocolos de comunicación propietarios que no son compatibles con los desarrollos de otras compañías. Esto obligaba la utilización de dispositivos y software de un solo fabricante en la implementación de una plataforma. Sin embargo, el desarrollo de sistemas “Core SCADA” de código abierto capaces de interoperar con dispositivos de distintos fabricantes, han ganado popularidad. La capacidad de implementar protocolos de comunicación estándares y propietarios, permite utilizar equipos de diferentes fabricantes en la misma implementación.

El software principal se caracteriza por implementar las siguientes cinco tareas, cuya funcionalidad se detalla a continuación:

- **Entrada y salida:** es la interfaz ente los sistemas de control y monitoreo, y la planta.
- **Alarmas:** gestiona las alarmas mediante el monitoreo de valores y umbrales.
- **Trends:** recolecta datos para el monitoreo a lo largo del tiempo.
- **Reportes:** genera reportes a partir de los datos de la planta. Pueden ser periódicos, activados por el Operador, o generados a partir de eventos particulares.
- **Visualización:** es la tarea que gestiona los datos monitoreados por el Operador y las acciones de control solicitadas.

Para realizar las tareas descritas anteriormente, el software principal se organiza en los módulos de: Adquisición de datos, Control, Almacenamiento de datos e Interfaz hombre-máquina o HMI.

1. *Módulo de Adquisición de datos:* La adquisición de datos se refiere a la recepción, análisis y procesamiento de todos los datos de planta enviados por los dispositivos remotos a la unidad central. Normalmente, los datos procesados en tiempo real se despliegan gráficamente dependiendo de la configuración. La información recibida es comparada con umbrales predefinidos, gatillando automáticamente las alarmas correspondientes cuando se superan los límites configurados. Las alarmas pueden ser identificadas por las RTU o por el Core del SCADA dependiendo de la configuración de la plataforma. La forma en que se accede a los dispositivos remotos depende de la topología de red y del protocolo de comunicaciones utilizado. Esto determina si el sistema principal controla de forma activa la red de comunicaciones, o solo actúa como un centro de información y control remoto.
2. *Módulo de control:* Envía los comandos de control desde la MTU hacia los dispositivos remotos. El envío puede ser de forma automática o gatillados por el operador.
3. *Módulo de Almacenamiento de datos:* El almacenamiento de datos depende del software, hardware y configuración utilizadas. Los datos históricos deben poder ser consultados para hacer análisis de tendencias, generar reportes y buscar fallas. Es importante considerar políticas de respaldo y almacenamiento de los datos historizados.

4. *Módulos de Interfaz hombre-máquina (HMI)*: La interfaz HMI está compuesta por dispositivos de entrada y salida para interactuar entre el Operador y el sistema de control supervisor. Normalmente se utiliza una pantalla como dispositivo de salida en donde se despliegan los datos en tiempo real. Teclado y mouse se utilizan como dispositivos de entrada. Un buen diseño de la interfaz de visualización debe contar con distintos niveles que muestren la operación de la planta en tiempo real. El primer nivel debe mostrar una visión general de la planta a controlar. El segundo nivel debe mostrar el detalle de un sector o un subproceso de la planta y solo se desplegarán las variables más importantes. Un tercer nivel debe presentar todos los detalles de cada uno de los equipos del subproceso, tales como alarmas, información de sensores, variables y comandos de control. Los gráficos deben ser lo más claro posibles, mostrando toda la información importante evitando saturar la pantalla con excesivos datos.

Capítulo 3

Diseño de la Plataforma SCADA

A partir de los antecedentes presentados se aborda el diseño de una plataforma SCADA desde el punto de vista de un sistema eléctrico de potencia local. Posteriormente, se extiende el diseño para lograr control, monitoreo y coordinación de múltiples Local SEP que pueden estar conectados a distintas áreas. Es importante destacar que un sistema de coordinación GeVi se puede desarrollar tanto en un Local SEP (gestionando la operación conjunta de varias unidades de GD), como en un grupo de ellos (gestionando la operación conjunta de varias micro-redes).

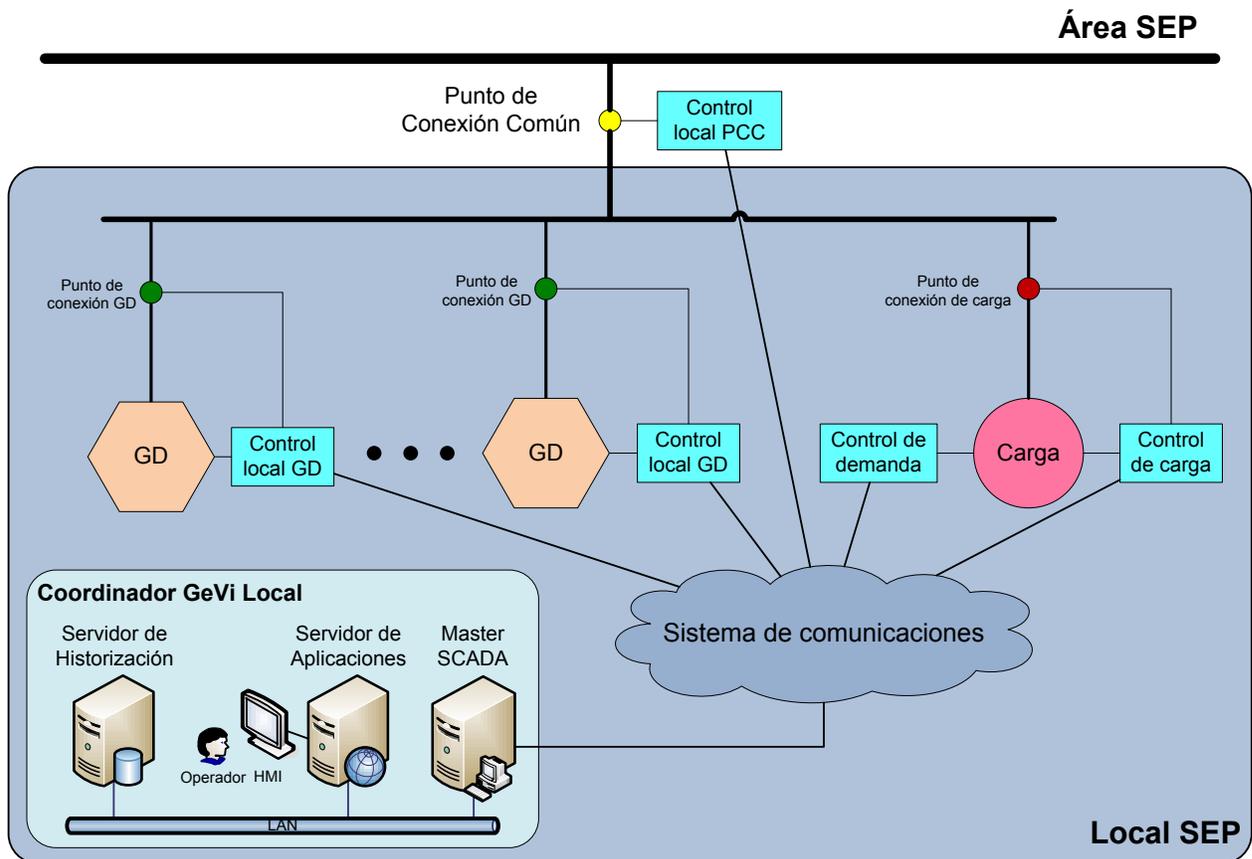
En un primer acercamiento se considera la arquitectura de la Plataforma SCADA desde el punto de vista de un sistema eléctrico local. Se muestra el mecanismo que permite establecer comunicación con cada unidad de generación distribuida y los componentes que logran la operación coordinada del conjunto. Posteriormente, se explica el flujo de datos entre los distintos componentes del sistema y el software requerido para ello. Finalmente, se complementa el diseño de coordinación local propuesto, para operar múltiples micro-redes GeVi. Lo anterior, mediante la comunicación con un coordinador central.

3.1. Arquitectura física para un Local SEP

En la figura 3.1 se muestra la topología de conexión propuesta para transformar un Local SEP en una micro-red GeVi.

Las unidades de generación distribuida están representadas por hexágonos y puede haber una o varias dentro de un Local SEP. Cada unidad cuenta con un controlador local encargado del manejo momento a momento de las variables eléctricas y de la gestión del punto de conexión a la red. También, el controlador debe implementar una interfaz de comunicación para recibir consignas de operación en régimen permanente.

El círculo representa una carga, la cual puede contar con un controlador encargado de gestionar de forma eficiente el uso de la energía, así como también, tener el control sobre el punto de conexión. Adicionalmente, las cargas pueden contar con un sistema de control de demanda, que puede



Fuente: elaboración propia

Figura 3.1: Diagrama de interconexión en una micro-red GeVi

influir sobre el consumo según la disponibilidad energética del Local SEP.

El punto de conexión común **PCC** también tiene un controlador local que permite operar la conexión o desconexión del Local SEP con el resto de la red.

La nube representa al **Sistema de Comunicaciones**, que debe ser capaz de intrerconectar al controlador local de cada unidad con el servidor Master SCADA. Los dispositivos de control de demanda, control de carga y control del PCC también deben estar conectados al servidor principal. Para lo anterior se utilizan medios físicos cableados o inalámbricos.

El servidor **Master SCADA** (o servidor principal) implementa el software y protocolos necesarios para establecer comunicación con los controladores de cada uno de los componentes del Local SEP. Éste accede a las variables de control, monitoreo y operación en régimen permanente a través de la interfaz de comunicación del controlador local de cada unidad. En el contexto de las micro-redes CERTS, no está dentro de las tareas del servidor principal ejecutar acciones de control sobre las variables eléctricas de cada una de las unidades generadoras. Por lo que no es necesario imponer, sobre el sistema de comunicaciones, y el resto de los componentes del sistema, la transmisión en tiempo real de la información. En el servidor Master SCADA cada variable de un controlador local se define como un *tag*. Éstos se organizan en grupos y pueden ser accedidos por

otras aplicaciones a través de protocolos definidos por los sistemas SCADA para estos efectos.

La arquitectura propuesta entre el servidor Master SCADA, sistema de comunicaciones y los controladores locales definen un sistema SCADA tradicional, identificando: al servidor Master SCADA, como la **Unidad terminal maestra o MTU**; al sistema de comunicaciones, como la capa de enlace con los equipos remotos o **Medios de comunicación**; y a los controladores locales, como las **Unidades terminal remota o RTU**.

Una base de datos especialmente diseñada y pre-configurada para operar en un sistema SCADA es lo que caracteriza al **Servidor de Historización** y cuya funcionalidad corresponde al *Módulo de Almacenamiento de datos*. En ésta se almacenan las variables de operación de las unidades de generación y el estado de la micro-red, así como también, las alarmas y eventos del sistema. La base de datos accede a las variables de operación de las unidades a través del servidor principal.

El **Servidor de Aplicaciones** aloja los programas correspondientes al *Energy Management System*, es decir, todas aquellas aplicaciones que permiten la operación óptima de la micro-red. Esto asegura, por ejemplo, operación a mínimo costo, estabilidad, calidad de suministro, control de carga y control de demanda. En este equipo también se implementa la interfaz hombre/máquina o HMI, que es la encargada de mostrar al operador el estado de la red y de las unidades de generación. El operador puede tomar acciones de control sobre las unidades a través de esta interfaz. Las aplicaciones pueden acceder a las variables de operación, actuales e históricas, de los componentes de la micro-red, a través, del Master SCADA y Servidor de Historización respectivamente.

Los componentes descritos anteriormente componen el **Coordinador GeVi Local**, que es el encargado de administrar los recursos distribuidos del Local SEP para operar el sistema asegurando estabilidad, calidad de suministro y generación a mínimo costo.

A modo de resumen, se muestra la tabla 3.1 con las componentes y funcionalidades que asumen los elementos de la plataforma propuesta, respecto de un SCADA tradicional:

SCADA tradicional	Coordinador GeVi local
Operador HMI MTU Medios de comunicación RTU	Operador coordinador local Servidor de Aplicaciones Master SCADA Sistema de comunicaciones Controlador local de cada RD
Módulo de Adquisición de datos Módulo de control Módulo de Almacenamiento de datos Módulos de HMI	Master SCADA Servidor de Aplicaciones Servidor de Historización Servidor de Aplicaciones

Tabla 3.1: Lista de componentes y funcionalidades.

3.2. Coordinación de múltiples Local SEP

Es posible extender la arquitectura propuesta para el sistema de coordinación de un Local SEP, a un esquema de coordinación de múltiples Local SEP. La figura 3.2 muestra cómo, a través de un **Servidor de Comunicación**, cada coordinador local se conecta a un centro de control, denominado **Coordinador GeVi**, que unifica la operación de las micro-redes.

Un Coordinador GeVi cuenta con elementos de hardware y software que permiten la gestión de múltiples micro-redes o, bajo ciertas condiciones, generadores virtuales. A continuación, se describe la función de cada uno de ellos.

El **Servidor VPN** es el equipo encargado de generar la red privada virtual o **VPN** que utilizará cada servidor de comunicación para conectarse al centro de control. Esta red tiene como característica la transmisión encriptada de los datos que viajan entre cada uno de los equipos que la componen. Para lo anterior, en el servidor VPN se generan el certificado y las llaves público/privadas que utilizará cada uno de los servidores de comunicación (o clientes) para establecer conexión con la red. Cada cliente le solicita al servidor VPN acceso a la red, el cual es otorgado mediante: una dirección IP válida y, el establecimiento de un túnel encriptado de comunicación entre el cliente y el servidor. Todos los equipos que componen el Coordinador GeVi pueden acceder a los Master SCADA de cada uno de los coordinadores locales, a través, del Servidor VPN.

El **Servidor de Aplicaciones** implementa el software necesario para operar las micro-redes o generadores virtuales de forma individual o agregada. También contiene las HMI del conjunto de micro-redes, de cada coordinador local y, de los recursos distribuidos de cada Local SEP.

En el **Servidor de Base de Datos** se almacenan las variables de gestión de cada micro-red. Así como también, las alarmas y eventos de la operación de todo el conjunto.

Finalmente, el **Servidor WEB** expone, a través de internet, la información y algunas funciones de control de las micro-redes a cada uno de los *stakeholders* del sistema, identificados como; *Area EPS Operator, DR Aggregator, DR Operator y DR Maintainer* (ver punto 2.2.2).

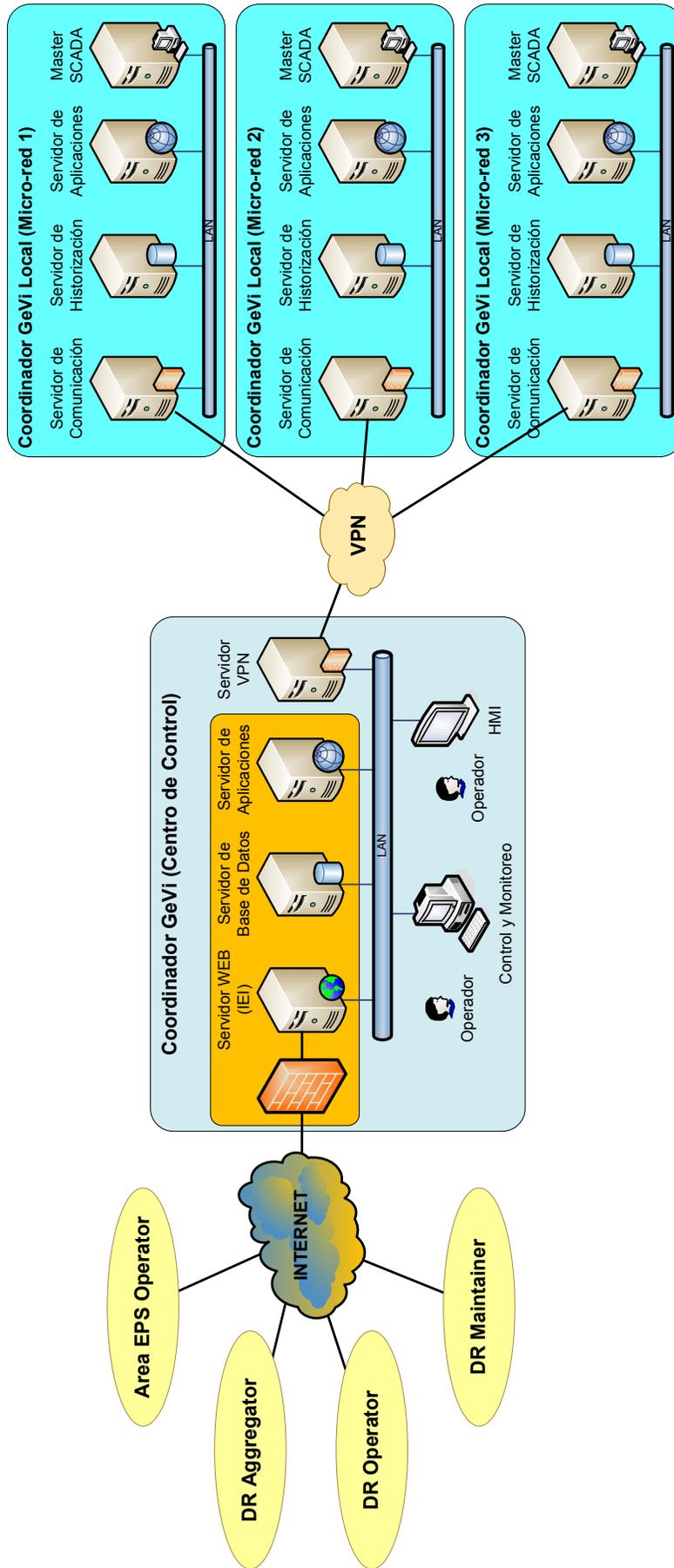
Los servidores de: aplicaciones, base de datos y WEB, son parte fundamental del INFORMATION EXCHANGE INTERFACE (IEI) presentado en el estándar IEEE 1547.3TM-2007.

3.3. Flujo de datos y componentes de software

Se ha presentado la topología y los componentes que implementan el sistema de coordinación de una micro-red GeVi y del coordinador de generadores virtuales. A continuación se verá en detalle el flujo de datos entre cada uno de los elementos de la arquitectura y los componentes de software necesarios para el traspaso de información.

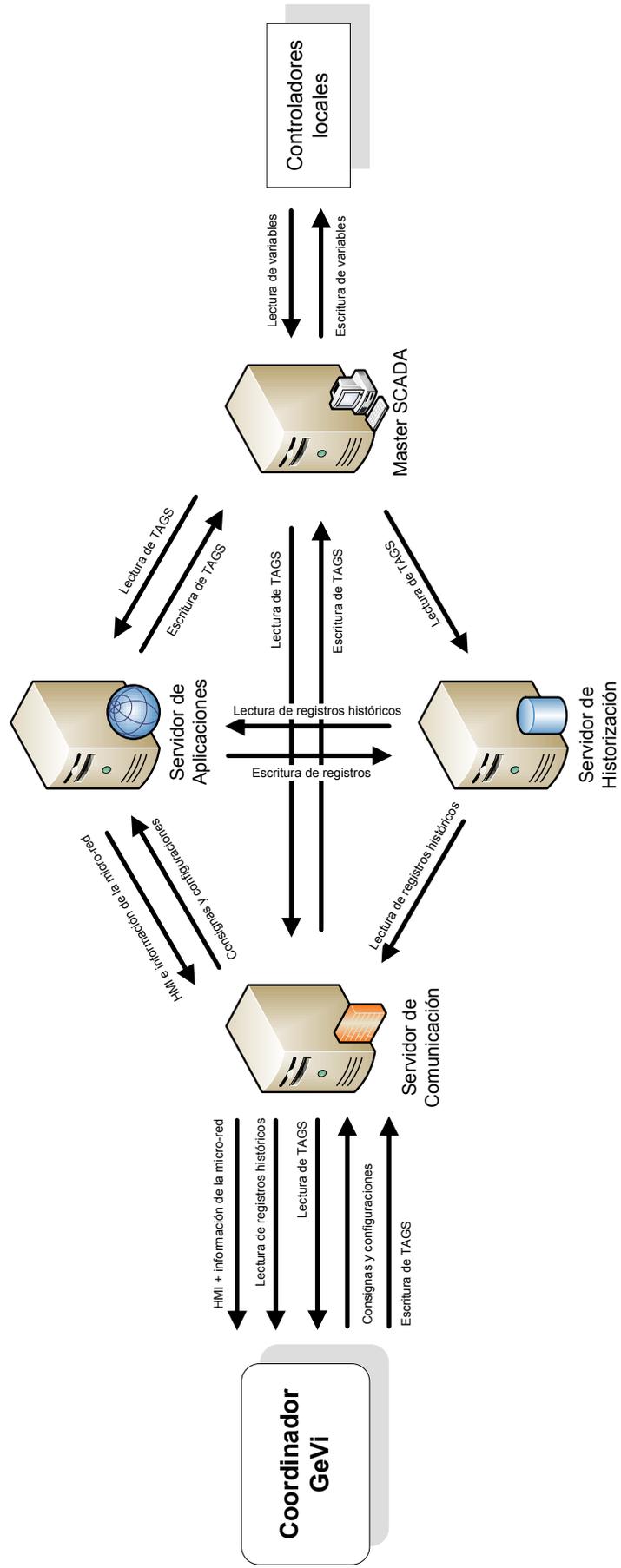
La figura 3.3 muestra en detalle el flujo de datos al interior del sistema de coordinación local y el traspaso de información hacia el centro de control del Coordinador GeVi.

Entre el servidor Master SCADA y los controladores locales se establece un flujo de datos



Fuente: elaboración propia

Figura 3.2: Diagrama de conexión de un Coordinador GeVi



Fuente: elaboración propia

Figura 3.3: Diagrama de flujo de la información en un Coordinador GeVi Local

con la información de las variables internas de las unidades de GD, que pueden ser de lectura y/o escritura. El Master SCADA expone estas variables al resto de los servidores a través de *tags* de lectura/escritura, definidos y configurados en el software principal del sistema SCADA. El Servidor de Aplicaciones toma acciones de control y monitoreo en cada uno de los controladores locales y envía las consignas de operación de cada unidad de GD, mediante la lectura y escritura de *tags*. Las aplicaciones también tienen acceso a los registros históricos y a la escritura en la base de datos del Servidor de Historización.

El centro de control del Coordinador GeVi envía consignas de operación y configuraciones para que sean aplicadas a los controladores locales. A su vez, el servidor de aplicaciones envía al coordinador central la información del estado de la micro-red a través del HMI implementado.

El Servidor de Historización consulta, a velocidades de muestreo configuradas, las variables de los controladores locales a través de los *tags* definidos en el Master SCADA. El Coordinador GeVi puede acceder a los registros históricos del Servidor de Historización y a los *tags* definidos en el Master SCADA. Todo el flujo de información entre la micro-red y el Coordinador GeVi pasa por el Servidor de Comunicación, que es el encargado de mantener el enlace con el centro de control.

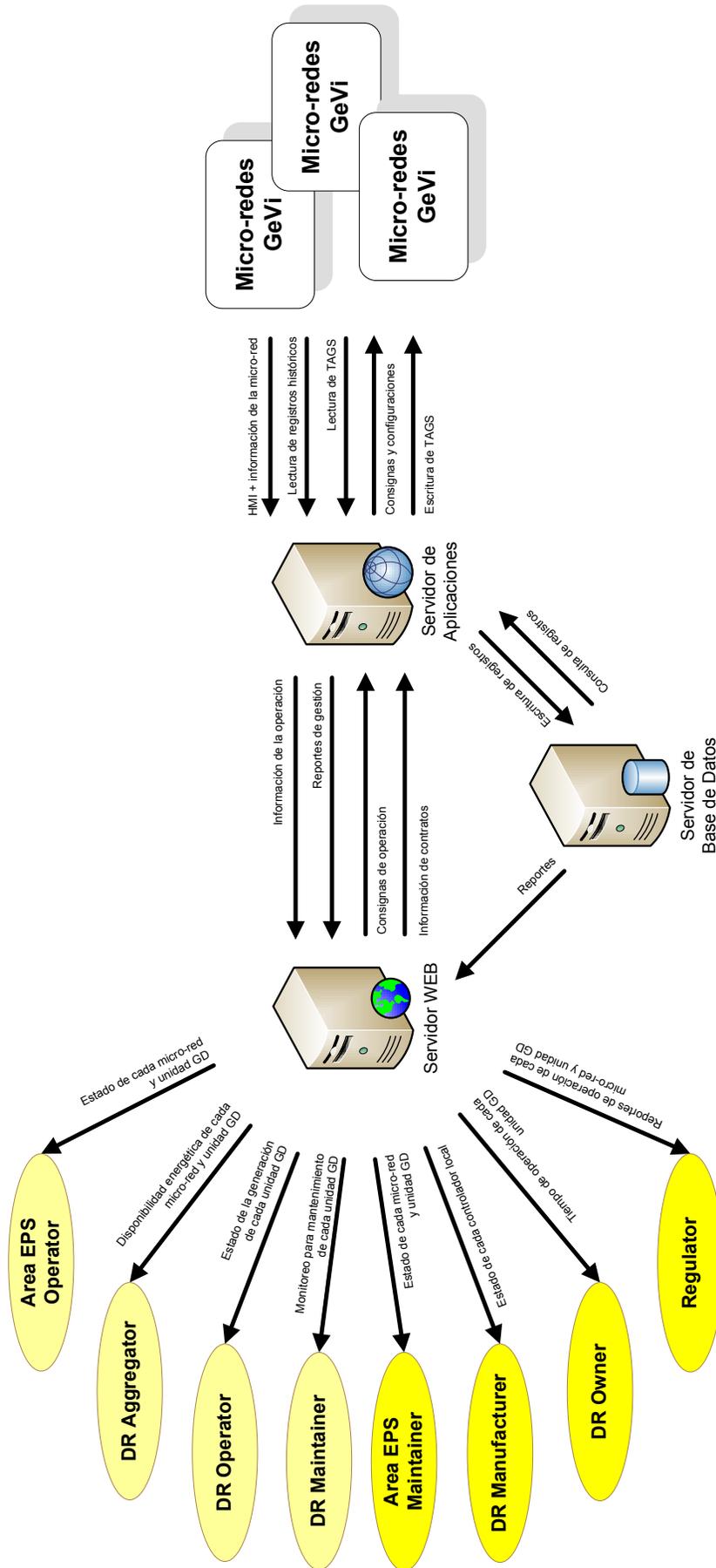
A continuación, se presenta la figura 3.4 que da a conocer el flujo de datos de los elementos que componen y tienen relación con el Coordinador GeVi.

En este caso, el equipo que concentra la mayor cantidad de información del sistema es el **Servidor de Aplicaciones**. En él se implementan los elementos de software necesarios para la operación, gestión y monitoreo de todas las micro-redes conectadas. La importancia de este equipo hace que tenga acceso a los siguientes recursos y características:

1. Lectura y escritura de *tags* en cada uno de los Master SCADA locales.
2. Envío de consignas y configuraciones de operación a las aplicaciones locales, para que sean aplicadas a la micro-red.
3. Acceso a los registros históricos de cada una de las unidades de GD conectada al coordinador.
4. Manejo del HMI e información de operación de cada micro-red.
5. Acceso al Servidor de Base de Datos para almacenar información del sistema y generar reportes de gestión.

Adicionalmente, en el Servidor de Aplicaciones se implementan las funciones y características que utilizarán los distintos agentes (o *stakeholders*) del sistema eléctrico. Éstas son publicadas a internet a través del **Servidor WEB**. Cada *stakeholder* tendrá acceso, a través de un canal de comunicación seguro, a las características y funcionalidades que tengan relación con su área de interés. Por ejemplo, para el AREA EPS OPERATOR es importante manejar la información de estado de la micro-red y de cada unidad de GD conectada a un PCC. Ya que es el responsable de la operación segura del sistema de distribución y debe garantizar que cualquier mal funcionamiento de alguna unidad de no afecte a los demás clientes conectados al sistema.

Dependiendo del tipo de *stakeholder*, éste puede enviar información de contratos o consignas



Fuente: elaboración propia

Figura 3.4: Diagrama de flujo de la información en un Coordinador GeVi

de operación para ser implementados y ejecutados por el Coordinador GeVi en las micro-redes correspondientes.

La arquitectura propuesta para el Coordinador GeVi también cuenta con los componentes y cumple con las funcionalidades de un SCADA tradicional. A continuación, la tabla 3.2 comparativa:

SCADA tradicional	Coordinador GeVi
Operador HMI MTU Medios de comunicación RTU	Operador Coordinador GeVi Servidor de Aplicaciones Centro de Control Red VPN e internet Servidor VPN y Servidor de Comunicación locales Micro-redes GeVi Controlador local de cada RD
Módulo de Adquisición de datos Módulo de control Módulo de Almacenamiento de datos Módulos de HMI	Master SCADA locales Servidor de Aplicaciones Servidor Base de Datos Servidor de Aplicaciones

Tabla 3.2: Comparativo de componentes y funcionalidades.

3.4. Requerimientos funcionales IEEE 1547TM-2007

A continuación, se contrastan los lineamientos establecidos por el estándar para el desarrollo de los MIC y las funcionalidades que ofrece la plataforma propuesta.

- **Interoperabilidad:** los canales de comunicación y el flujo de datos definido para los elementos de la plataforma propuesta aseguran, desde el punto de vista del hardware, la interoperabilidad entre dos o más dispositivos.
- **Desempeño:** respecto del desempeño, se revisan los siguientes puntos:
 1. *Throughput:* la plataforma cuenta con distintos niveles de throughput dependiendo de agente que requiera la información, ya que la cantidad de protocolos a utilizar entre la fuente y el destino pueden ser dos o más.
 2. *Latencia:* la latencia de los datos será mayor a medida que nos alejamos del recurso distribuido. Por ejemplo, los requerimientos del *DR Operator* respecto de una unidad generadora tendrá mayor latencia que el requerimiento del Operador local de la unidad.
 3. *Confiabilidad:* la confiabilidad en la comunicación al interior de cada coordinador es mayor que fuera de ellos. Es posible encontrar menor confiabilidad en la comunicación por VPN debido a que ésta puede estar implementada sobre un canal poco confiable.

4. *Seguridad*: el uso de esquemas de encriptación aumenta significativamente la seguridad en los canales de comunicación. Tal es el caso de la red VPN y la encriptación sobre internet.
- **Enfoque en sistemas abiertos**: la arquitectura propuesta fue concebida para utilizar sistemas abiertos, sin embargo, también permite la utilización de estándares cerrados. Queda a criterio del diseñador si utiliza sistemas abiertos o cerrados.
 - **Escalabilidad**: el diseño modular de la plataforma y el uso de estándares abiertos facilitan su escalabilidad. La plataforma es escalable. A modo de ejemplo, si se requiere una mayor capacidad de almacenamiento, es posible incorporar un segundo Servidor de Base de Datos.
 - **Modelos de información**: dado las interconexiones y flujo de datos entre los elementos de la plataforma diseñada, es posible utilizar modelos de información basados en UML. Sobre esta plataforma se puede desarrollar software que cumpla con los requerimientos de los *stakeholders*.
 - **Protocolos**: la plataforma fue concebida para la utilización de protocolos estándares y abiertos. En particular, esta arquitectura está basada en TCP/IP, UDP y Ethernet.

Lo expuesto en este capítulo formaliza el concepto de Coordinador GeVi entregando una arquitectura de hardware que da la línea de base para el desarrollo de la arquitectura de software del coordinador.

La arquitectura física y el flujo de datos del sistema de coordinación están basados en las plataformas SCADA tradicionales y en los lineamientos del estándar IEEE 1547.3TM-2007.

Capítulo 4

Implementación de la Plataforma SCADA en Huatacondo

A 70 kilómetros del cruce entre las rutas 5-Norte y A-85, se encuentra la localidad de Huatacondo, pequeño poblado de 75 habitantes que pertenece a la comuna de Pozo Almonte, provincia del Tamarugal, Primera región de Tarapacá. (ver figura 4.1)

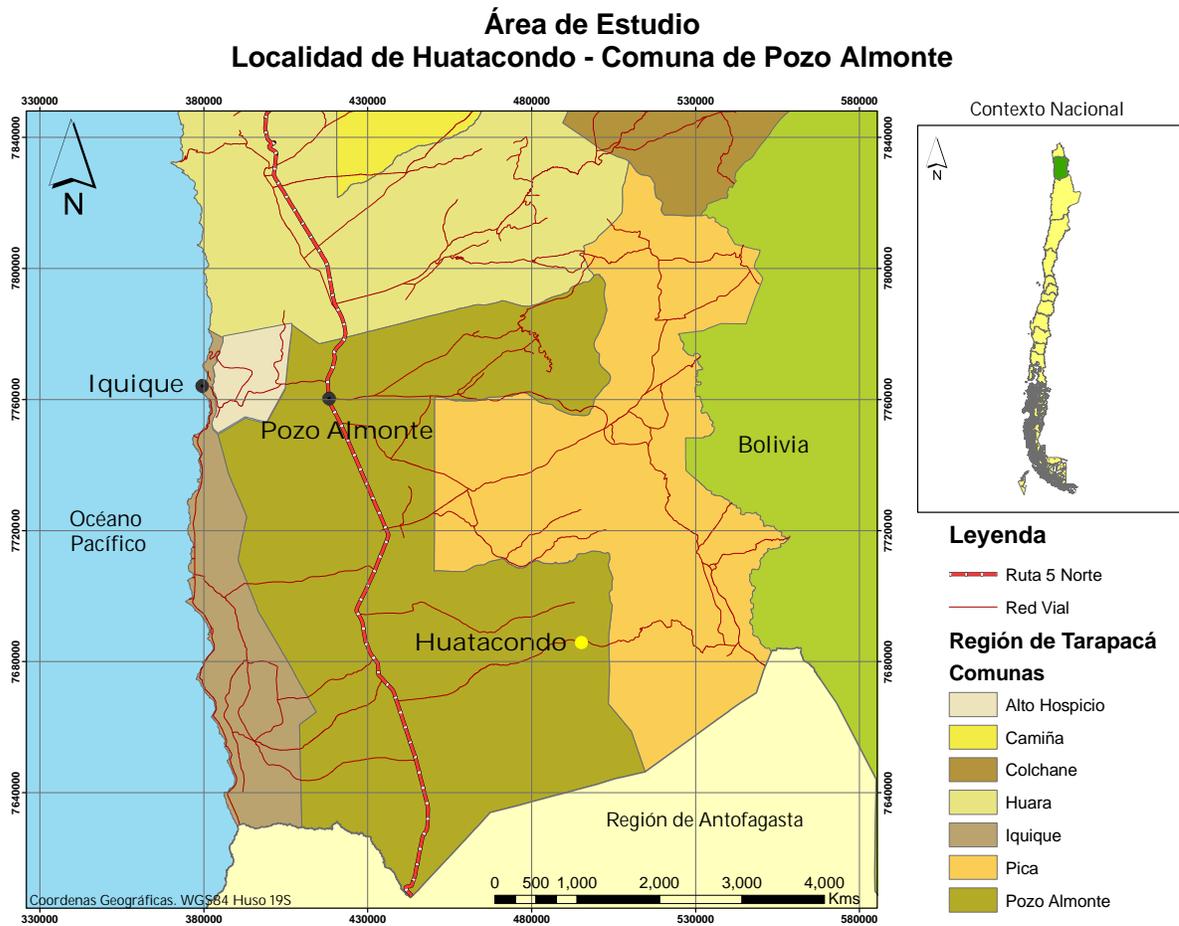
El sistema eléctrico de Huatacondo¹, antes de desarrollar el proyecto de electrificación sustentable, estaba compuesto por un generador diesel de 150kV A conectado a una red trifásica de la cual se empalman cargas monofásicas en 220V fase-neutro de forma alternada por fase.

El generador diesel es operado de forma manual por un miembro de la comunidad y el horario de suministro continuo de energía contempla de 14 a 24 horas los días lunes a viernes y de 16 a 24 horas los días sábado y domingo. El horario es restringido debido al alto costo y a la logística del combustible diesel, lo que se traduce en una baja disponibilidad. La distribución de energía es a partir de una red fundamentalmente trifásica de 380V que recorre el pueblo mediante tendido aéreo en postación de madera. Existen también tramos bifásicos y monofásicos. El consumo está compuesto por casas particulares, luminaria pública de baja eficiencia y una bomba encargada del llenado de un estanque de agua potable.

4.1. Proyecto GeVi en Huatacondo

Este proyecto tiene por objetivo mejorar el sistema eléctrico de Huatacondo y asegurar el suministro ininterrumpido de energía mediante la introducción de unidades de generación distribuida a base de energías renovables no convencionales (ERNC) que complementen la generación del sistema diesel existente. Lo anterior bajo un esquema de coordinación que asegure el máximo provecho de los recursos energéticos locales y la operación a mínimo costo. En cuanto al proyecto, es importante mencionar que se realizaron estudios de análisis y evaluación ambiental [10], y se aplicaron

¹ver Apéndice A



Fuente: Natalia Garrido [10]

Figura 4.1: Contexto geográfico de Huatacondo.

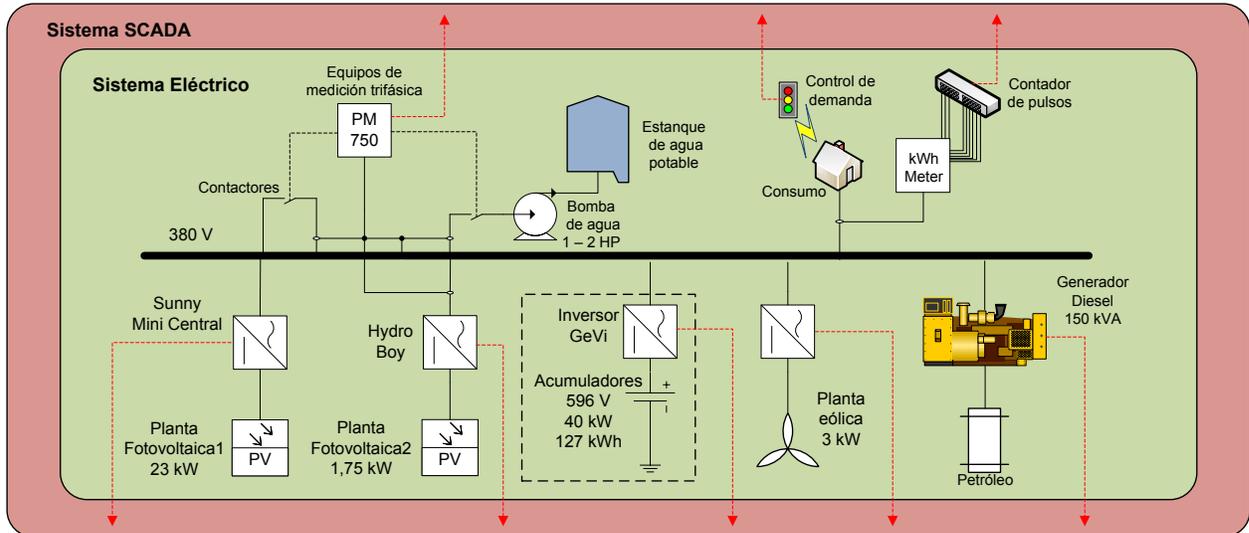
estrategias para la intervención tecnológica en localidades rurales [14] para asegura el desarrollo junto con la comunidad.

Se implementan dos plantas fotovoltaicas, una turbina eólica y un sistema de almacenamiento de energía en baterías que se carga cuando existe excedente de generación renovable y aporta energéticos a la red cuando hay déficit de ellos. Adicionalmente, se implementa un sistema de coordinación GeVi, basado en la arquitectura de una plataforma SCADA y en un software de optimización del uso de la energía [15].

La comunidad participa activamente en el mejor uso del recurso energético mediante el sistema de control de demanda. Éste ayuda a los usuarios a organizar su consumo de electricidad con el envío de información en línea de la disponibilidad energética del sistema.

4.2. Sistema SCADA

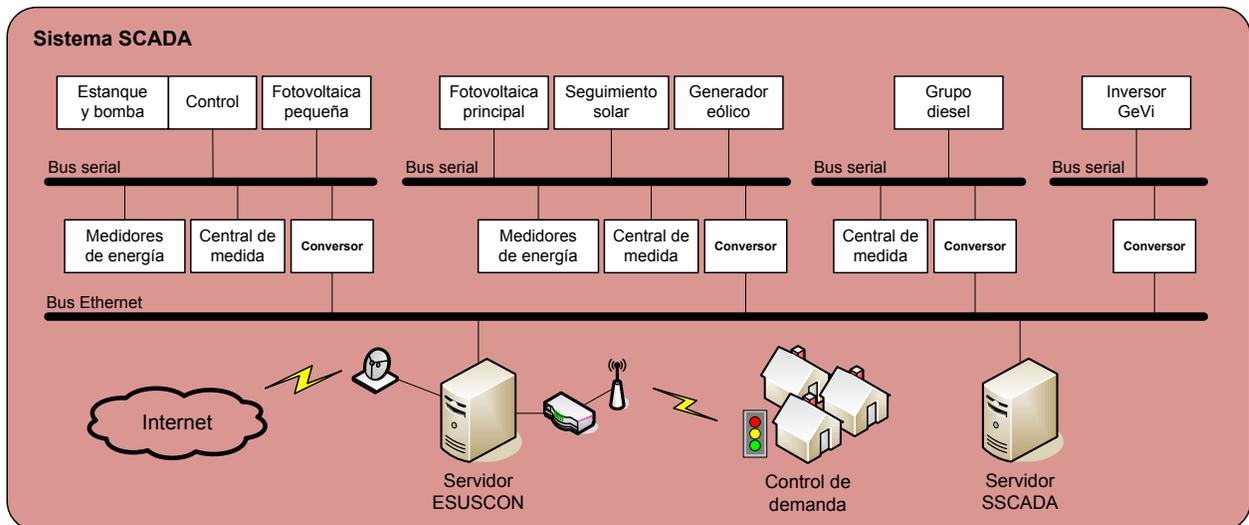
La figura 4.2 muestra el diagrama unilineal del sistema eléctrico de Huatacondo con las unidades de generación y dispositivos de red introducidos por el proyecto, y la necesidad de que los elementos distribuidos tengan interacción con el Sistema SCADA.



Fuente: Centro de Energía, FCFM

Figura 4.2: Diagrama unilineal del sistema eléctrico de Huatacondo.

Dadas las necesidades del sistema eléctrico, los requerimientos de comunicación y las limitaciones impuestas por la localidad, se propone el diseño de la plataforma SCADA presente en la figura 4.3, cuyos detalles se definirán en la siguiente sección.



Fuente: elaboración propia

Figura 4.3: Diagrama unilineal del SCADA de Huatacondo.

4.2.1. Servidor Principal

A continuación, se presentan en detalle las características del Servidor Principal de la plataforma SCADA de Huatacondo. Este equipo, denominado **Servidor ESUSCON**, concentra todas las funcionalidades y aplicaciones que la arquitectura del Coordinador GeVi Local implementa en cuatro servidores.

4.2.1.1. Hardware y Sistema Operativo

El Servidor ESUSCON es una máquina del tipo laptop WorkStation con arquitectura x86-64 y cuenta con un procesador de doble núcleo con 6 mega bytes de memoria caché tipo L2 y 2.53 GHz de velocidad, lo que permite un mejor rendimiento en la ejecución de varios hilos de proceso. Su memoria RAM asciende a 4 GB de capacidad y tiene un disco duro con interfaz de comunicación serial ATA, 5400 rpm de velocidad de giro y 160 GB de almacenamiento. Está provisto con un adaptador de red Ethernet de alta velocidad para enlazar con la red de comunicaciones mediante el switch de agregación **swAGG1-P24**², y un adaptador USB XBee para acceder al canal de comunicaciones inalámbrico. El servidor ESUSCON cuenta con acceso a internet a través de un enlace de microondas cuyo canal alcanza los 64 kbps de velocidad.

Se utiliza sistema operativo basado en tecnología Windows© de 64-bits por ser requerimiento del software que implementa al Master SCADA.

4.2.1.2. Componentes de software

A continuación, se presentan las aplicaciones que implementan las funcionalidades de software del coordinador GeVi local.

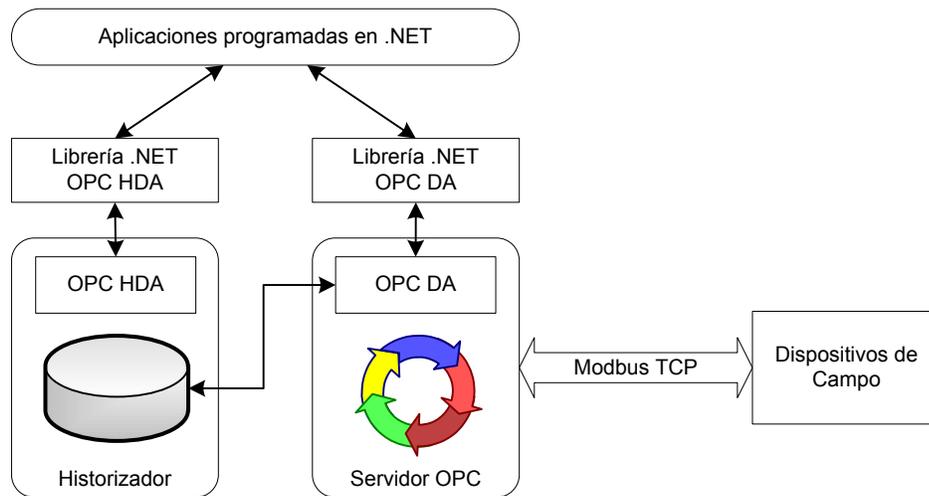
Servidor OPC: se selecciona la tecnología OPC como base del software core del sistema y comprende lo que en la arquitectura se identifica como Master SCADA. OPC es un estándar abierto de conectividad industrial que utiliza la arquitectura cliente/servidor. El Servidor OPC es un software que conecta las aplicaciones con las variables internas de los dispositivos de campo a través de *tags* que se configuran en el servidor. Las aplicaciones acceden a los *tags* a través del módulo OPC Data Access (OPC DA) utilizado para la transmisión de datos en tiempo real. A su vez, el servidor OPC accede a las variables de los dispositivos de campo utilizando el protocolo Modbus TCP [7].

Servidor de Historización: es un software de base de datos optimizado para el almacenamiento y consulta de datos en serie de tiempo. Es capaz de manejar grandes volúmenes de información, utiliza el estándar OPC y la arquitectura cliente/servidor. Esta aplicación se conecta al servidor OPC a través de un cliente que implementa el módulo de comunicación OPC DA y accede a los *tags* con la información de las variables de los dispositivos de campo. Se utiliza

²ver Apéndice B

el módulo de comunicación OPC Histórico Data Access (OPC HDA) para transferir datos históricos entre el servidor y las aplicaciones que los requieran. Finalmente, se configuran en el servidor de historización los *tags* que se requieren almacenar en el tiempo para su posterior consulta.

Librerías y flujo de datos: para desarrollar aplicaciones que requieren acceso al servidor OPC y servidor de historización, se necesitan librerías que implementen el estándar OPC y los módulos de comunicación OPC DA y OPC HDA. Se utilizan librerías para programación en .NET que cumplen con esos requerimientos. A continuación se presenta la figura 4.4 con el flujo de datos entre las aplicaciones, el servidor OPC y el servidor de historización.



Fuente: elaboración propia

Figura 4.4: Flujo de datos bajo estándar OPC

Aplicaciones: corresponden a todos aquellos elementos de software que no son parte principal de la plataforma SCADA, sin embargo, utilizan los recursos que les provee para desarrollar funcionalidades requeridas por el coordinador de la micro-red. Las aplicaciones implementadas, y que no se desarrollan en este trabajo de título, se identifican como: Optimizador (o EMS) [15], Control de demanda, Sistema de seguimiento solar, Control de demanda, Operación manual local, Interfaz inversor, HMI de la micro-red e Interfaz Web del historizador.

4.2.1.3. Sala de control

Se diseña una sala eléctrica para contar con un lugar de emplazamiento en donde alojar de forma segura los equipos que componen el coordinador GeVi local. Esta sala está construida en albañilería de bloque de cemento y se encuentra dividida en dos secciones, una para baterías y otra para el servidor principal. La figura 4.5 muestra una fotografía sala eléctrica de construida Huatacondo.



Fuente: Centro de Energía, FCFM

Figura 4.5: Fotografía de la sala eléctrica.

Sala de baterías: se diseña en base a las especificaciones técnicas de la norma ETG-0.562³ para sala de baterías. Cuenta con un banco de 127 kW h de capacidad compuesto por 96 acumuladores de plomo-ácido de 6 V de tensión nominal.



Fuente: Centro de Energía, FCFM

Figura 4.6: Fotografía del banco de baterías.

³Especificación técnica general creada por ENDESA

Sala de control: es la parte de la sala eléctrica que comprende la sección⁴ A. En ella se alojan el inversor y su transformador de acoplamiento junto al bastidor del servidor ESUSCON. La sala cuenta con una UPS de 350 Wh de capacidad para asegurar el funcionamiento del controlador del inversor y del servidor frente a fallas en el suministro.



Fuente: Centro de Energía, FCFM

Figura 4.7: Fotografía de la sala de control.

4.2.2. Red de comunicaciones

La red de comunicaciones es la plataforma encargada de transmitir información entre los dispositivos de campo y el servidor principal. A continuación se detallan sus componentes:

4.2.2.1. Elementos de red

Se identifican los siguientes elementos de red:

Switch Ethernet: dispositivo encargado de expandir la red Ethernet a través de la interconexión de enlaces. Se cuenta con switch de agregación de 8 puertos (**swAGG1-P24**) y dos switches de acceso de 5 puertos cada uno (**swACC1-P19** y **swACC10-P15**).

⁴ver Apéndice C

Convertor serial a Ethernet: este dispositivo cuenta con una interfaz de red Ethernet y un puerto serial RS-485. Adicionalmente, implementa los protocolos Modbus TCP y Modbus RTU. Tiene como principal característica realizar una conversión de medio y de protocolo, para transmitir datos desde la red Ethernet al bus serial y viceversa. El sistema de comunicaciones del SCADA cuenta con cuatro de estos dispositivos que cumplen el rol de unidad maestra en los cuatro buses seriales que implementan a través de su interfaz RS-485. Éstos se identifican por las siguientes siglas: **MGATE-MB3180**, **TSXETG100**, **PM8ECC-P19** y **PM8ECC-P15**.

Transmisor inalámbrico: este dispositivo se compone de un módulo inalámbrico de 2.4 GHz, marca DIGI y modelo XBee PRO Serie2, y de una antena omnidireccional de 5 dBi. Implementan el protocolo ZigBee u 802.15.4 y tienen como principal característica la creación de redes inalámbricas enmalladas para contar con una mayor robustez en la transmisión de datos. El sistema de comunicaciones cuenta con tres de estos dispositivos, un transmisor **XBeeTx-P24** y dos repetidores **XBeeTxRx-P35** y **XBeeTxRx-P15**⁵.

4.2.2.2. Canales de comunicación

Los canales de comunicación implementados entre el servidor principal y las unidades remotas, se clasifican en tres tipos de enlaces:

Enlace serial: se implementa a partir de un convertor serial a Ethernet y un bus de cable industrial RS-485, con dos polos de 0.33 mm² de sección mas blindaje enmallado y chaqueta PVC resistente a los rayos UV. El cable serial se instala en canalización conduit o aéreo autosoportado en postación de la red de distribución. Cada uno de los cuatro buses seriales implementa el protocolo de comunicación Modbus RTU y conecta a los dispositivos de campo que cuentan con interfaz serial RS-485. La tabla 4.1 resume las características de cada enlace serial implementado:

Bus ID	Gateway	Nº de dispositivos esclavo	Longitud	Velocidad
1	MGATE-MB3180	1	2 m	19.200 baud
2	TSXETG100	2	20 m	19.200 baud
3	PM8ECC-P19	13	600 m	19.200 baud
4	PM8ECC-P15	6	500 m	19.200 baud

Tabla 4.1: Buses seriales implementados.

Enlace Ethernet: enlace de comunicación de alta velocidad (100Mbps), se implementa a través de switches de red interconectados con cable unifilar UTP categoría 6 de 0.2 mm² de sección. Dependiendo del tramo a conectar el cable Ethernet se instala en canalización conduit-PVC o aéreo, trenzado con piola de acero para sujeción, en postación de la red de distribución.

⁵ver Apéndice B

Enlace inalámbrico: enlace de radio frecuencia con portadora de 2.4 GHz y velocidad de transmisión de datos de 250 kbps. Implementa el protocolo ZigBee u 802.15.4 y topología de conexión en malla. Se amplía el rango de cobertura del enlace mediante la instalación de módulos repetidores provistos con una antenas de 5 dBi. Este enlace se utiliza para conectar el reloj control de las casas con el transmisor del control de demanda.

4.2.3. Dispositivos de campo

A continuación, se presentan todos los dispositivos de campo utilizados para controlar las unidades de generación distribuida presentes en el sistema eléctrico de Huatacondo.

Controlador local generador diesel: Está compuesto por un controlador modular marca Woodward y modelo EasyGen 3200 que permite operar al grupo diesel tanto en sincronismo, como en isla. Cuenta con 4 interfaces de comunicación seriales, dos del tipo CAN Bus, una RS-232 y una RS-485. Para la transmisión de datos implementa los protocolos CAN y Modbus RTU. En los diagramas este dispositivo se identifica por **EasyGen**.

Controlador local inversor GeVi: Corresponde al sistema de control de alto nivel del inversor diseñado para la red eléctrica de Huatacondo [21]. Implementa protocolo Modbus RTU y cuenta con una interfaz de comunicación serial RS-485. En los diagramas este dispositivo se identifica por **InversorGeVi**.

Controlador planta fotovoltaica 1: Compuesto por tres inversores marca SMA y modelo Sunny Mini Central 9000TL. No cuentan con interfaz de comunicación serial que implemente protocolo Modbus, por lo que no se conecta a la red de comunicaciones del SCADA. Sin embargo, se controla el punto de conexión a la red eléctrica de la planta fotovoltaica a través de una central de medida marca Schneider-Electric y modelo PowerLogic PM750, que si cuenta con interfaz de comunicación serial RS-485 e implementa el protocolo Modbus RTU de transmisión de información. En los diagramas este dispositivo se identifica por **PM750-PV1**.

Controlador planta fotovoltaica 2: Compuesto por tres inversores marca SMA y modelo Hydro Boy que no cuentan con interfaz de comunicación serial que implemente protocolo de comunicación Modbus, por lo que no se conectan a la red de comunicaciones del SCADA. Sin embargo, el punto de conexión a la red de la planta fotovoltaica se controla a través de una central de medida PowerLogic PM750. En los diagramas este dispositivo se identifica por **PM750-PV2**.

Controlador turbina eólica: Al igual que el caso anterior, este controlador no cuenta con interfaz de comunicación serial que implemente el protocolo Modbus, y no se conecta a la red de comunicaciones del SCADA. Se controla el punto de conexión a la red a través de una central PowerLogic PM750. En los diagramas este dispositivo se identifica por **PM750-Eolico**.

Los dispositivos de campo utilizados para medir las variables eléctricas de los distintos puntos de la red de distribución son los siguientes:

Central de medida PM750: Este dispositivo tiene la capacidad de medir tensiones fase-fase, fase-neutro, corrientes de línea, potencia aparente, activa y reactiva, factor de potencia, porcentaje de distorsión armónica, entre otros. Cuenta con una interfaz de comunicación serial RS-485 que implementa el protocolo Modbus RTU y un puerto de salida digital utilizado para controlar de forma remota contactores de poder. Se utilizan seis de estos dispositivos en la red de distribución.

Central de medida PM810: Esta central de medida presenta las mismas características que la PM750 y cuenta con puertos de expansión para conectar módulos de entrada/salida y comunicación. Implementa el protocolo Modbus RTU y tiene una interfaz serial RS-485. Se utilizan tres de estos dispositivos en la red de distribución.

La tabla 4.2 muestra un resumen de las centrales de medida utilizadas junto al bus serial correspondiente.

Bus ID	Central de medida	Gateway	Poste
2	PM750-InversorGeVi	TSXETG100	P24
3	PM810-P19	PM8ECC-P19	P19
3	PM750-P19	PM8ECC-P19	P19
3	PM750-PV1	PM8ECC-P19	P40
3	PM750-Eolico	PM8ECC-P19	P40
4	PM810-P15	PM8ECC-P15	P15
4	PM750-P15	PM8ECC-P15	P15
4	PM810-Agua	PM8ECC-P15	P1
4	PM750-PV2	PM8ECC-P15	P1

Tabla 4.2: Centrales de medida PowerLogic instaladas.

El sistema eléctrico cuenta con dos puntos de **Control de Carga** que seccionan la red de distribución en cuatro sectores. En estos puntos se implementan cuatro contactores controlados por la salida digital de dos centrales de medida PM810 y dos PM750. Estos dispositivos se identifican por las siglas **PM810-P19**, **PM750-P19**, **PM810-P15** y **PM750-P15**. Existe un tercer punto de control de carga encargado de conectar y desconectar la bomba de agua que llena el estanque de agua potable del pueblo. Este punto se implementa a través de un contactor controlado por la salida digital de una central de medida PM810. Este dispositivo se identifica por **PM810-Agua**.

Las treinta casas de Huatacondo que se habitan durante todo el año poseen un medidor de energía que genera en su salida digital 800 pulsos por kW h consumido. Estos pulsos se leen a través de un dispositivo de campo denominado **Contador de Pulsos**. Estos dispositivos son relés inteligentes marca Schneider-Electric y modelo Zelio Logic SR3 que cuentan con interfaz de comunicación serial RS-485 e implementan protocolo Modbus. Cada contador de pulso se conecta a seis casas y mediante un software interno, registran energía y potencia media consumida.

Las estructuras que soportan los paneles fotovoltaicos de la planta de 23 kW cuentan con un **Sistema de seguimiento solar**. Éste se implementa en seis relés inteligentes Zelio Logic SR3 que controlan actuadores lineales encargados de mover la estructura metálica. El sistema de seguimiento se incorpora a la red del SCADA a través de la interfaz de comunicación serial RS-485 que implementa protocolo Modbus, de los relés Zelio.

Finalmente, el **Sistema de control de demanda** cuenta con dispositivos de campo que se instalan en las casas de la comunidad y se denominan **Reloj control**. Éste cuenta con un módulo inalámbrico de 2.4 GHz, marca DIGI y modelo XBee PRO Serie2 que implementa el protocolo ZigBee u 802.15.4 para transmisión de datos. Este módulo recibe información del transmisor del control de demanda desplegando en el reloj control la disponibilidad energética a los usuarios del sistema.

4.3. Conexión con Coordinador GeVi

Para conectar el coordinador GeVi local de Huatacondo con el centro de control del Centro de Energía se utiliza el enlace a internet del servidor ESUSCON. Por razones de seguridad es necesario contar con un canal encriptado de comunicación dado que la información de operación, control y monitoreo de la micro-red debe viajar a través de la red pública. Para lo anterior, se implementa una red privada virtual (VPN) entre el servidor ESUSCON y un servidor del Centro de Energía (que se detallará mas adelante) con acceso público a internet.

Las VPN son una tecnología de red que permite extender la red local sobre una red pública y no controlada como internet garantizando, autenticación, integridad y confidencialidad de toda la comunicación. Se utiliza el software OpenVPN⁶ para implementar la red requerida. OpenVPN es una aplicación multiplataforma de software libre basada en la librería de encriptación gratuita OpenSSL⁷ que ofrece seguridad y facilidad de uso en la configuración de redes VPN. Adicionalmente, utiliza arquitectura cliente/servidor para implementar la conexión.

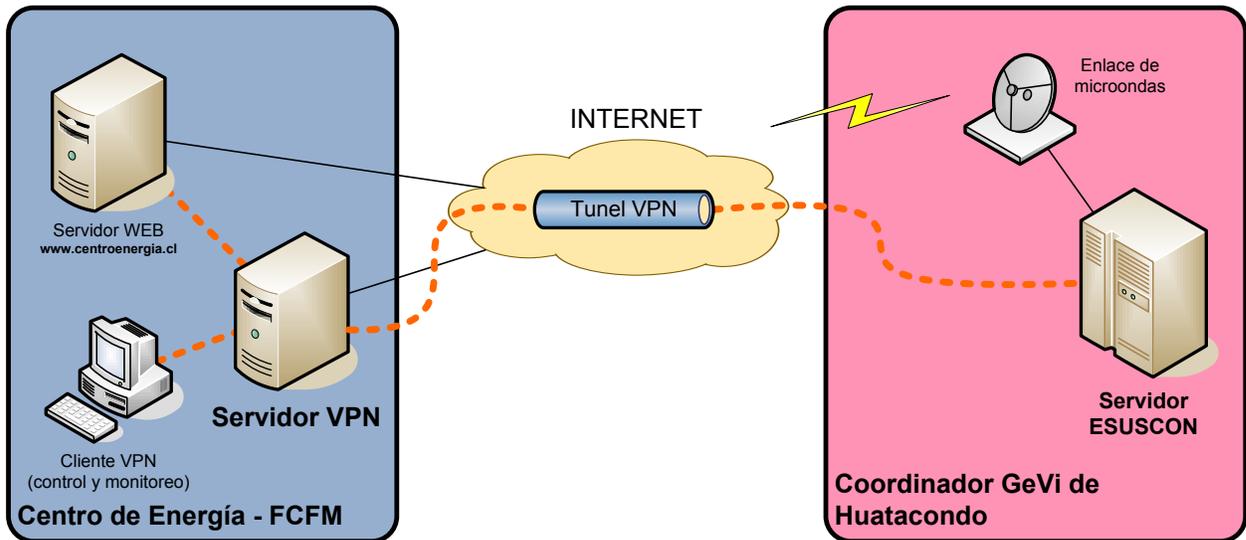
Se instala y configura el software OpenVPN en un equipo del Centro de Energía que cuenta con acceso permanente a internet, el cual se denomina **Servidor VPN**. La instalación del software genera una interfaz de comunicación que encripta los datos y permite el acceso a la red VPN. Se configura el servidor para utilizar el modo SSL/TLS con certificados y claves RSA. Los certificados RSA son claves públicas que tienen insertada información segura del propietario y pueden compartirse o publicarse libremente, mientras que las claves privadas deben mantenerse siempre protegidas.

En el servidor VPN se crean los ficheros de certificado y clave privada correspondiente a la autoridad de certificación maestra. Posteriormente, se crea el par certificado/clave para cada cliente que se desea conectar a la red, en este caso, se crea el certificado y clave del servidor ESUSCON.

⁶<http://www.openvpn.net/index.php/open-source.html>

⁷<http://www.openssl.org/>

Finalmente, se instala el certificado y clave privada en la aplicación cliente para que el servidor VPN acepte conexiones del servidor ESUSCON a la red privada. También se crean certificado y claves para el **Servidor WEB** del Centro de Energía y los clientes destinados al control y monitoreo de la micro-red de Huatacondo. La figura 4.8 muestra la conexión del Servidor ESUSCON al Centro de Energía a través de la red VPN.



Fuente: elaboración propia

Figura 4.8: Conexión a través de red privada virtual.

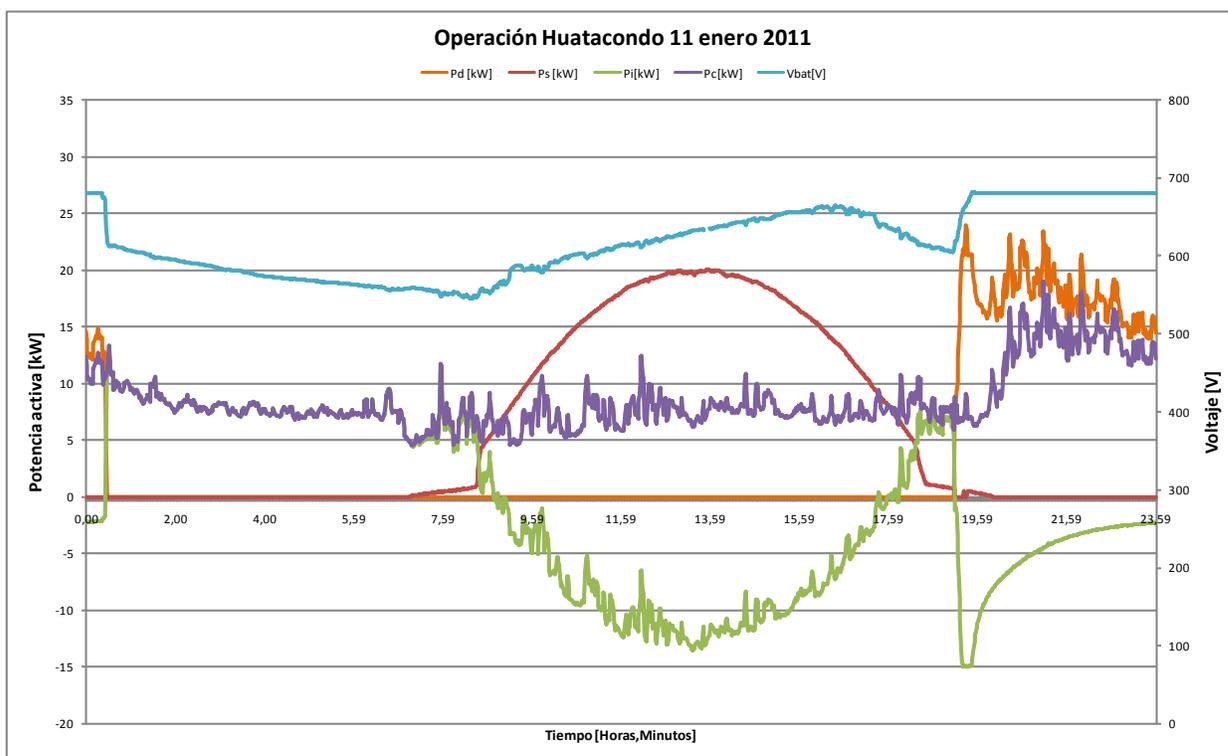
Todos los equipos que se encuentran conectados a la VPN tienen acceso entre sí, ya que equivale a que estén conectados a una misma red local, por lo que es posible habilitar protocolos de comunicación tales como: DCOM, para tráfico de datos OPC, y TCP/IP, para tráfico HTTP o web. Esto permite tener acceso al Servidor OPC, Servidor de Historización e Interfaz WEB del historizador desde los servidores del Centro de Energía.

Capítulo 5

Resultados

En este capítulo se presentan gráficos obtenidos a partir de la información almacenada por el *módulo de almacenamiento de datos* de la plataforma SCADA implementada en el sistema eléctrico de Huatacondo.

5.1. Operación en período de 24 horas.



Fuente: sistema SCADA de Huatacondo

Figura 5.1: Operación del día martes 11 de enero de 2011.

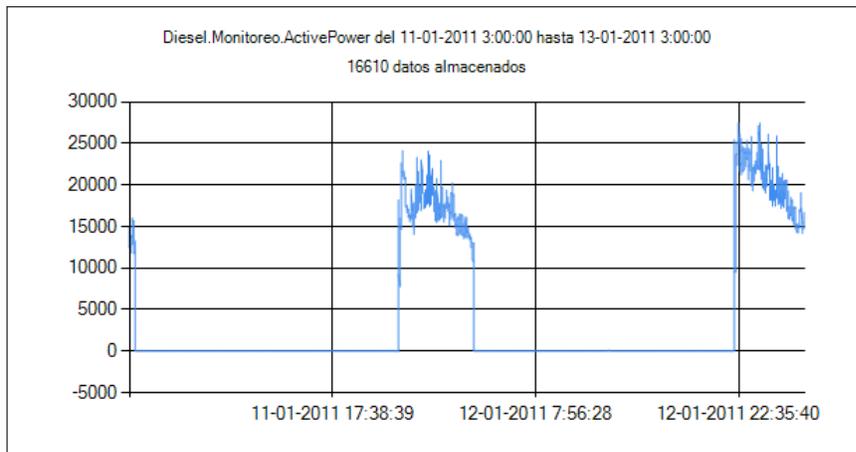
El gráfico de la figura 5.1 muestra la operación de la micro-red GeVi el día martes 11 de enero de 2011. En él se aprecian las potencias en kilowatts (kW) inyectadas por cada unidad de generación además de la tensión en volts (V) del banco de baterías. La curva de color anaranjado identificada con la sigla P_d corresponde a la potencia activa inyectada por el generador diesel. Asimismo, las curvas granate (P_s) y verde (P_i) corresponden a la potencia activa inyectada por la planta fotovoltaica 1 y el inversor respectivamente. A partir de las curvas anteriores, se obtiene la potencia consumida por el pueblo durante el período (curva color violeta identificada por P_c). Adicionalmente, se presenta el perfil de tensión del banco de baterías (curva color celeste identificada por V_{bat}).

5.2. Variables historizadas

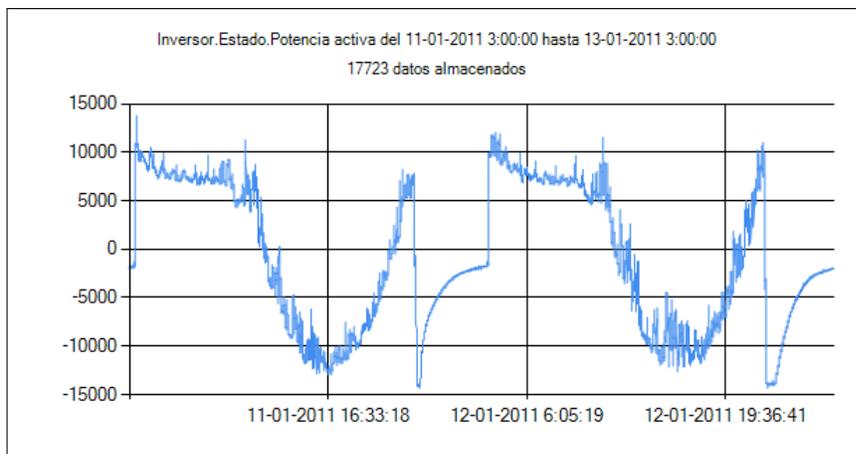
A continuación se presentan algunas de las variables historizadas por el sistema SCADA, cuyos gráficos representan el valor de obtenido durante la operación continuada de la micro-red en un período de 48 horas.

5.2.1. Potencia activa

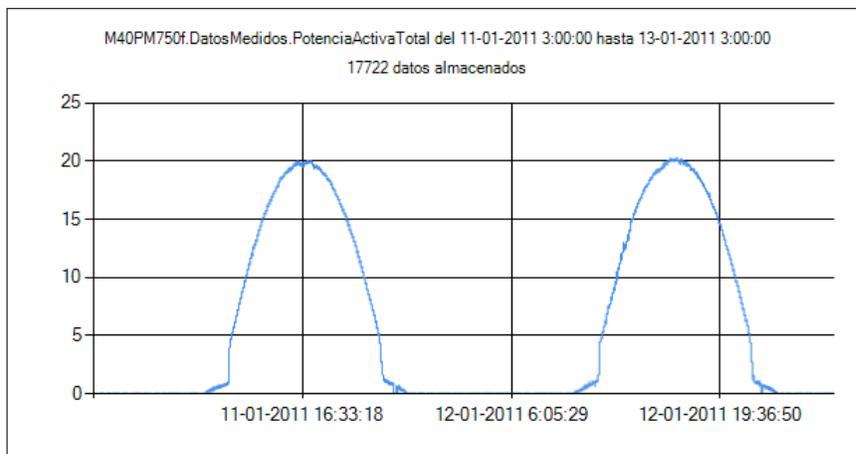
La figura 5.2a muestra la potencia activa inyectada por el generador diesel a la red. En ella se verifica el funcionamiento de la unidad solo durante algunas horas del día. Respecto de la figura 5.2b, se aprecia la inyección y retiro de potencia por parte del inversor. Durante los períodos en que se registra potencia negativa el inversor carga el banco de baterías con el excedente de energía (cuando opera la planta fotovoltaica), o mediante una rutina de carga (cuando opera el generador diesel). Durante la noche, el inversor abastece el consumo debido a la restricción de no operación del motor en ese horario. Finalmente, la figura 5.2c muestra claramente el perfil diario de potencia activa entregada por la planta fotovoltaica 1.



(a) Generador diesel



(b) Inversor



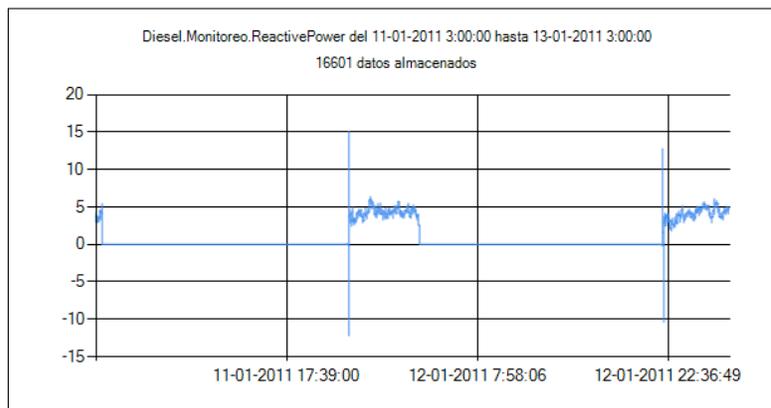
(c) Planta fotovoltaica 1

Fuente: sistema SCADA de Huatacondo

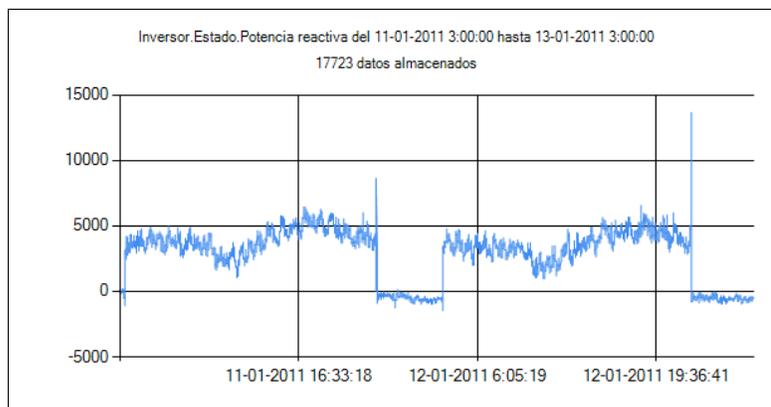
Figura 5.2: Potencia activa en W y kW inyectada por cada unidad

5.2.2. Potencia reactiva

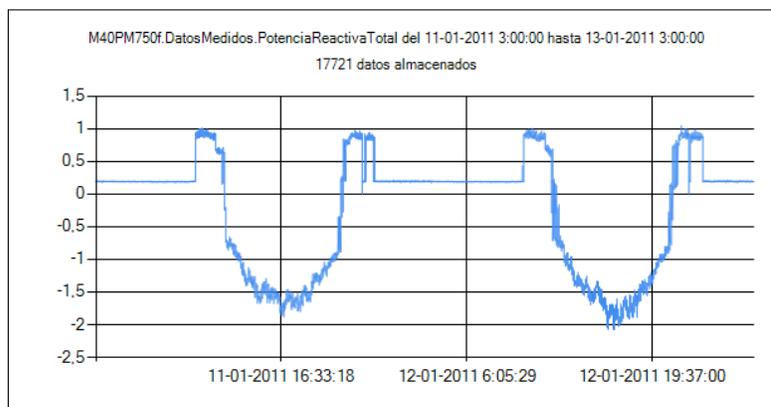
Las figuras 5.3a y 5.3b corresponden a la inyección de potencia reactiva del generador diesel y el inversor. Durante la operación de la planta fotovoltaica el inversor es la unidad que regula el aporte de reactivos a las red, debido a que los inversores de la planta fotovoltaica están configurados para inyectar solo potencia activa (figura 5.3c potencia reactiva casi nula).



(a) Generador diesel



(b) Inversor



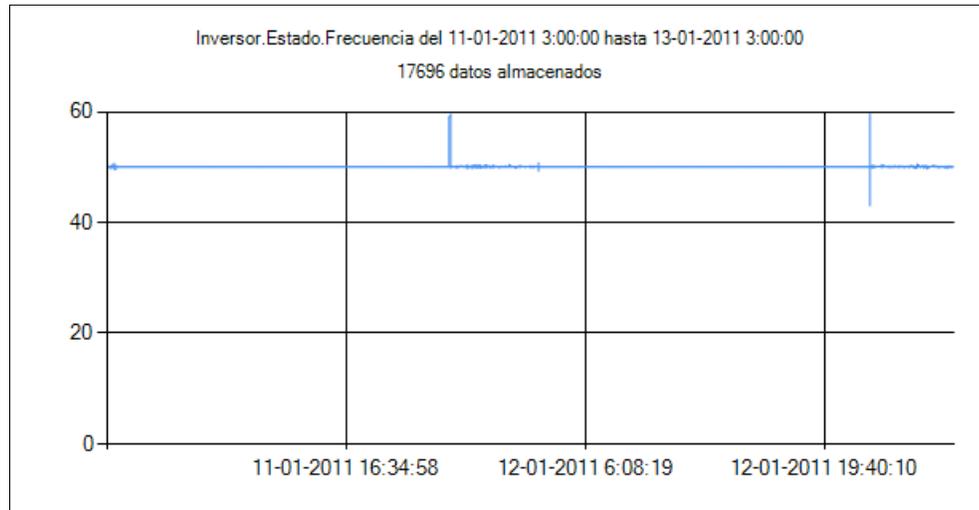
(c) Planta fotovoltaica 1

Fuente: sistema SCADA de Huatacondo

Figura 5.3: Potencia reactiva en kVAR y VAR

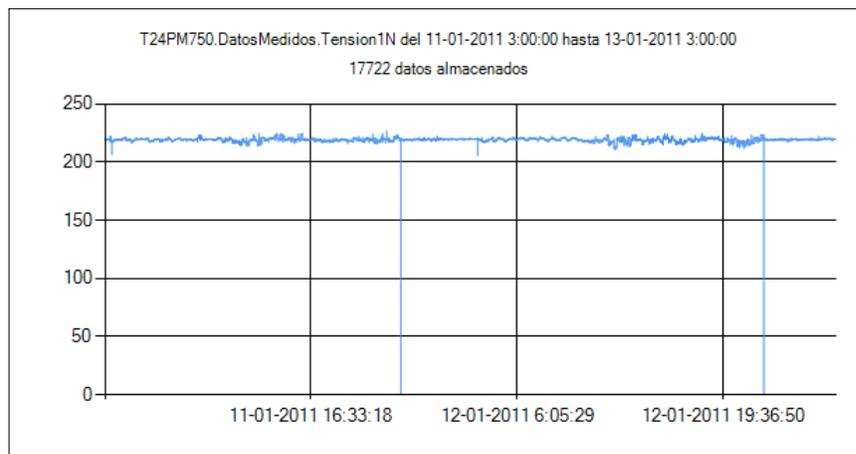
5.2.3. Frecuencia de la red y tensiones fase-neutro

En la figura 5.4 se aprecian pequeñas oscilaciones en torno a los 50Hz en la frecuencia de la red. Asimismo, las figuras 5.5a, 5.5b y 5.5c muestran las variaciones en las tensiones fase-neutro de la barra en donde se conecta el grupo diesel a la red.

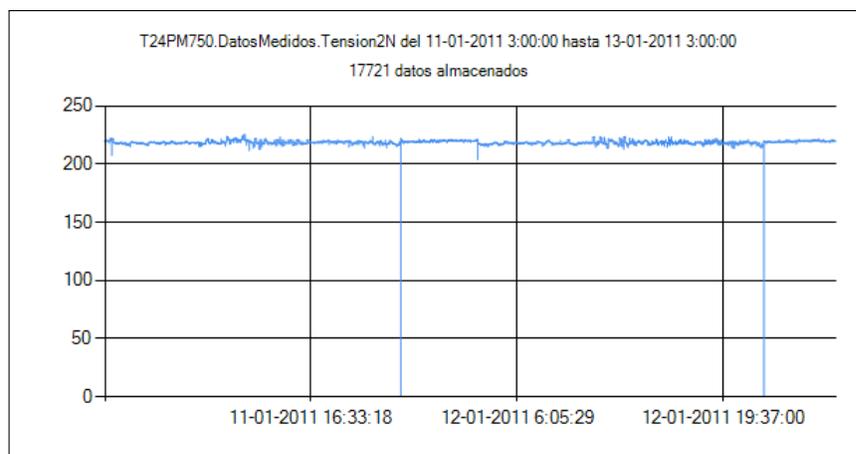


Fuente: sistema SCADA de Huatacondo

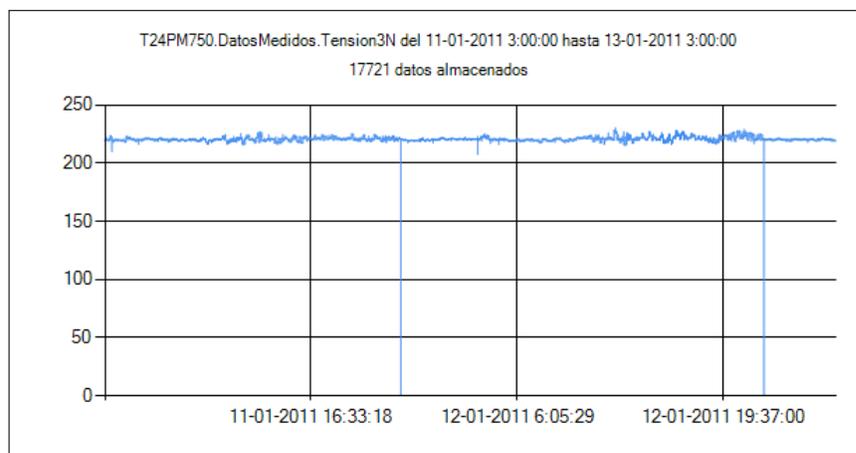
Figura 5.4: Frecuencia de la red en Hz



(a) Tensión fase 1



(b) Tensión fase 2



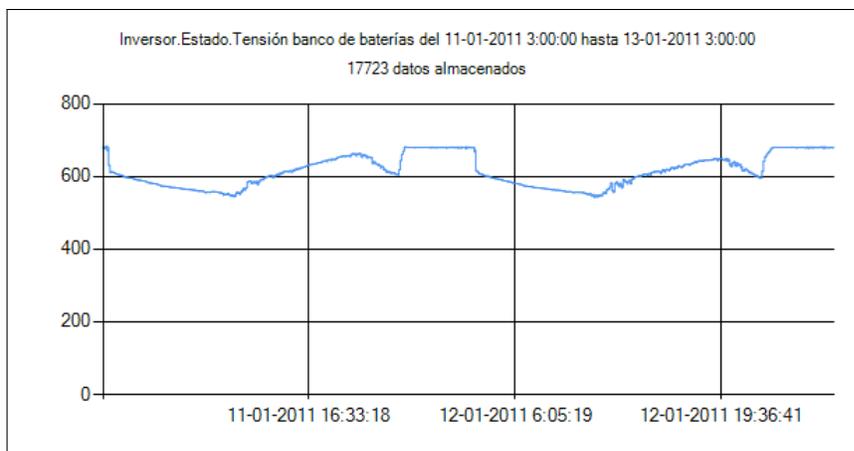
(c) Tensión fase 3

Fuente: sistema SCADA de Huatacondo

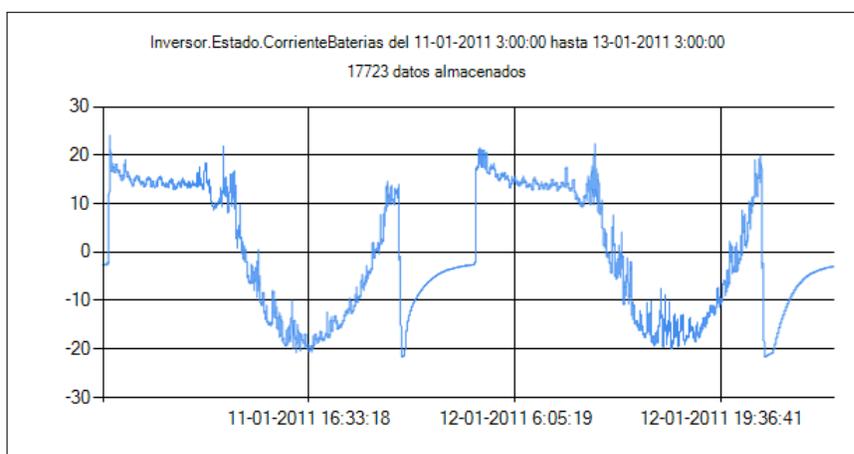
Figura 5.5: Tensiones fase-neutro en punto de conexión del generador diesel

5.2.4. Tensión y corriente banco de baterías

En las curvas de tensión y corriente (figura 5.6a y 5.6b respectivamente) se identifican los ciclos de carga y descarga del banco de baterías.



(a) Tensión en V



(b) Corriente en A

Fuente: sistema SCADA de Huatacondo

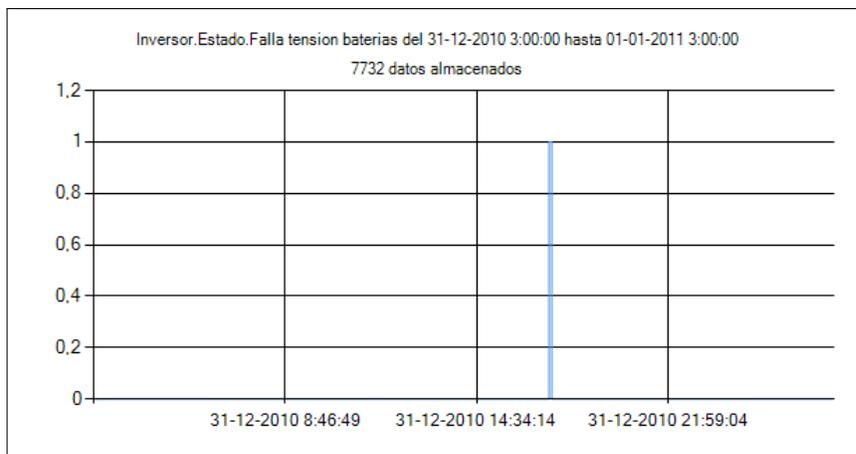
Figura 5.6: Tensión y corriente en banco de baterías

5.3. Identificación de fallas

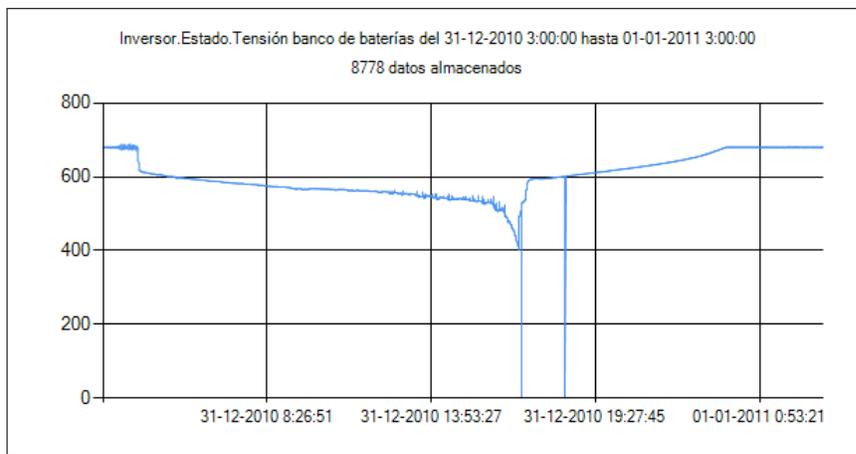
El inversor, especialmente diseñado para la micro-red de Huatacondo [21], cuenta con señales de alarma que permiten identificar el causal de éstas. A continuación, un ejemplo: el día 31 de diciembre de 2010 se activan las alarmas “*apagado por falla*” (figura 5.7a) y “*falla tensión baterías*” (figura 5.7b). Al revisar la tensión del banco de baterías en ese período se aprecia una caída en la tensión por debajo de los 400V (figura 5.7c).



(a) Alarma apagado por falla



(b) Alarma tensión mínima



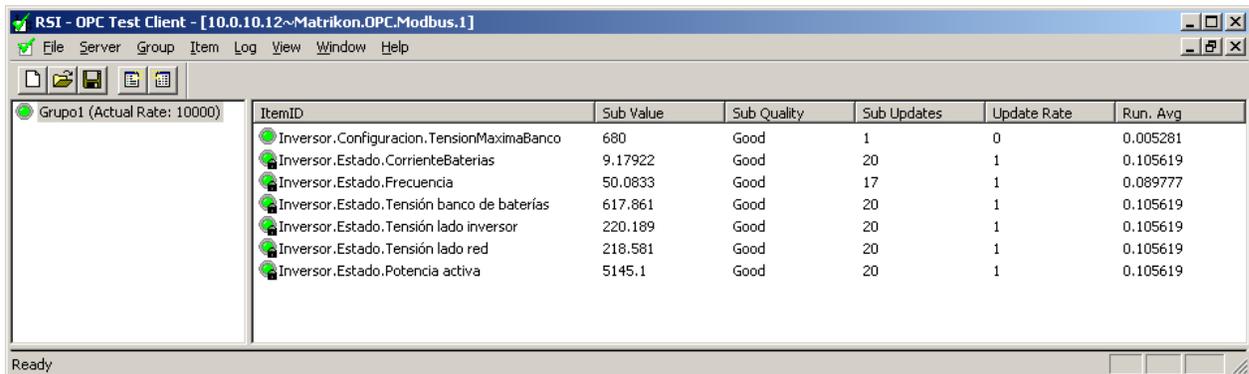
(c) Tensión en banco de baterías

Fuente: sistema SCADA de Huatacondo

Figura 5.7: Alarma por falla de tensión en banco de baterías

5.4. Monitoreo remoto

La figura 5.8 muestra la interfaz de una aplicación cliente OPC que está conectada al servidor OPC de la plataforma SCADA de Huatacondo. La conexión es a través de la red VPN, donde se identifica la IP 10.0.10.12¹ como la dirección del servidor ESUSCON. En la interfaz se verifica el monitoreo en línea de variables de estado y configuración del inversor con una velocidad de actualización de 10 000 ms.



The screenshot shows the 'RSI - OPC Test Client' window with the following data table:

ItemID	Sub Value	Sub Quality	Sub Updates	Update Rate	Run. Avg
Inversor.Configuracion.TensionMaximaBanco	680	Good	1	0	0.005281
Inversor.Estado.CorrienteBaterias	9.17922	Good	20	1	0.105619
Inversor.Estado.Frecuencia	50.0833	Good	17	1	0.089777
Inversor.Estado.Tension banco de baterias	617.861	Good	20	1	0.105619
Inversor.Estado.Tension lado inversor	220.189	Good	20	1	0.105619
Inversor.Estado.Tension lado red	218.581	Good	20	1	0.105619
Inversor.Estado.Potencia activa	5145.1	Good	20	1	0.105619

Fuente: OPC Test Client, <http://www.inat.de>

Figura 5.8: Monitoreo en línea con cliente OPC.

¹ver Apéndice B

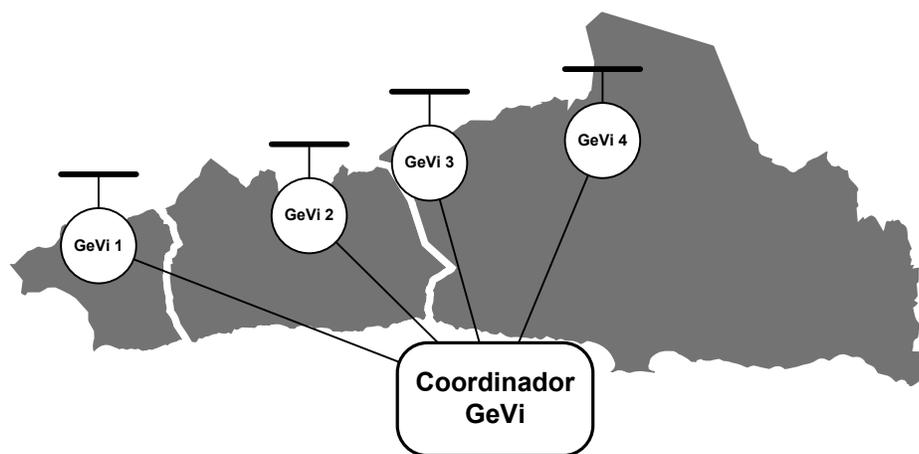
Capítulo 6

Conclusiones y Trabajo futuro

En esta memoria de título se entrega una visión general sobre generación distribuida y micro-redes, junto con los beneficios que éstas presentan en el mejoramiento del abastecimiento energético y, mediante un caso particular, las consideraciones técnicas que se deben abordar durante el desarrollo de su implementación.

Como resultado de este trabajo se obtiene el diseño e implementación de una plataforma SCADA que cumple con los requerimientos funcionales del sistema de coordinación y permite el desarrollo de una micro-red inteligente gracias al control y monitoreo de: las unidades de generación distribuida, los elementos de la red de distribución y la demanda eléctrica de los pobladores.

En cuanto al diseño de la plataforma, se logra contar con una arquitectura de hardware y flujo de datos que permite el desarrollo esquemas de coordinación en sistemas eléctricos locales. Además, permite extender estos esquemas a múltiples micro-redes o generadores virtuales mediante la interconexión propuesta para ello. La arquitectura planteada permite implementar esquemas como el que se presenta en la figura 6.1.



Fuente: elaboración propia

Figura 6.1: Coordinador GeVi del Norte Grande

En cuanto a la implementación de la plataforma SCADA se logra, la interconexión de las unidades de GD mediante un sistema de comunicación basado en los estándares Ethernet, RS-485 y IEEE 802.15.4 (ZigBee). El transporte de información a través de los protocolos: Modbus RTU, Modbus TCP y OPC. Asimismo, se cuenta con una unidad central (Servidor ESUSCON) que implementa: aplicaciones de control y monitoreo de las unidad GD, monitoreo de la red de distribución, monitoreo del consumo eléctrico y señales para el control de demanda. Sumado a lo anterior, esta unidad central cuenta con un programa especializado en la gestión de los recursos energéticos (EMS) y realiza una optimización del despacho de las unidades generadoras que minimiza los costos de operación de la micro-red. También se logra implementar un enlace de comunicación seguros sobre internet, desde la unidad central de la plataforma SCADA hasta los equipos del centro de control en los laboratorios del Centro de Energía, que permite el monitoreo remoto del sistema eléctrico de Huatacondo.

Respecto de la utilización de una red privada virtual se concluye que, el uso de estándares abiertos, tales como OpenVPN y OpenSSL, permiten implementar de buena manera este tipo de tecnologías. Asimismo, logran establecer canales de comunicación flexibles que utilizan a internet como medio de transporte.

En cuanto a la operación, dado los elementos y tipo de información que puede manejar la plataforma implementada, se concluye que los sistema SCADA tradicionales son aplicables para la comunicación y manejo de información de esquemas de coordinación, en particular, son aplicables al desarrollo e implementación de una micro-red. Se concluye además, a partir de la operación de la plataforma implementada, que la información que se logre recoger del funcionamiento de la micro-red, entregará nuevos antecedentes y permitirá ser un aporte para el desarrollo de la normativa técnica respecto de la conexión en baja tensión de generación distribuida.

La aplicación de tecnologías de generación distribuida y la implementación de una micro-red, junto al estudio de sus conceptos, permitieron identificar las barreras tecnológicas que frenan su desarrollo. Este trabajo de título elimina una barrera tecnológica al aportar con el diseño de una arquitectura de hardware y comunicación que permite implementar sistemas de coordinación utilizando generación distribuida.

Como trabajo futuro se plantean los siguientes puntos:

- Desarrollar software que siga los lineamientos planteados en el estándar IEEE 1547.3TM-2007 y utilice la arquitectura diseñada, para implementar Coordinadores GeVi.
- Utilizar la plataforma implementada para la coordinación de múltiples micro-redes.
- Explorar otros estándares para servidores Master SCADA tales como OPC UA.
- Utilizar masivamente dispositivos de campo inalámbricos, para no depender de la geografía y de extensas redes cableadas.
- El punto anterior conlleva a la utilización de tecnología inalámbrica para implementar canales de comunicación, tales como, puntos de acceso, redes enmalladas y enlaces punto a punto.

- Potenciar el uso de la tecnología XBee, sobre todo en la recolección de información del consumo de las casas.
- Estudiar la posibilidad de implementar esquemas de protecciones en la red de distribución, utilizando el sistema SCADA implementado y teniendo en cuenta que las unidades de generación son inversores.

Bibliografía

- [1] IEEE Standards Coordinating Committee 21. IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. *IEEE Std. 1547TM-2003*, pages 1–16, july 2003.
- [2] IEEE Standards Coordinating Committee 21. IEEE Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems. *IEEE Std. 1547.3TM-2007*, pages 1–158, november 2007.
- [3] Thomas Ackermann, Göran Andersson, and Lennart Söder. Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, 57(3):195 – 204, 2001.
- [4] D. Bailey and E. Wright. *Practical SCADA for industry*. IDC Technology. Elsevier, 2003.
- [5] Rodrigo Palma Behnke, Guillermo Jiménez Estévez, and Claudio Vergara Ramírez. La unión que hace la fuerza. In *Revista Universitaria*, volume 103, pages 52–59, Santiago, 2009. Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [6] S. Chowdhury and P. Crossley. *Microgrids and Active Distribution Networks*. IET renewable energy series. Institution of Engineering and Technology, 2009.
- [7] G.R. Clarke, D. Reynders, and E. Wright. *Modern SCADA protocols*. Engineering : Instrumentation and Control Series. Elsevier, 2004.
- [8] NAVIGANT Consulting. Microgrids research assessment - phase 2. final report, California Energy Commission and Department of Energy, may 2006.
- [9] Dirección general de Industria, Energía y Minas. *Guía básica de la generación distribuida*. Comunidad de Madrid, España, 2007.
- [10] Natalia Garrido Echeverría. Análisis y evaluación ambiental. Proyecto sistema de energización sustentable para Huatacondo, comuna de Pozo Almonte, región de Tarapacá. Memoria para optar al título de geógrafa, Universidad de Chile, Santiago, octubre 2010.
- [11] Javiera Ketterer Hoppe. Metodología básica para la definición de la ubicación óptima de un generador virtual. Memoria para optar al título de ingeniera civil electricista, Universidad de Chile, Santiago, abril 2009.
- [12] R.L. Krutz. *Securing SCADA systems*. Wiley Pub., 2005.
- [13] Robert Lasseter, Abbas Akhil, Chris Marnay, John Stevens, Jeff Dagle, Ross Guttromson, Sakis A. Meliopoulos, Robert Yinger, and Joe Eto. The CERTS MicroGrid concept - white paper on integration of distributed energy resources. Technical report, U.S. Department of Energy, april 2002.

-
- [14] Mariel Álvarez Cancino. Estrategias para la intervención tecnológica de ERNC en comunidades rurales, bajo el marco de la iniciativa GeVi (Generador Virtual). Memoria para optar al título de ingeniera en recursos naturales renovables, Universidad de Chile, Santiago, octubre 2010.
- [15] Fernando Lanas Montecinos. Planeamiento de optimización del sistema de coordinación Ge-Vi. Memoria para optar al título de ingeniero civil electricista, Universidad de Chile, Santiago, abril 2011.
- [16] Office of the National Coordinator for Smart Grid Interoperability. NIST framework and roadmap for smart grid interoperability standards, release 1.0. special publication 1108, NIST, january 2010.
- [17] Kiriaco Jarami Orellana. Análisis de mecanismos de coordinación de generadores distribuidos en sistemas eléctricos. Memoria para optar al título de ingeniero civil electricista, Universidad de Chile, Santiago, septiembre 2006.
- [18] Fundación para la transferencia tecnológica. Generación distribuida. Informe final, UNTEC, Santiago, enero 2009.
- [19] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and W. D'haeseleer. Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy Policy*, 33(6):787–798, april 2005.
- [20] Marcelo Tokman R. and Área de Estudios CNE. *Política Energética: Nuevos lineamientos*. Comisión Nacional de Energía, Santiago, 2008.
- [21] Andrés Vargas Serrano. Diseño e implementación de un prototipo de inversor trifásico orientado a redes de distribución. Memoria para optar al título de ingeniero civil electricista, Universidad de Chile, Santiago, abril 2010.
- [22] C. Strauss. *Practical electrical network automation and communication systems*. Practical professional books from Elsevier. Newnes, 2003.

Apéndice A

Red de distribución de Huatacondo

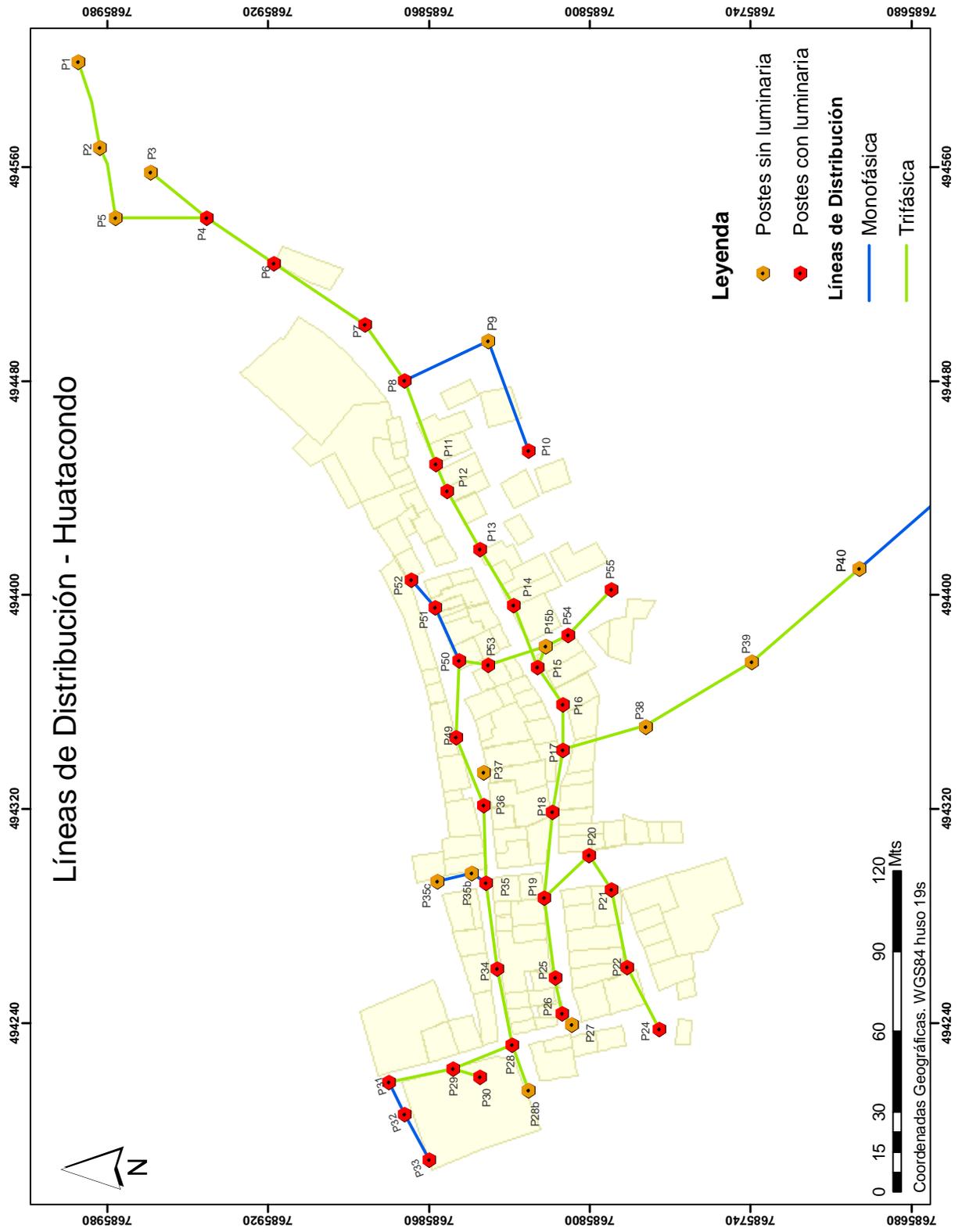


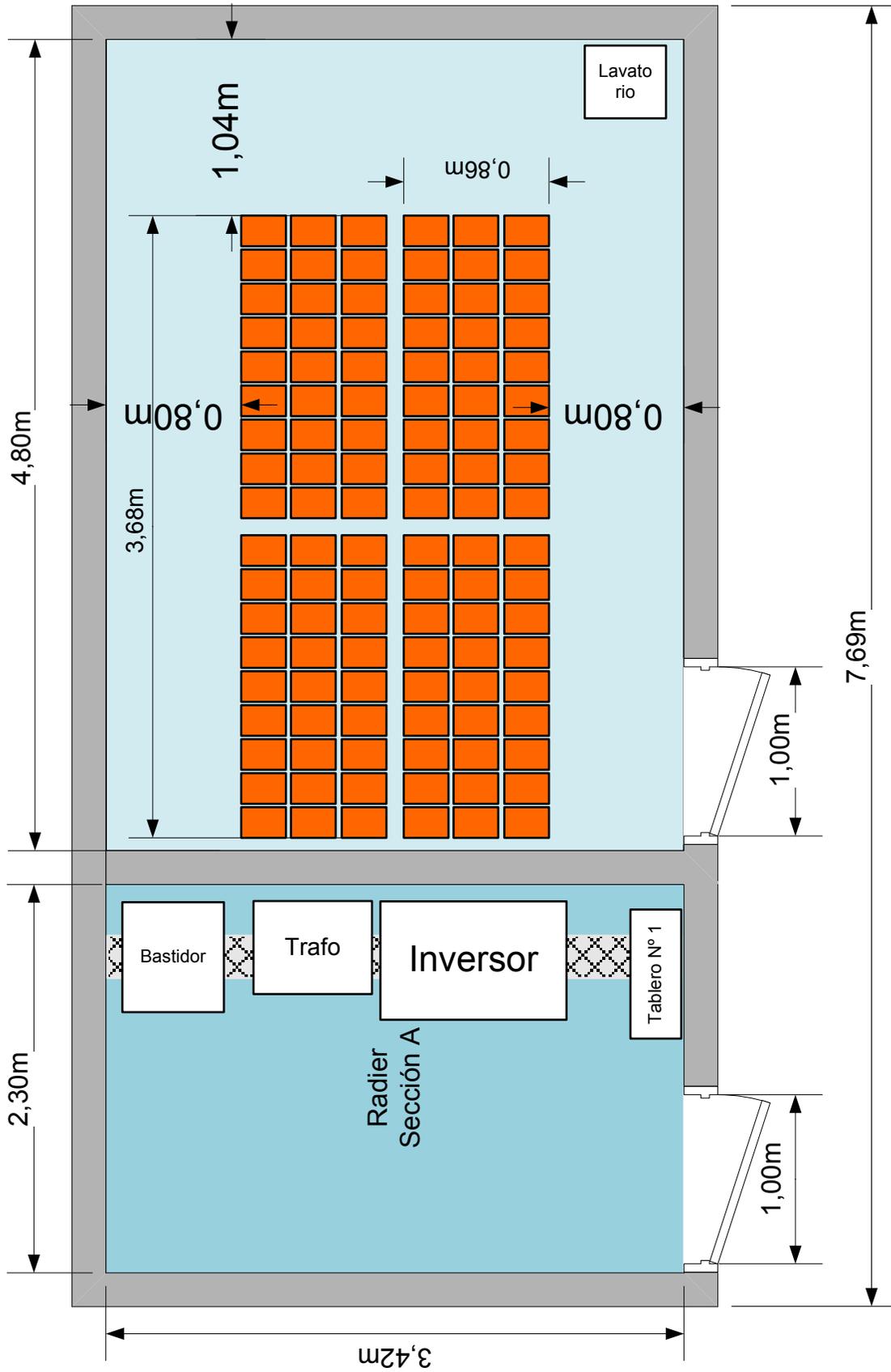
Figura A.1: Postación, luminaria y líneas de distribución.

Apéndice B

Diagrama sistema SCADA de Huatacondo

Apéndice C

Plano sala eléctrica



Fuente: Centro de Energía, FCFM

Figura C.1: Plano de planta sala de control y sala de baterías.