

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:

Leonardo Palma F.

Informe de Memoria de Título
para optar al título de:

Ingeniero Civil Eléctrico

Estudio de factibilidad técnica para el desarrollo de
centro de control y monitoreos conjunto de plantas
PMGD

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante:
Leonardo Palma F.

Estudio de factibilidad técnica para el desarrollo de centro de control y monitoreo conjunto de plantas PMGD

Carlos Nicolas Manriquez Venegas.

Informe de Memoria de Título
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Marzo 2022

Resumen

El importante aumento que ha visto la generación distribuida en la matriz eléctrica nacional a través del ingreso de los Pequeños Medios de Generación Distribuida o PMGD y los conocidos desafíos que presenta el sector en cuanto a descarbonización y descentralización del parque generación, proponen cambios en los paradigmas de funcionamiento que tiene actualmente el mercado de la energía. Si bien los PMGD cumplen ya con estas características, se requiere de mayor desarrollo tecnológico para aprovechar en su totalidad las características y beneficios que proveen este tipo de recursos. En ese sentido, un aspecto poco estudiado para aprovechar el aumento de generación distribuida, específicamente de la participación de los PMGD del mercado eléctrico nacional, es el desarrollo de las Redes Inteligentes o Smart Grid.

El propósito de este estudio es proponer un centro de control y monitoreo para los proyectos PMGD, en base al actual funcionamiento que tiene el Sistema Eléctrico Nacional y los lineamientos que proyecta el sector, con la inclusión de nuevos actores y modelos de negocio. Para lograr este cometido, la presente investigación analizó variables regulatorias actuales, además de recomendaciones de diferentes actores para el desarrollo del segmento distribución.

Posteriormente se realizó el diseño del centro de control y monitoreo, utilizando como arquitectura de referencia el esquema SGAM, que permite diseñar redes inteligentes en base a nuevos casos de negocio dentro de las redes eléctricas convencionales, con fuerte énfasis en la interoperabilidad del sistema o modelo propuesto; por lo cual, además de ser una herramienta que ayuda a diseñar arquitectura de redes eléctricas modernas, es una metodología que permite establecer brechas y limitaciones, tanto regulatorias como económicas en los mercados donde se desenvuelve.

El principio de interoperabilidad que define el SGAM muestra que las mayores limitaciones son de carácter regulatorio no técnico, ya que el diseño del sistema cumple el principio de interoperabilidad y consistencia que asegura el correcto traspaso y entendimiento de la información entre los distintos componentes y funciones que forman parte del sistema. Esto último supone mayor énfasis por parte del agente regulador en materia de generación distribuida y modernización de la red de distribución, ya que, brindando las señales correctas, este tipo de proyectos pueden convertirse en el impulsor de las redes inteligentes en el país.

Tabla de Contenidos

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	8
1.1 INTRODUCCIÓN GENERAL	8
1.2 OBJETIVOS.....	10
i) Objetivo principal	10
ii) Objetivos específicos	10
1.3 ALCANCES Y LIMITACIONES	11
CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE	12
2.1 INTRODUCCIÓN.....	12
2.2 MARCO TEÓRICO	12
2.2.1 <i>Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica- ISCI</i>	12
2.2.2 <i>Futuro de la distribución eléctrica en Chile: ¿Hacia dónde vamos? - EBP Chile</i>	17
2.2.3 <i>Agregadores- IRENA</i>	20
2.2.4 <i>Prospección en digitalización energética - Centro de Energía FCFM Universidad de Chile</i>	21
2.3 ESTADO DEL ARTE	23
2.3.1 <i>Next kraftwerke- Alemania/Europa</i>	23
2.3.2 <i>Enbala- Canadá/Norteamérica</i>	24
2.3.3 <i>Tesla Virtual Power Plant – Australia/Oceania</i>	25
CAPÍTULO 3. CONTEXTO REGULATORIO Y ESCENARIOS	26
3.1 INTRODUCCIÓN.....	26
3.2 BREVE HISTORIA DE LA OPERACIÓN Y DE LA GENERACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO.....	26
3.3 MERCADO ELÉCTRICO ACTUAL.....	28
3.3.1 <i>Operaciones y transacciones</i>	28
3.3.2 <i>Proyectos PMGD y normativa vigente</i>	31
3.4 ESCENARIOS	32
3.4.1 <i>Consideraciones iniciales</i>	32
3.4.2 <i>Venta de energía</i>	33
3.4.3 <i>Servicios complementarios</i>	35
CAPÍTULO 4. FUNCIONAMIENTO DE PMGD	38
4.1 INTRODUCCIÓN.....	38
4.2 REQUERIMIENTOS GENERALES	38
4.2.1 <i>Definición de Parámetros Técnicos y Operativos Para el Envío de Datos al SITR</i>	39
4.2.2 <i>Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Media Tensión (NTCO PMGD)</i>	41
4.3 REQUERIMIENTOS ESPECÍFICOS	42
4.3.1 <i>Energía solar</i>	42
4.3.2 <i>Energía eólica</i>	47
4.3.3 <i>Energía hidráulica de pasada</i>	50
4.4 PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN Y ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN DE DATOS	52
4.4.1 <i>Protocolos de comunicación</i>	52
4.4.2 <i>Elementos de transmisión de datos</i>	53
4.4.3 <i>Concentrador de datos</i>	54
CAPÍTULO 5. METODOLOGÍA	56
5.1 ANTECEDENTES.....	56
5.2 ARQUITECTURA DE REFERENCIA	57
5.2.1 <i>Modelo conceptual</i>	57
5.2.2 <i>Modelo de arquitectura</i>	57
CAPÍTULO 6. DISEÑO	63
6.1 INTRODUCCIÓN.....	63

6.2 MODO DE OPERACIÓN.....	65
6.2.1 <i>Potencia disponible</i>	65
6.2.2 <i>Venta de energía</i>	67
6.2.3 <i>Servicios complementarios</i>	69
6.3 DISEÑO CONCEPTUAL DEL CENTRO DE CONTROL Y MONITOREO.....	73
6.3.1 <i>Análisis de caso de uso</i>	73
6.3.2 <i>Desarrollo de la capa de componentes</i>	75
6.3.4 <i>Desarrollo de la capa comercial/ negocios</i>	80
6.3.5 <i>Desarrollo de la capa de funciones</i>	81
6.3.6 <i>Desarrollo de la capa de información</i>	84
6.3.7 <i>Desarrollo de capa de comunicación</i>	85
6.3.8 <i>Interoperabilidad</i>	86
6.4 VALIDACIÓN DEL DISEÑO CONCEPTUAL	88
CAPÍTULO 7. SUMARIO Y CONCLUSIONES.....	92
7.1 SUMARIO.....	92
7.2 CONCLUSIONES	93
ANEXO A. LEGISLACIÓN Y NORMATIVA VIGENTE.....	95
A.1 DECRETO SUPREMO 88.....	95
A.2. CÁLCULO PRECIO ESTABILIZADO.....	101
A.3 NORMA TÉCNICA DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN DE PMGD EN INSTALACIONES DE MEDIA TENSIÓN (NTCO-PMGD).	101
A.4. NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO	103
A.5. ANEXO TÉCNICO DEFINICIÓN DE PARÁMETROS TÉCNICOS Y OPERATIVOS PARA EL ENVÍO DE DATOS AL SITR. .	107
A.6 NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE SERVICIO PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.	110
ANEXO B. PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN E INTERFASES.	111
B.1 INTRODUCCIÓN	111
B.2 MODELO OSI.....	113
B.3. MODELO TCP/IP	115
B.4. MODBUS.....	116
B.4.1 <i>Introducción</i>	116
B.4.2. <i>Formato de Tramas</i>	117
B.4.3 <i>Funciones Soportadas</i>	118
B.5 DNP 3.0.....	120
B.5.1. <i>Introducción</i>	120
B.5.2. <i>Formato de Mensajes</i>	121
B.5.3 <i>Funciones Soportadas</i>	122
B.5.4 <i>Niveles de implementación</i>	125
B.6 ICCP.....	126
B.6.1 <i>Introducción</i>	126
B.6.2 <i>Bloques de Datos</i>	127
B.6.3 <i>Funciones Soportadas</i>	127
B.7. RS-232 & RS-485.	129
B.7.1. <i>RS-485</i>	129
B.7.2 <i>RS-232</i>	129
ANEXO C. CONCEPTOS BÁSICOS DEL SISTEMA SCADA.	129
C.1 FUNCIONES PRINCIPALES DEL SISTEMA	131
C.2 TRANSMISIÓN DE LA INFORMACIÓN	132
C.3 COMUNICACIONES	132
C.4. ELEMENTOS DEL SISTEMA	133
C.4.1. <i>Período de Escaneo</i>	135
C.5 DISPOSITIVOS DE CAMPO Y CABLEADO	135
ANEXO D. VALIDACIÓN DEL DISEÑO.....	137

D.1 ANALISIS DE CASO DE USO137
D.2 DISEÑO DEL CASO DE USO DE ALTO NIVEL138
D.4 DESARROLLO DE LA CAPA DE FUNCIONES.....140
D.5 DESARROLLO CAPA DE NEGOCIOS.....143
D.6 VINCULACIÓN DE ACTORES Y COMPONENTES144
D.7 DESARROLLO DE CAPA DE COMPONENTES.....144
D.8 DESARROLLO CAPA DE COMUNICACIÓN146
D.9 IDENTIFICACIÓN DE LOS OBJETOS DE INFORMACIÓN.....147
D.10 DESARROLLO DE LA CAPA DE INFORMACIÓN.....148
REFERENCIAS150



Nomenclatura

AGC: Del inglés Automatic Generation Control o control automático de generación.

BESS: Del inglés Battery Energy Storage System. Referencia a los sistemas de almacenamiento mediante baterías.

CEN: Coordinador Eléctrico Nacional.

CNE: Comisión Nacional de Energía.

CSF: Control Secundario de Frecuencia.

DSO: Del inglés Distribution System Operator, operador de redes de distribución.

DER: Del inglés Distributed Energy Resources.

DERMS: Del inglés Distributed Energy Resources Management System o sistema de gestión de recursos energéticos distribuidos.

EA: Del inglés Enterprise Architect.

EMS: Del inglés Energy Management System o sistema de gestión de energía.

ERNCL: Energía Renovable No Convencional.

ERV: Energía Renovable Variable.

HMI: Del inglés Human Machine Interface, interfaz hombre-máquina

PMG: Pequeños Medios de Generación.

PMGD: Pequeños Medios de Generación Distribuida.

PV: Del inglés Photovoltaics o fotovoltaico.

MPPT: Del inglés Maximum Power Point Tracking o seguidor de punto de máxima potencia.

SCADA: Del inglés Supervisory Control And Data Acquisition o supervisión, control y adquisición de datos.

SSCC: Servicios Complementarios.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

SEC: Superintendencia de Electricidad y Combustible.

SGAM: Del inglés Smart Grid Architecture Model o modelo de arquitectura para redes inteligentes.

TSO: Del inglés Transmission System Operator u operador de sistemas de transmisión.

UML: Del inglés Unified Modeling Language o lenguaje de modelado unificado.

VPP: Del inglés Virtual Power Plant o plantas de generación virtual.

Capítulo 1. Introducción

1.1 Introducción General

Durante los últimos veinte años el sector eléctrico nacional ha sufrido considerables cambios, principalmente en los segmentos de generación y distribución. Si bien estos cambios son llevados a cabo por las instituciones políticas y económicas correspondientes, los orígenes de estas reformas tienen lugar en cómo evolucionan las sociedades: La búsqueda constante de mejor calidad de vida para las personas y, además, un compromiso con el desarrollo sostenible y sustentable parecen ser las premisas que destacan y que han llevado a la sociedad en general (públicos, privados, academia, etc.) a una reestructuración en el paradigma de cómo se genera, transporta y comercia la energía.

Un claro ejemplo de esto es el cambio que se ha visto en el parque generación durante la última década. No conforme con la mutación de un sistema hidro-térmico a un sistema mixto con alta penetración renovable, se ha instalado otro concepto para la producción de energía: la generación distribuida. Ésta se caracteriza por tener una capacidad de generación considerablemente menor que la generación convencional y por utilizar las redes de distribución disponibles para inyectar su producción, lo que deriva en un sistema bidireccional en el flujo de la energía y que además concentra generación físicamente cerca de los centros de consumo. Dentro de los beneficios que se pueden obtener de la generación distribuida se encuentra el hecho de no depender, solamente, de los grandes centros de generación, si no que, hacer uso de los recursos en pequeños/medianos términos para lograr un sistema descentralizado que pueda prescindir (hasta cierto grado) de las redes de transmisión. Además, la bidireccionalidad permite que pequeños y medianos usuarios de la red puedan acceder a vender sus excedentes, pudiendo compensar su consumo, o bien, generar ingresos.

En el caso nacional, la generación distribuida ha ingresado primeramente a través de los llamados pequeños medios de generación distribuida (PMGD) y posteriormente a través de la llamada ley NetBilling. Los primeros han resultado particularmente atractivos para la inversión, tanto nacional como internacional, principalmente para energía solar fotovoltaica. Esto se debe a una suma de factores geográficos, políticos y económicos que han hecho que este tipo de proyectos tengan un sorprendente auge en los últimos años: favorables condiciones de irradiación, no solamente en el norte, sino que también en el centro del país; la opción de comercializar considerables cantidades de energía (hasta 9 MW) en el sistema eléctrico nacional, a través de mecanismos de estabilización de precios; y el respaldo de instituciones financieras a nivel mundial, han derivado en más de 900 MW

de energía solar instalados a nivel PMGD (dentro de un universo de 1400 MW considerando todas las tecnologías PMGD), creando un nuevo mercado que pone al país en perspectiva mundial como uno de los líderes en energías renovables no convencionales.

Si bien este tipo de proyectos ha contribuido para cumplir con las metas de generación renovable establecidas para el país en el corto plazo, los desafíos y oportunidades que presenta el sector en el largo plazo requieren de soluciones definitivas que fomenten la competitividad, el desarrollo tecnológico y la innovación. Como se ha mencionado anteriormente, el desarrollo de generación distribuida a través de proyectos PMGD es innegable, pero está lejos de ser la solución definitiva para avanzar con la descarbonización parcial o lograr la descarbonización total de la matriz. Para cumplir con esos objetivos se requiere de una reestructuración del modelo actual, en la cual se brinden las señales adecuadas para el ingreso de nuevos servicios al mercado eléctrico chileno, los cuales puedan dar el espacio necesario para el desarrollo natural de competencia, con productos tecnológicos e innovadores que busquen ser la mejor solución para los requerimientos actuales y futuros del sector. Dentro de las modificaciones previstas por el poder ejecutivo se encuentra la denominada Ley Larga de Distribución, la cual fue dividida en tres partes: La primera (y hasta el momento la única conocida) es la Ley de Portabilidad, que pretende entregar competitividad al segmento distribución mediante la implementación de comercializadores de energía para el cliente final. Los otros dos proyectos de ley que se completan en la reforma son Calidad de Servicio, para el perfeccionamiento del mercado y modernización del sector; y Generación Distribuida, que pretende alcanzar nuevos recursos distribuidos, creación de valor local y reactivación económica.

Los hechos y los escenarios mencionados anteriormente dan pie a incursionar en nuevas soluciones para la gestión de la generación distribuida, de manera tal de aprovechar al máximo sus capacidades y beneficios. Un aspecto importante en este sentido es la operación de estos proyectos, ya que actualmente cuentan con un bajo nivel de manejo, tanto en la información como en el control, debido principalmente a su escala. Dicho de otra manera, se puede considerar que, debido a lo pequeño de los proyectos, herramientas de gestión (y en general cualquier inversión en tecnología) quedan sobredimensionados y son económicamente poco viables si se consideran este tipo de activos como entes individuales. Sin embargo, el desarrollo y experiencia observado en el ámbito internacional ha mostrado como solución ante este (y otros) tipo de inconvenientes, el manejo en conjunto de los diversos activos de generación presentes en las redes de distribución, de manera tal de habilitarlos para participar activamente del mercado eléctrico y sus distintos servicios, dejando atrás el concepto de conectar y olvidar o *connect and forget*, como es el caso actual de operación de los PMGD.

Este manejo en conjunto de los sistemas de generación requiere de Tecnologías de Comunicación e Información (ICT) que operen de manera centralizada, específicamente como un centro de control y monitoreo, con personal y equipo especializado en la prestación de este tipo de servicios, que en cierto grado agrega un nivel de operación inexistente actualmente en las redes de distribución. Esta figura es conocida como Agregador de Recursos Energéticos Distribuidos (Agregador de DER o simplemente Agregador) o también es conocido como Planta de Generación Virtual (VPP).

Todos los conceptos mencionados anteriormente se enmarcan y están estrechamente relacionados con las llamadas redes inteligentes o Smart Grid (SG). Así, y dado el nivel de complejidad que puede representar el desarrollo y operación de este tipo de tecnologías, este trabajo de Memoria de Título propone un centro de control y monitoreo para los PMGD utilizando la figura del Agregador o VPP, siguiendo como base la arquitectura de referencia Smart Grid Architecture Model (SGAM), la cual es empleada para el desarrollo de nuevos casos de negocio en las redes eléctricas inteligentes, especialmente en los sistemas europeos.



1.2 Objetivos

i) Objetivo principal

Realizar el diseño a nivel de ingeniería conceptual de un centro de control y monitoreo conjunto de plantas PMGD, según nuevos escenarios y analizar su viabilidad desde el punto de vista técnico.

ii) Objetivos específicos

- Estudiar los requerimientos de monitoreo en términos de variables de interés, elementos de sensado, concentración de datos y transmisión para plantas PMGD.
- Estudiar normativa (actual y escenarios futuros) y practicas recomendadas para el desarrollo de sistemas de gestión de proyectos PMGD como conjunto.
- Estudiar viabilidad de control de proyectos PMGD como conjunto y sus posibilidades de participar de diferentes servicios (servicios complementarios, venta de energía, flexibilidad).
- Realizar y validar el diseño del sistema. La validación a nivel conceptual se realiza a través de un modelado visual mediante software, que permite observar los intercambios de información entre los diferentes actores y componentes en el lenguaje UML. Por otro lado, la viabilidad del sistema propuesto tiene como fundamento base el principio de **interoperabilidad**, el cual

forma parte de la metodología implementada.

1.3 Alcances y limitaciones

- El estudio realizado tiene como alcance sistemas de generación de energía PMGD del tipo solar fotovoltaica, eólica e hidráulica.
- Las normas técnicas a la cuales se rige este trabajo son la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión y la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.
- Para la determinación de las variables de interés se considera como base los parámetros técnicos establecidos por la CNE en su reglamento ANEXO TÉCNICO: REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE INSTALACIONES QUE SE INTERCONECTAN AL SI.
- El sistema prototipo a realizar es un diseño netamente conceptual, no considera un desarrollo específico en materia de transmisión de datos e interfases HMI.



Capítulo 2. Marco teórico y estado del arte

2.1 Introducción

El presente capítulo tiene por finalidad contextualizar y sentar las bases que dan pie a la investigación, más precisamente revisando, en el marco teórico, las propuestas y recomendaciones de importantes actores del sector energía, tanto en Chile como en el mundo en cuanto a la figura del Agregador o las VPP. Se rescatan las definiciones, conceptos y estructuras que realzan la importancia de este agente en los nuevos mercados de la energía, incluida la digitalización de las redes.

Los documentos aquí revisados no mencionan directamente a los PMGD, sino que se habla de Recursos Energéticos Distribuidos o DER (Distributed Energy Resources). En este sentido, es importante mencionar que de ahora en adelante esta investigación considera que los proyectos PMGD están incluidos dentro del concepto DER ya que estos últimos se definen como recursos energéticos tales como generación, almacenamiento y otras tecnologías de gestión energética, tanto delante como detrás del medidor, que se instalan y operan dentro del sistema de distribución de electricidad [1]. De ahí la importancia de recalcar que la naturaleza de los PMGD es ser un recurso energético distribuido, ya que esta debe ser la base para su correcto desarrollo e integración en la matriz eléctrica nacional. Finalmente, se revisa el estado del arte, donde se repasan las distintas formas en las que se han implementado este tipo de innovaciones y casos de negocios alrededor del mundo.

2.2 Marco teórico

2.2.1 Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica- ISCI

El instituto de sistemas complejos de ingeniería (ISCI) elaboró un documento titulado “Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica” para el Ministerio de Energía, con miras al desarrollo de un proyecto de ley que modernice la regulación del segmento distribución chileno. Este documento presenta un trabajo participativo entre el ISCI, el Ministerio de energía y actores relevantes de la industria y academia. En él se detallan las recomendaciones finales realizadas por el instituto al ministerio en cuanto a:

- a) Organización y estructura del sector distribución
- b) Remuneración de la distribución

c) Coordinación de la planificación y operación de las redes de distribución

Dentro de las recomendaciones iniciales establecidas para la organización y estructura que debe tener el sector distribución (Capítulo 3 del documento), aparece la figura del Agregador de recursos distribuidos, donde se crea y define su rol como:

“Se crea la figura del agregador, el que podrá imputar las inyecciones y/o retiros de los usuarios con los que establezca contratos a los productos o servicios que ofrezca en los mercados en los que participe. Los agregadores podrán acceder al mercado mayorista de energía para la venta de energía de la generación distribuida que representa, al mercado de SSCC y pagos por potencia de suficiencia.” Además, se menciona el objetivo de la propuesta, “Reducir incertidumbre y barreras de entrada para el ejercicio de un rol potencialmente beneficioso para el sistema eléctrico”; y finalmente los lineamientos de política pública relacionados: “(i) Tarifa eficiente y competitiva; (ii) soluciones eficientes y flexibles (nuevos negocios)”.

Más adelante, en el Capítulo 4 del documento, se define en detalle el rol al cual se puede optar a participar con este nuevo agente:

“La propuesta considera la creación del agregador de recursos energéticos distribuidos. Este tiene por objetivo la gestión de manera agregada los retiros y/o inyecciones de diversos elementos de energía distribuidos (ej; demanda, generación, almacenamiento, EVs, etc.) de usuarios de la red de distribución. El agregador podrá participar en mercados mayoristas de energía y potencia, mercado de servicios complementarios, pagos por potencia firme, y contratos de suministro bilaterales con comercializadores. Adicionalmente existen oportunidades de negocio para los recursos energéticos distribuidos a partir de la gestión de congestiones en transmisión y distribución, los que pueden materializarse a través de contratos bilaterales con las entidades interesadas (ej, empresa de distribución, generadores) sin que para ello sea necesario establecer un mercado organizado.

Para el desarrollo de sus actividades, se deberá habilitar el acceso de agregadores de DERs a los distintos mercados de flexibilidad y mercado mayorista de energía, con los requisitos y garantías que el regulador y el Coordinador Eléctrico exijan para estos efectos, los que podrían incluir requisitos de solvencia económica para los agentes que pueden ejercer este rol. Por otro lado, la regulación debe evitar conflictos de interés y asimetrías de información entre la empresa distribuidora y agregadores de recursos distribuidos que signifiquen una barrera de entrada a este nuevo actor.”

Además, se definen las condiciones propuestas por el ISCI para la habilitación de este agente:

“

1. Un reglamento definirá condiciones para el ejercicio de la agregación de recursos energéticos distribuidos, o condiciones de licencia de agregador.
2. Las condiciones de licencia de agregador incluirán a lo menos:
 - a. El agregador podrá suscribir libremente contratos de gestión de recursos distribuidos con usuarios de la red de distribución.
 - b. Cuando el contrato de gestión de recursos distribuidos así lo establezca, el agregador podrá imputar las inyecciones de sus usuarios a los productos o servicios que haya ofrecido en los distintos mercados a los que tenga acceso.
 - c. Cuando el contrato de gestión de recursos distribuidos así lo establezca, el agregador podrá imputar los retiros de sus usuarios a los productos o servicios que haya ofrecido en los distintos mercados a los que tenga acceso.
 - d. Los agregadores de recursos distribuidos tendrán acceso al mercado mayorista de energía para la venta de energía de la generación distribuida que representa, pudiendo un reglamento establecer condiciones particulares para su participación.
 - e. Los agregadores de recursos distribuidos tendrán acceso a pagos por mecanismos de suficiencia del sistema; en particular, pagos por potencia firme, de acuerdo con la metodología que defina el reglamento para estos efectos.
 - f. Los agregadores de recursos distribuidos tendrán acceso a los mercados de servicios complementarios, pudiendo la Comisión establecer condiciones particulares para su participación.
 - g. Adicionalmente, los agregadores de recursos distribuidos podrán suscribir contratos de servicio libremente con otros actores del sistema eléctrico, tales como las empresas de distribución, generación, o el propio Coordinador Eléctrico Nacional.
 - h. Se establecerán requerimientos mínimos para la interacción entre agregadores de recursos distribuidos y los distintos usuarios de la red de distribución en términos de las cláusulas admisibles de los contratos, duración máxima de los mismos, y derechos y deberes sobre el manejo de la información que aseguren la protección adecuada de los consumidores finales.
 - i. En caso de incumplimiento de las condiciones de licencia de agregación de recursos distribuidos la Superintendencia podrá revocar la licencia del agregador.”

La Figura 1 muestra un esquema con las posibles interacciones dentro de la estructura propuesta por el ISCI, donde se puede apreciar que el agregador de DERs cumple con una alta participación

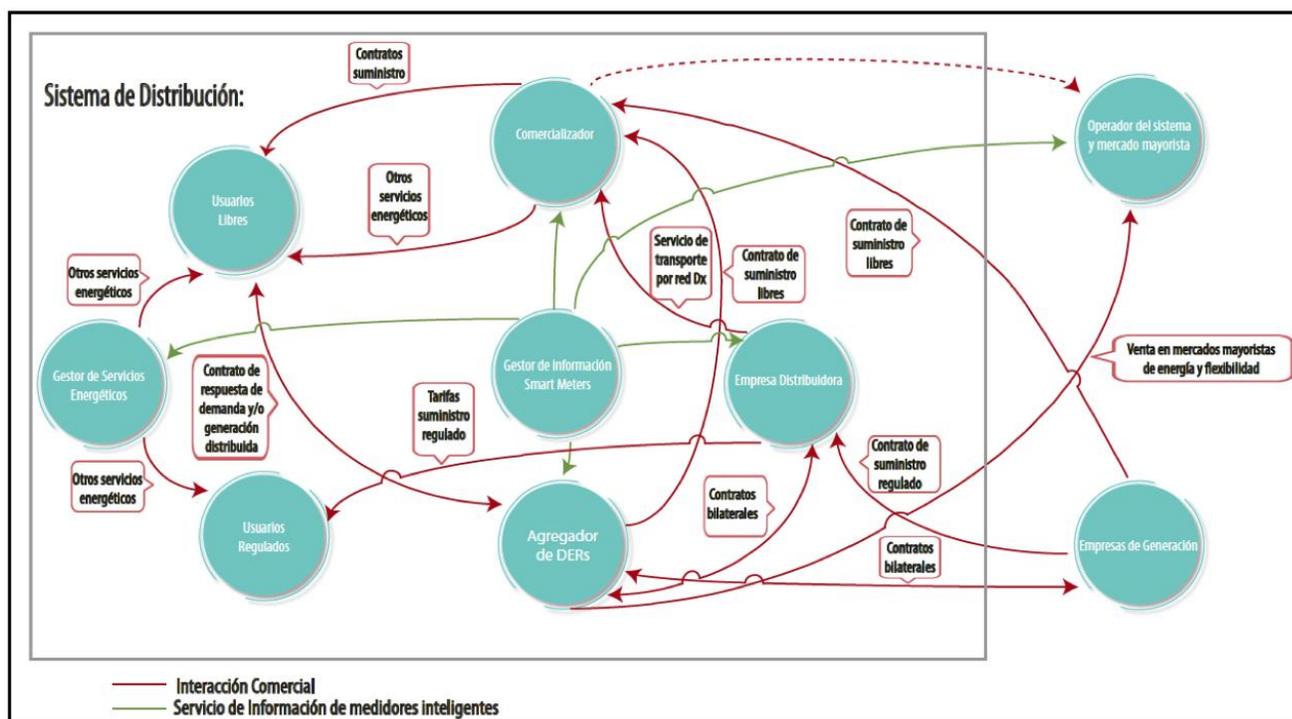


Figura 1: Interacciones comerciales entre nuevos actores del sistema de distribución (fuente: Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica- ISCI).

comercial, ya que puede interactuar de diversas formas con el resto del mercado eléctrico.

Por un lado, puede suministrar respuesta a la demanda y/o generación distribuida a los clientes libres, establecer contratos de suministro con agentes comercializadores de energía, o bien firmar contratos bilaterales con empresas de generación y/o empresas distribuidoras. Finalmente, la Figura 1 muestra que el agregador de DERs puede participar como una sola unidad en los mercados mayoristas vendiendo energía y flexibilidad.

Al cierre del Capítulo 4 se muestra una tabla resumen de los actores y roles actuales y futuros dentro del segmento de la distribución. Además, se mencionan posibles restricciones que pueden surgir para los diferentes agentes.

Se indexa la tabla del informe como Tabla 1 para apreciar en términos generales los diferentes actores y roles futuros dentro de la distribución. Como se ha mencionado anteriormente, para efectos de esta memoria de título, se hace énfasis en observar la figura del Agregador de Recursos Energéticos Distribuidos, donde se menciona resumidamente su función como: “Gestión de manera agregada los retiros y/o inyecciones de diversos DERs de usuarios de la red” y sus restricciones como “Compatible

con los roles de generación, comercialización y la gestión de servicios energéticos”. Sin embargo, estas restricciones no consideran los múltiples beneficios abordados anteriormente, como por ejemplo la participación en mercados de Servicios Complementarios, un elemento clave a la hora de considerar alternativas y nuevas soluciones para lograr la descarbonización de la matriz eléctrica nacional.

Tabla 1: Resumen de Actores y Roles Actuales y Futuros Dentro del Segmento de la Distribución.
(fuente: Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica- ISCI).

Actualidad		Visión de Futuro		
Actores	Roles	Actores	Roles	Restricciones
Generadoras	<ul style="list-style-type: none"> Comercialización a clientes libres. 	Generadoras	<ul style="list-style-type: none"> Comercialización a clientes libres. 	<ul style="list-style-type: none"> Compatible con los roles de comercialización, agregación de recursos distribuidos y la gestión de servicios energéticos.
Distribuidoras y Empresas Relacionadas	<ul style="list-style-type: none"> Servicio de distribución de energía. Comercialización a clientes regulados. Facturación de clientes. Recolección y gestión de las mediciones inteligentes. Planificación e inversión en redes de distribución. Operación y mantenimiento de las redes de distribución. Diseño, gestión e implementación de proyectos de ahorro, eficiencia 	Distribuidoras	<ul style="list-style-type: none"> Servicio de distribución de energía. Comercialización a clientes regulados⁷⁰. Planificación e inversión en redes de distribución. Operación y mantenimiento de las redes de distribución. 	<ul style="list-style-type: none"> Debido a sus rol como operador de la red de distribución, no puede participar en ningún otro rol (giro único).
		Comercializadores	<ul style="list-style-type: none"> Comercialización a clientes libres. Facturación de clientes. Comercializador de último recurso. 	<ul style="list-style-type: none"> Compatible con los roles de generación, agregación de recursos distribuidos y la gestión de servicios energéticos.
		Agregadores de Recursos Energéticos Distribuidos	<ul style="list-style-type: none"> Gestión de manera agregada los retiros y/o inyecciones de diversos DERs de usuarios de la red. 	<ul style="list-style-type: none"> Compatible con los roles de generación, comercialización y la gestión de servicios energéticos.
		Gestor de Información de Medidores	<ul style="list-style-type: none"> Recolección y gestión de las mediciones⁷¹. 	<ul style="list-style-type: none"> Rol ejercido por un único actor a nivel país, el cual no puede participar en

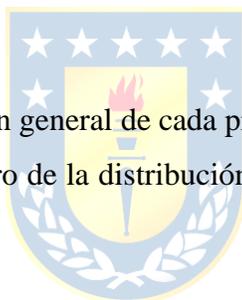
2.2.2 Futuro de la distribución eléctrica en Chile: ¿Hacia dónde vamos? - EBP Chile

El inicio del documento lo define a sí mismo como un “informe impulsado por EBP Chile, Empresas Eléctricas A.G. e IESD, que busca aportar en la discusión de la denominada Ley larga de distribución. Para ello se invitó a presentar y desmenuzar su visión a tres actores nacionales diversos: Acera/Acesol, Universidad de Chile e INODU, sobre lo que podría ser el futuro de la distribución en Chile. Con base en una discusión estratégica técnicamente robusta y participativa, dichas alternativas de futuros para el sistema de distribución eléctrico fueron evaluadas integralmente con especial foco en los modelos de remuneración; tarificación; rol de la comercialización; transición hacia la incorporación de recursos distribuidos y la gestión de la información.” El informe se compone de cinco capítulos, de los cuales (para el propósito de esta investigación) se abordan a continuación los siguientes:

- Capítulo 3: Visiones y alternativas de los tres actores invitados.
- Capítulo 4: Evaluación de las alternativas y sus impactos.
- Capítulo 5: Temas relevantes.

2.2.2.1 Visión y alternativas

Dentro del Capítulo 3 se resume la visión general de cada proponente (Acera/Acesol, Universidad de Chile e INODU) para el desarrollo futuro de la distribución eléctrica en Chile y sus propuestas para cada eje temático, definidos como:



1. Visión.
2. Remuneración.
3. Tarifas.
4. Comercialización.
5. Integración de DERs.
6. Gestión de información.

Esta memoria de título se hace énfasis en la integración de DERs, ya que es en esta categoría donde se desarrollan nuevas formas de manipular, promover e incentivar proyectos de generación distribuida, como los PMGD. Así la visión de cada parte se resume a continuación.

2.2.2.1.1 Acera/Acesol

Acera/Acesol establece su postura respecto a la integración de DERs considerando, entre otros, elementos como:

- Promoción al desarrollo de los DERs abriendo espacios para la construcción de mercados competitivos. Los DERs son una respuesta eficiente, efectiva y juegan un rol fundamental en el futuro de la distribución.
- La distribuidora participa en el mercado DERs, pero se debe regular para la separación de actividades entre el espacio de monopolio natural y el espacio de innovación competitiva en el mercado, evitando el abuso de posición dominante. La “muralla china” debe ser “ancha y alta” entre el rol de la operación de las redes y los mercados de DERs.
- Los DERs tienen libre acceso a las redes. Además, las redes se deben comenzar a planificar con un rol del Coordinador u otro agente neutral, para una creciente participación de los DERs. Si existen los incentivos correctos y los DERs participan en el mercado, no debiese distorsionarse la valorización y tarifas de uso de las redes de distribución.”

Si bien las afirmaciones establecidas por Acera/Acesol en el informe parecieran apuntar más hacia la integración de recursos energéticos distribuidos de autoconsumo, se rescatan las citadas anteriormente, que dicen relación con dar espacio a la innovación competitiva en el mercado, además de considerar una planificación para la creciente participación de DERs, mediante la figura del Coordinador u otro agente neutral. Este agente neutral, sumado a la innovación competitiva en el mercado, dan espacio a la figura del agregador de recursos energéticos distribuidos, como se revisará más adelante.

2.2.2.1.2. Universidad de Chile

La propuesta de la Universidad de Chile para la integración de recursos energéticos distribuidos contempla que “su desarrollo sea de acceso abierto, pudiendo proveer servicios a mercados locales y sistémicos en igualdad de condiciones con otros medios energéticos”. Dentro de los elementos principales se incluyen propuestas centradas en la liberalización del mercado para los DERs, como las siguientes:

“

- Una entrada de agregadores y DERs sin obstáculos, de manera que puedan agregar valor cada vez que existan agregadores o inversionistas dispuestos a invertir/operar.
- Coordinación de los DERs por un agregador que responda a señales (técnicas y económicas) enviados por un operador de red de distribución y/o transmisión (i.e. DSO y/o TSO).

- Los servicios que pueden ofrecer los agregadores son de carácter voluntario, a diferencia de la comercialización convencional.
- Se debe habilitar a los operadores de las redes (tanto transmisión como distribución) y a otros usuarios para que puedan comprar servicios de DER mediante comercializadores/agregadores.”

2.2.2.1.3 Inodú

La postura de Inodú enfatiza más en el concepto agregador de demanda que en un agregador de recursos distribuidos, de igual manera la definición de sus elementos principales entrega claros indicios de que la integración de DERs requiere desarrollar sistemas descentralizados. Entre estos elementos se destacan:

- Se debe definir como “usuarios” de la red de distribución a las personas naturales u organizaciones cuyo suministro de electricidad se materializa a través de la red de distribución. También son usuarios de la red de distribución las personas naturales u organizaciones que suministran electricidad al sistema a través de la red de distribución. Los DERs, agregadores de demanda, y cargas gestionables, en la medida que utilizan la red de distribución, deben pagar por la infraestructura.
- La empresa distribuidora debe participar en la implementación de DERs en redes de distribución. Sin embargo, la implementación de DERs detrás del medidor del cliente, cargas gestionables y agregación de demanda estarían fuera de los bordes que definen a la empresa distribuidora (empresa distribuidora de giro exclusivo).
- Los DERs, agregadores de demanda y cargas gestionables pueden acceder a mercados de servicios energéticos cumpliendo requisitos mínimos definidos para cada mercado.

2.2.2.2 Evaluación de las alternativas, sus impactos y temas relevantes.

El Capítulo 4 del informe evalúa los impactos y las alternativas en la implementación de los DERs, destacando impactos positivos como eficiencia, competencia, calidad del servicio, innovación, modernización y descarbonización. Además, se rescatan grandes convergencias como que “Los DERs (e.g. a través de agregadores) pueden vender servicios a la red, y competir de igual a igual con actores en generación y transmisión en la provisión de estos servicios” y convergencias parciales como las mencionadas anteriormente por Acera/Acesol y la Universidad de Chile: “Crear y abrir espacios para nuevos mercados competitivos de DERs”.

Finalmente, en el Capítulo 5 (que aborda “Temas relevantes”), se destaca que la integración de DERs “habilita a los usuarios (o prosumidores) y a los nuevos actores del mercado para fomentar una gestión eficiente de la autogeneración y consumo energético; entregar servicios de red (e.g. flexibilidad, estabilidad, de frecuencia y voltaje, arbitraje energético); e influir en la planificación y desarrollo del sistema eléctrico aguas arriba, tanto a escala de distribución, como transmisión y generación (e.g. disminución de congestiones, desplazamiento de nuevas inversiones).”

Dentro de las conclusiones que plantea el cierre del informe se destaca una definición más clara sobre la figura del agregador, definiendo su rol como “agrupar y coordinar actores atomizados para ofrecer servicios de manera agregada y permitir que estos pequeños actores participen del mercado”. Además, se plantean los lineamientos regulatorios claves para el correcto desarrollo: “la creación e implementación de estos mercados requieren de la interacción dinámica de adaptaciones regulatorias, del reconocimiento y valoración de los servicios que ofrecen los DERs y de la evolución de estos de forma que se transformen en alternativas costo-eficientes”. Estas definiciones parecen estar más relacionadas con el autoconsumo en el mediano-largo plazo que, con los proyectos de generación distribuida ya existentes, obviando (u olvidando) que los PMGD también son recursos distribuidos y pueden ser el primer paso para el desarrollo de todos estos conceptos y lineamientos.

2.2.3 Agregadores- IRENA

La agencia internacional de energía renovable (IRENA), en el marco de su programa “sugerencias innovadoras para un futuro renovable”, ha realizado un conjunto de informes para dar soluciones reales al uso de la energía renovable mediante cuatro dimensiones innovadoras: habilitación de tecnologías, modelos de negocios, diseño del mercado y operación del sistema. El proyecto incluye en total 30 innovaciones dentro de los cuatro marcos mencionados anteriormente. Para el caso de esta Memoria de Título se estudia el informe número 12, correspondiente a modelos de negocio innovadores, más precisamente el modelo de agregadores.

“Un agregador puede operar varios DERs de forma conjunta, creando una capacidad similar a la de un generador convencional. Esta forma de agregación también puede ser llamada Planta de Generación Virtual o Virtual Power Plant (VPP). Los agregadores pueden vender electricidad o prestar servicios complementarios a través del intercambio de electricidad, en los mercados mayoristas o a través del operador del sistema” define la IRENA a modo de introducción.

Posteriormente se entrega una definición más completa sobre la figura del agregador, estableciendo que “un agregador es un grupo de agentes dentro de un sistema de potencia (i.e. consumidores,

productores, prosumidores o una mezcla de todos estos) que actúa como una sola entidad cuando se interactúa con los mercados eléctricos”. Dentro del contexto del informe se hace alusión al agregador como aquel agente que opera una Virtual Power Plant para la integración de múltiples DERs con el objetivo de habilitar a estas fuentes para proveer servicios a la red. Para la operación, se define que una VPP o un agregador puede “agregar DERs para comportarse como una planta de energía tradicional con atributos estándar como capacidad máxima y mínima, rampas de subida y bajada, etc. y para participar de los mercados mayoristas vendiendo energía o prestando servicios complementarios.”

En cuanto a la tecnología utilizada se establece que “Una VPP es controlada por un sistema tecnológico de información centralizada, donde datos relacionados con pronósticos del clima, precios de la energía en mercados mayoristas y las tendencias de oferta y demandas de energía son procesadas con el fin de optimizar la operación de los DERs incluidos en la VPP.”

Una vez más se puede apreciar que se introduce el concepto de agregador en un contexto más relacionado con la generación residencial que con los generadores de tamaño medio conectados a la red de distribución. En este caso tiene más sentido, ya que el contexto internacional considera un uso más extendido de generación distribuida a nivel residencial en países con alta penetración renovable y con políticas públicas alineadas con una participación de los usuarios finales en los mercados de la energía.

Sin embargo, el caso chileno difiere bastante de los casos internacionales, ya que el ingreso de la generación distribuida al país ha sido de la mano de los PMGD y no de generación para autoconsumo. Esta particularidad del sistema chileno se debe a que la implementación de estos proyectos ha sido incentivada a través de un precio estabilizado (PE), el cual brinda a su vez estabilidad financiera, que facilita y asegura el pago de la inversión sin tener que lidiar con la volatilidad de los precios de la energía.

2.2.4 Prospección en digitalización energética - Centro de Energía FCFM Universidad de Chile

Este estudio fue realizado por el Centro de Energía de la Universidad de Chile, por encargo de la Energy Partnership Chile-Alemania y tiene por finalidad revisar brechas, barreras y oportunidades de aplicación de la digitalización en cuanto a la energía y sectores asociados. El estudio revisa publicaciones científicas y regulaciones de países pioneros en la digitalización como Alemania, Finlandia, Japón, China, USA, etc. Nuevamente el enfoque de esta Memoria de Título lleva a analizar los casos de manejo en cuanto a los recursos energéticos distribuidos, especialmente para la

generación. La figura propuesta por el informe que hace semejanza con las analizadas anteriormente es la Virtual Power Plant.

En su inicio se define a una Virtual Power Plant como “un sistema de software y tecnología de comunicación e información avanzado, capaz de integrar y despachar armónicamente para participar en la operación del sistema y en los mercados de electricidad como una unidad de generación especial”.

El Capítulo 6, define sus oportunidades, metas y barreras en el contexto internacional, donde se destaca que “una Virtual Power Plant es, en simples palabras, una manera de agregar y coordinar recursos distribuidos. Provee oportunidades para el desarrollo de otros usos de la digitalización como microgrids, almacenamiento y manejo de la demanda.” En cuanto a las metas definidas por países en la actualidad, se encuentra la descarbonización de la matriz para los casos de Reino Unido y Alemania. A este último se le reconoce como el “líder de las Virtual Power Plant de generación”. Posteriormente se definen las barreras presentadas por el informe, donde se encuentra la alta complejidad regulatoria para su funcionamiento: “se debe considerar la complejidad en términos legales y / o regulatorios, ya que estos aspectos deben ser ajustados en cada país para que las VPP pueden participar en el mercado energético, por ser generadores que no pueden ser regulados bajo los mismos parámetros que la generación convencional.”

El Capítulo 8 rescata las brechas, barreras y oportunidades que son identificadas a nivel nacional en cuanto al manejo de recursos distribuidos y su creciente aumento. En este contexto se establece como una oportunidad y se declara que es un “claro ejemplo la necesidad de implementar VPPs para el manejo eficiente de DERs que ingresaran al sistema según los planes de descarbonización, cuya variabilidad será relevante al momento de la operación, dando espacio al uso de almacenamiento de energía para absorber desbalances que puedan ocurrir. Es importante señalar que el almacenamiento de energía se vuelve económicamente competitivo si la cantidad de generación distribuida aumenta, por lo que el plan de descarbonización provee directamente una oportunidad para este uso.” Dentro de las barreras esperadas se menciona por primera vez la figura del agregador, estableciendo que se requiere de éste para la implementación de VPP, y que, si bien actualmente no forma parte de del mercado de la energía, “esta abordado en la nueva ley de generación distribuida”.

Como se ha revisado a lo largo de este marco teórico, la presencia explícita de proyectos PMGD es nula en todos los informes. Sin embargo, los lineamientos y directrices que éstos nos entregan nos permiten deducir que este tipo de proyectos son perfectamente viables bajo este tipo de alternativas,

debido a su naturaleza y al alto grado de penetración que representan en la matriz actual. Es más, se pueden considerar como el primer desafío real que presenta la generación distribuida camino a la descarbonización. Soluciones a este nivel podrían sentar las bases para una distribución competitiva, innovadora y tecnológica.

2.3 Estado del arte

En esta sección se revisa brevemente tres actores activos, dentro de los tres mercados más avanzados en cuanto a la integración de recursos distribuidos, como son el mercado europeo, el mercado norteamericano y el mercado australiano. Cada mercado desarrolla soluciones e innovaciones según su regulación, nivel de penetración de DERs y el tipo de tecnologías que participan. De ahí surgen diferentes formas de incorporar figuras como el Agregador y las Virtual Power Plant y diferentes casos de negocio.

2.3.1 Next kraftwerke- Alemania/Europa

Esta empresa es uno de los líderes en el mercado de las Virtual Power Plant en Europa, con más de 10.000 unidades de diferentes tipos de tecnologías distribuidas. Su presencia en los diferentes mercados del continente representa aproximadamente 8.500 MW de capacidad instalada, ventas por sobre 620 millones de euros y actualmente establece comunicación con siete operadores regionales de transmisión dentro del viejo continente.

Su tecnología y la regulación europea les permite participar en diferentes mercados eléctricos, como eeX, EPEXSPOT, Nord Pool, EXAA, etc. La principal ventaja en este contexto es que ofrece un servicio de despacho inteligente: Gracias a un detallado pronóstico meteorológico, en conjunto con datos actuales e históricos de distintos mercados, permite equilibrar cualquier exceso o insuficiencia del sistema vendiendo la energía al mejor precio posible para cada participante de la VPP. Dentro del comercio a corto plazo ofrecido por esta planta virtual se encuentran los mercados day-ahead e intraday. Además, ofrece la posibilidad de participar en los servicios de respuesta de balances de las partes (BRP) con el operador de la red de distribución (DSO), con el operador de la red de transmisión (TSO) o la entidad correspondiente. Dentro de los BRP que ofrece Next-Kraftwerke se incluye gestión y optimización del cronograma, comercio de energía para nivelar desviaciones previstas en la producción y consumo, o el manejo del perfil residual en los mercados spot, reduciendo significativamente el riesgo por desbalances.

Las tecnologías que participan del portafolio de esta VPP abarcan sistemas fotovoltaicos y de almacenamiento domiciliario, sistemas de cogeneración o CHP (Combinated Heat and Power), plantas fotovoltaicas, plantas eólicas, minicentrales hidráulicas y biogás hasta tecnologías de respuesta a la demanda.

2.3.2 Enbala- Canadá/Norteamérica

Esta Start-Up está dedicada al manejo de los crecientes y cada vez más modernos sistemas de distribución que existen en el mercado norteamericano, mediante el control en tiempo real y la optimización de una variedad y número ilimitado de recursos energéticos distribuidos.

El método de optimización utilizado (The Enbala Engine) está compuesto básicamente por un sistema interno de ofertas distribuido, con el fin de optimizar y solucionar problemas que pudiera presentar la red, a través de los costos y limitaciones propios de cada DER. El sistema es capaz de administrar millones de DERs en cuestión de segundos, independiente de la tecnología de éste, lo que lo hace una tecnología escalable en la medida que se incorporen nuevas soluciones a la red.

Debido a la regulación que existe en Norteamérica, Enbala además de ofrecer su servicio de Virtual Power Plant, ofrece soluciones relacionadas con la ubicación física de los DERs, y con los servicios que pueda prestar a los operadores de la red de distribución o a los operadores regionales, llamada DERMS (sigla en inglés para Distributed Energy Resource Managment System).

Mientras una Virtual Power Plant, como hemos visto anteriormente, habilita a un conjunto de DERs para participar de los mercados de energía como mercado spot o mercado de servicios complementarios, un DERMS presta servicios asociados a un alimentador en específico. Es decir, los sistemas DERMS tienen un alto grado de dependencia de la ubicación física del activo para participar en mercados locales, ya sea administrado por los operadores de la red de distribución (DSO) o por un operador regional (ISO/RTO).

Para el caso nacional es relevante este último punto ya que los PMGD, mediante la digitalización, podrían converger a una mezcla entre una Virtual Power Plant y un sistema DERMS, ya que actualmente los PMGD participan del mercado mayorista y podrían prestar servicios tanto a la red de distribución como al Coordinador según su ubicación física, como, por ejemplo, todos aquellos que estén conectados al mismo alimentador.

2.3.3 Tesla Virtual Power Plant – Australia/Oceania

El Desarrollo de las Virtual Power Plant en el país oceánico ha estado fuertemente ligado a la enorme cantidad de recurso solar disponible en todo el país. A esto se suma un avanzado estado en la implementación de sistemas de almacenamiento, por parte de los recursos distribuidos, especialmente para el sector residencial. Esto ha llevado al gigante tecnológico Tesla Motors a invertir, con apoyo de la administración del estado de Australia del Sur, en un sistema de control e información centralizado, que pretende llegar a más de 50.000 sistemas de generación solar y baterías domiciliarias, que representarían una capacidad de 250 MW de potencia y acceso a energía de respaldo las 24 horas del día.

El proyecto busca demostrar la capacidad de comercialización por parte de las Virtual Power Plant, validando su capacidad técnica para proveer distintos servicios dentro de los mercados de la energía como:

- Servicios complementarios para control de frecuencia.
- Control de voltaje mediante potencia reactiva.
- Respuesta rápida de frecuencia e inercia.

Resulta interesante el análisis del caso australiano, ya que al igual que el caso chileno, el recurso predominante en el mercado es el solar. Claramente los focos han sido distintos, dado que el caso australiano refiere su uso a la tecnología domiciliaria. No obstante, el desarrollo de los proyectos PMGD en Chile, con el paulatino ingreso de tecnologías de almacenamiento, supondría un escenario muy parecido a nivel de distribución con lo sucedido en Australia.

Nuevamente es necesario recalcar que independiente del uso final del recurso, la generación distribuida (ya sea Netbilling o PMGD) supone un enorme desafío en cuanto a su escalabilidad y a su operación (segura y confiable) en las redes de distribución. Estas funciones son claves a la hora de considerar la generación distribuida como uno de los motores para la descarbonización. Los proyectos PMGD representan una figura poco común dentro de los distintos mercados alrededor del mundo, por lo que el caso chileno resulta una excepción a la mayoría de los escenarios que entrega la experiencia internacional. Para que su desarrollo sea exitoso se debe estudiar, recoger, adaptar y complementar sabiamente aquellas soluciones que sean competitivas e innovadoras, de manera tal que se despliegue correctamente la tecnología necesaria para afrontar los nuevos desafíos que presenta el sector.

Capítulo 3. Contexto regulatorio y escenarios

3.1 Introducción

Este capítulo tiene por finalidad poner en una perspectiva histórica los aspectos regulatorios que rigen actualmente para el mercado eléctrico nacional, a través de un breve recuento relacionado con las formas de operación y con las tecnologías de generación que han dominado el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) desde su más profunda reforma, en el año 1982, hasta el día de hoy. Este último punto se revisa más en detalle, profundizando en las operaciones llevadas a cabo por el SEN (y por el mercado eléctrico en general) y en la normativa vigente relacionada con proyectos PMGD.

Finalmente, esta perspectiva histórica, que muestra el dinamismo con que ha operado el sector en post de acompañar el desarrollo del país; sumado al posterior análisis del actual contexto regulatorio, ayudan a plantear escenarios según los lineamientos y cambios revisados en el marco teórico. Estos escenarios se desarrollan entendiendo que las modificaciones antes mencionadas son claves para la transición energética y la descarbonización de la matriz, por lo que las políticas públicas que se implementen deben ser capaces de valorizar correctamente las competencias que presentan los Pequeños Medios de Generación Distribuida en los distintos sectores del mercado eléctrico.

3.2 Breve historia de la operación y de la generación en el mercado eléctrico chileno

Como se ha mencionado anteriormente, el mercado eléctrico nacional ha estado en constante cambio durante los últimos 40 años. A partir de 1982, el sector sufrió una profunda reforma que desagregó totalmente la estructura que tenía hasta ese entonces el Sistema Eléctrico Nacional, dividiéndolo en tres sectores principales:

- **Generación:** correspondiente a todas las centrales que producen electricidad y que están encargadas de inyectar energía al sistema.
- **Transmisión:** tendido eléctrico de alto voltaje, donde las centrales inyectan energía al sistema y se retiran los grandes consumos.
- **Distribución:** red de medio y bajo voltaje encargada de entregar la energía a los consumidores residenciales, comercio e industria a partir de la energía entregada desde la sección de transmisión.

Esta segmentación del sistema estuvo acompañada de un proceso de privatización, principalmente en el sector generación, donde aumentaron los niveles de inversión debido a la creación de un mercado oligopólico.

A su vez, la operación de la antigua estructura del sistema eléctrico estaba a cargo de una entidad pública. Sin embargo, posterior a la liberalización del sector (más precisamente en 1985), comienzan a operar los centros de despacho económico de carga (CDEC), que estaban encargados de la operación coordinada de las unidades de generación y transmisión de la época. Es importante destacar que, en un principio, la operación de los CDEC estaba en manos de las mismas empresas de generación y transmisión de la época, provocando una evidente concentración de mercado, debido a una generación oligopólica y los sistemas de transmisión y distribución con características de monopolios naturales.

En cuanto a la generación, a finales de la década de los 90 el país comenzó a experimentar una sequía que puso en riesgo el funcionamiento del sistema eléctrico a nivel nacional, debiendo recurrir a los hidrocarburos (especialmente al gas proveniente de Argentina), como el insumo principal del país. Posteriormente en 2004, se presentaron cortes de suministro de gas provenientes de Argentina, lo que provocó una discusión a nivel nacional sobre la problemática del suministro y la diversificación de la matriz, volviéndolo un tema relevante tanto para el poder ejecutivo como para el legislativo.

Estos y otros temas relacionados con desarrollo que presentó el país, convergieron a una serie de medidas adoptadas para la expansión del sector generación, dentro de las cuales se destaca la incorporación del concepto de Medio de Generación No Convencional (MGNC) en la Ley General de Servicios Eléctricos (Ley Corta 1, 2004); y la publicación del Decreto Supremo n°244 (DS 244) que define, entre otros, a los Pequeños Medios de Generación (PMG/PMGD) como aquellos con excedentes menores a 9 MW. Luego, en 2007, se publica la Ley n°20.257 con el objetivo de definir y aumentar los proyectos ERNC. Estas medidas y otras, relacionadas con mejoras regulatorias para las licitaciones suministros de energía (como la Ley n°20.018 o Ley corta II y su posterior perfeccionamiento bajo la Ley n°20.805), atrajeron a múltiples inversionistas, que apalancaron el crecimiento de la matriz y aumentaron el número de oferentes del parque generación, especialmente desde el año 2015, logrando incorporar más competencia en el sector y diversificando la matriz de generación, especialmente con la entrada de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC), actualmente conocidas como Energía Renovable Variable (ERV).

En el ámbito de la operación, los CDEC fueron paulatinamente desarticulados de su composición original, dándole mayor independencia al organismo mediante representantes en los directorios escogidos por los diferentes segmentos que componían la entidad, dejando atrás las representaciones

directas de las empresas dentro del organismo. Finalmente, uno de los cambios más importantes realizado por el sector es la publicación de la Ley n° 20.936, que establece la interconexión física del sistema interconectado del norte grande y el sistema interconectado central, permitiendo la unificación operativa y económica del Sistema Eléctrico Nacional mediante una nueva figura: el Coordinador Eléctrico Nacional. Éste tiene la característica de ser un agente independiente a cargo de funciones que, por su naturaleza técnica y económica, deben estar centralizadas y con ejes de funcionamiento autónomo, velando por los intereses colectivos y generales.

A medida que el sistema aumenta su tamaño (incluyendo también el número de participantes que se encuentran dentro de éste), pareciera ser inevitable la aparición de (agentes) terceros que ayuden al Coordinador a mantener al Sistema Eléctrico Nacional bajo los estándares definidos por la regulación, en especial para el caso de los recursos energéticos distribuidos, ya que el sostenido aumento de este tipo de proyectos complejiza aún más la operación de las redes eléctricas actuales.

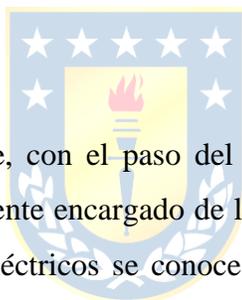
3.3 Mercado eléctrico actual

3.3.1 Operaciones y transacciones

Como se ha mencionado anteriormente, con el paso del tiempo el mercado eléctrico chileno ha convergido a un coordinador independiente encargado de la operación coordinada del sistema. Este tipo de estructura para los mercados eléctricos se conoce como estructura tipo ISO (Independent system operator). Bajo este modelo (en Chile) coexisten dos mercados principales: el mercado spot (asociado a la operación coordinada de corto plazo) y contratos bilaterales de tipo financiero.

El Coordinador organiza el despacho económico basado en la declaración de los costos de operación por parte de las empresas generadoras, obteniéndose el despacho económico horario del sistema bajo un de orden de mérito, que depende de los costos variables de cada unidad generadora. Estos costos variables dan lugar al costo marginal de operación y a las transferencias de energía entre las empresas, que pueden generar mayor o menor cantidad que lo que establecen sus contratos.

Estos contratos se instituyen fuera del mercado spot y son pactados entre las empresas generadoras y las empresas distribuidoras o bien entre las empresas generadoras y clientes con potencia conectada que sobrepase los 500 kW, conocidos como clientes libres. Cabe destacar que el proyecto Ley de Portabilidad busca reformar esta forma de comercializar energía, dando posibilidad a los usuarios (independiente de la potencia conectada) de transar la energía consumida o inyectada, mediante la figura de un comercializador de energía.



En el mercado mayorista chileno, el parque generación transa energía y potencia entre ellos mismos, según los contratos de suministro que cada uno haya suscrito. Aquellas empresas de generación que por el despacho económico resulten con excedentes (mayor producción de lo pactado en sus contratos), venden esa energía al mercado spot; por otro lado, aquellas que por la operación en tiempo real no cubren los montos pactados con sus clientes (empresas deficitarias), compran energía en el mercado spot. Así, se da forma al balance de energía y también a las transferencias de potencias. Mientras, la compra y venta de energía se valorizan mediante el costo marginal horario del punto donde se realiza la inyección o retiro (según corresponda), las transferencias de potencia se valorizan al precio de nudo de la potencia correspondiente.

Es importante mencionar que, para el caso de los PMGD, los proyectos pueden acceder a vender la energía al mercado spot mediante un precio estabilizado, el cual se aborda en detalle en la sección de legislación y normativa actual para este tipo de proyectos.

La Figura 2 muestra un diagrama que permite visualizar el funcionamiento (tipos de contratos, transacciones de energía y potencia) del mercado eléctrico chileno y los diferentes actores que lo

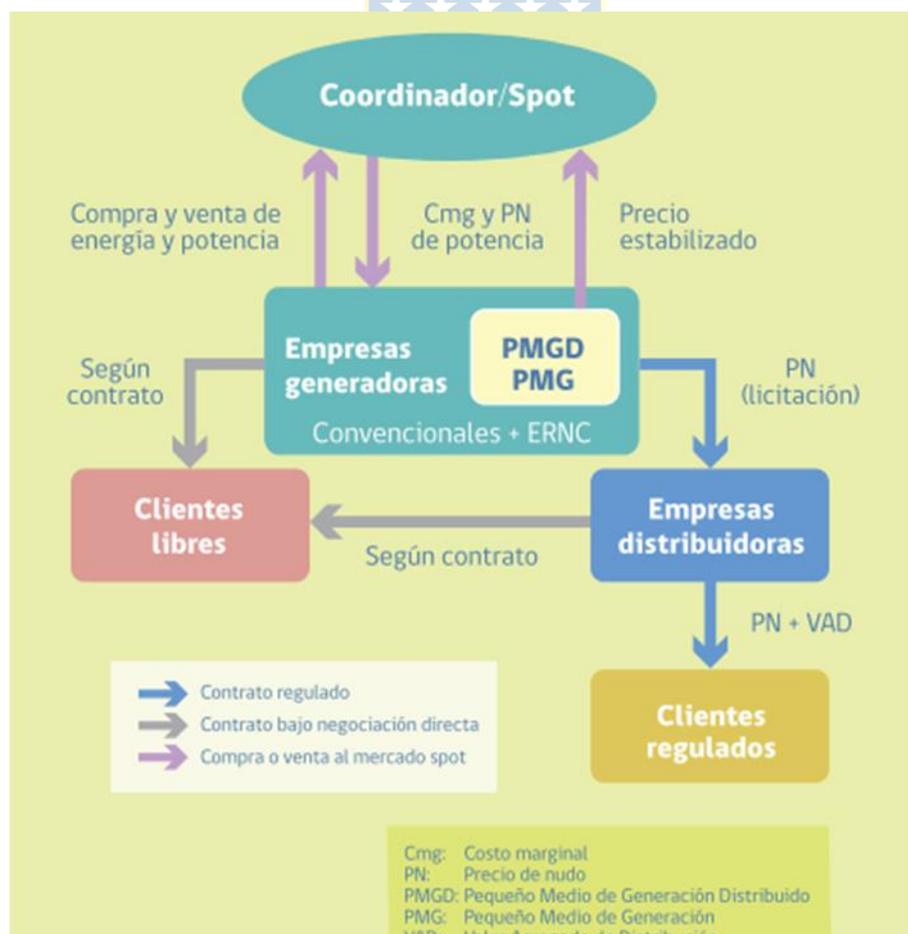


Figura 2: Transacciones del mercado eléctrico chileno [44].

componen al día de hoy, tal como se ha descrito anteriormente. El Coordinador organiza el despacho de las empresas generadoras en función de los costos marginales, con la finalidad de suplir la demanda al menor costo posible. Esta organización del despacho puede diferir de los contratos establecidos entre empresas generadoras y clientes libres o entre empresas generadoras y distribuidoras, por lo que los excedentes o déficit de energía son transados con otros generadores en el mercado spot. Se aprecia además que los proyectos PMGD pueden valorizar sus inyecciones en el mercado spot a través de un precio estabilizado.

Como se ha visto hasta ahora, la energía es el producto primario que se transa en el mercado eléctrico y por el cual se desarrolla la actividad de generación. No obstante, existen distintos servicios que se prestan al sistema, como los relacionados con la suficiencia del sistema (el ya mencionado mercado de potencia) y otros servicios relacionados con la seguridad del sistema, también conocidos como

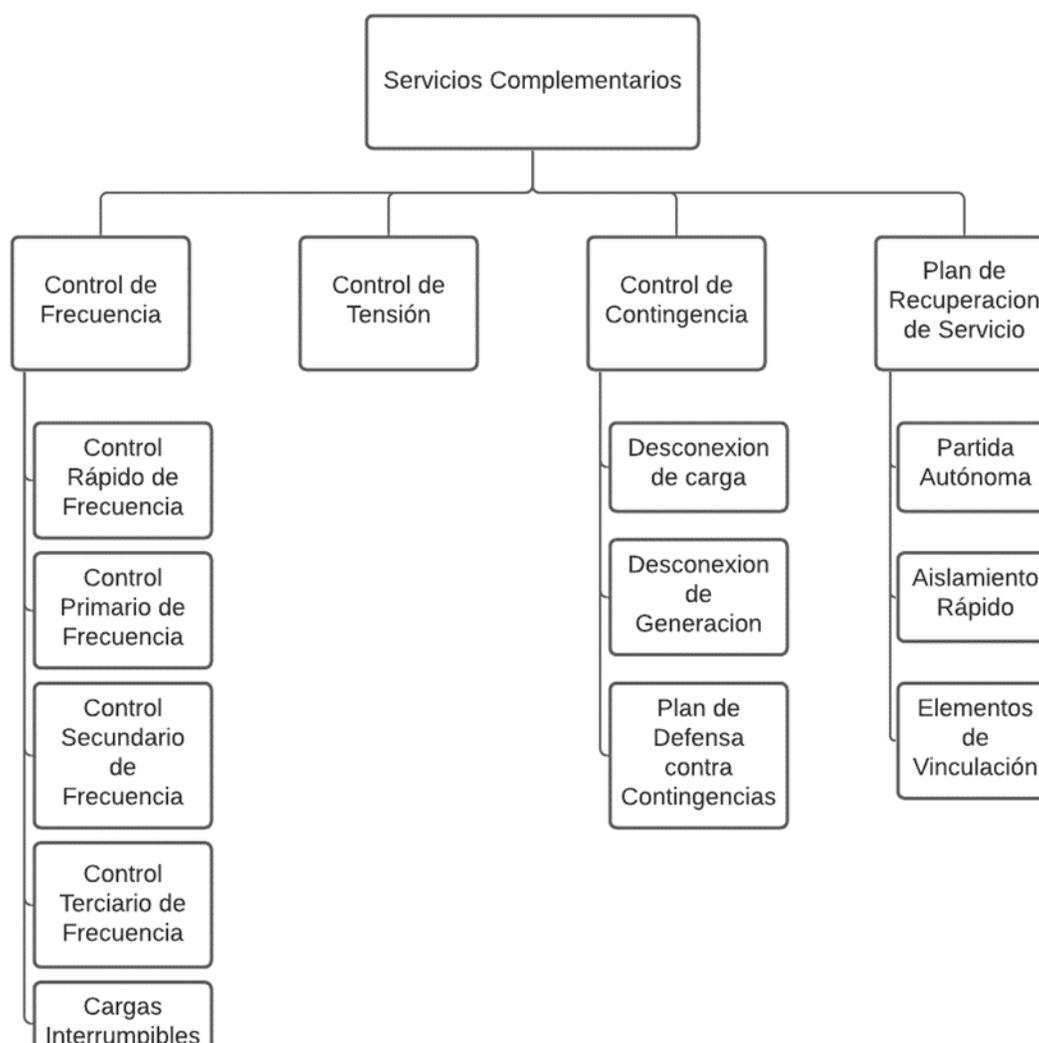


Figura 3: SSCC según Resolución Exenta 801-2018

Servicios Complementarios (SSCC). Éstos se formalizaron en Chile recién el año 2004, con la introducción del concepto en la Ley Corta I, pero recién en 2012 se promulgó el reglamento de SSCC, mediante el Decreto Supremo 130. Posteriormente, la Ley n°20.936 estableció a los servicios complementarios como “las prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional para abarcar las distintas necesidades del sistema”.

Finalmente, la definición más detallada se realizó el año 2018 mediante la Resolución Exenta n°801, diferenciando cuatro áreas técnicas. Cada una cuenta con su propia subcategoría (a excepción del control de tensión), tal como muestra la Figura 3. Se pueden apreciar las múltiples etapas con las que el sistema busca reestablecer desviaciones en la frecuencia, además del servicio de cargas interrumpibles, que tiene la característica de ser proporcionado por clientes finales. Para el caso del control de contingencias que pueda presentar el sistema, se definen tres tipos de servicios: desconexión de carga, desconexión de generación y un plan de defensa contra contingencias, que debe ser elaborado por el Coordinador. Además, existen tres servicios dedicados a recuperar el suministro eléctrico: partida autónoma, definida como la capacidad de una central que se encuentra fuera de servicio para ponerse en operación sin necesidad de utilizar un suministro externo a la central; aislamiento rápido, definido como la capacidad de una generadora para continuar operando de manera aislada como consecuencia de un apagón parcial o total; y elementos o equipos de vinculación, definidos como aquellos equipos que permiten sincronizar dos zonas del sistema que se hayan mantenido operando o recuperado en forma de islas independientes. Finalmente se observa el servicio de control de tensión, el cual es definido como el conjunto de acciones destinadas a mantener la tensión de operación de las barras del sistema dentro de una banda predeterminada.

3.3.2 Proyectos PMGD y normativa vigente

Como se ha revisado anteriormente, los conceptos PMG y PMGD fueron incorporados bajo el Decreto Supremo n°244, con la finalidad de complementar y entregar señales para el desarrollo de Medios de Generación No Convencional (señalados por la Ley Corta I, el año 2004). En este decreto se establecieron a los pequeños medios de generación como un subconjunto de generadores con potencia instalada menor a 9 MW, con los PMG como aquellos que se conectan a las líneas de transmisión y los PMGD como aquellos conectados a las líneas de distribución. Además, el DS 244 estableció las reglas en cuanto a responsabilidades de las generadoras, distribuidoras y del operador del sistema. Finalmente, también, estableció un mecanismo de valorización para las inyecciones de este tipo de proyectos, conocido actualmente como Precio Estabilizado (PE). Todos estos arreglos y mecanismos

regulatorios nombrados anteriormente dieron lugar a un aumento en la cantidad de proyectos, tanto instalados (1409 MW), como en proceso de construcción (80 unidades) y en proceso de evaluación ambiental (150 unidades) [2]. Dentro de las últimas modificaciones realizadas al segmento PMGD, el año 2020 comenzó a regir el Decreto Supremo n°88 en reemplazo del DS 244, con la finalidad de perfeccionar y agilizar los procedimientos de interconexión. Además, establece una nueva metodología de cálculo para el mecanismo de estabilización de precios.

Teniendo en cuenta lo anterior, y con la finalidad de poder formular nuevas soluciones y alternativas como la figura de un Agregador o una VPP para los PMGD, se debe considerar la revisión de los principales documentos legales y técnicos que tengan injerencia, tanto en la operación técnica como en la operación comercial. Así, la legislación y normativa vigente para PMGD está compuesta por las siguientes categorías y subcategorías:

- Decreto Supremo n°88:
 - Determinación de precios estabilizados.
- Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS):
 - Anexo Técnico Definición de Parámetros Técnicos y operativos para el Envío de Datos al SITR.
- Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de media tensión (NTCO-PMGD).
- Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.

Dada la extensión que presentan estos documentos, y con la finalidad de simplificar el cuerpo de esta Memoria de Título, se ha realizado un resumen de los temas más relevantes que aborda cada documento con relación a los PMGD, los cuales se adjuntan en el Anexo A.

3.4 Escenarios

3.4.1 Consideraciones iniciales

Como se mencionó al inicio de este capítulo, esta sección pretende establecer escenarios para la participación de una figura como el Agregador o una VPP, en el mercado eléctrico nacional; utilizando el contexto histórico, el mercado eléctrico actual, además de los lineamientos revisados en el marco teórico y en el estado del arte alrededor del mundo.

Tal como establecen los documentos revisados en el marco teórico, un conjunto de DERs puede participar de las distintas transacciones del mercado eléctrico como una sola entidad, de carácter

virtual, a través de un control centralizado que agrupe estas unidades tanto para su operación técnica, como para su operación comercial.

Ahora bien, extrapolando el concepto definido en el párrafo anterior al caso nacional y, además, considerando que los DERs con mayor presencia en las redes eléctricas nacionales corresponden a proyectos PMGD, se puede establecer que un conjunto de PMGD puede participar de las distintas transacciones del mercado eléctrico como una sola entidad, de carácter virtual, a través de un control centralizado que agrupe estas unidades tanto para su operación técnica, como para su operación comercial. Esta dualidad en la operación, a su vez, también puede extrapolarse al contexto nacional, que según lo revisado en la Sección 3.3.1, la operación técnica y comercial dentro del actual mercado eléctrico nacional, están relacionadas con la prestación de Servicios Complementarios y con la compra/venta de energía, respectivamente. Así, estos dos escenarios (SSCC y venta de energía) son abordados, considerando a un grupo de PMGD como los prestadores del servicio.

Finalmente, y antes de realizar cualquier análisis más en profundidad, se debe considerar que la figura del Agregador o VPP no está, necesariamente, vinculada a la ubicación física de los activos de generación. Esto quiere decir que, según el caso de uso que se detecte, se pueden considerar tanto un conjunto de PMGD que no están físicamente cerca, como un conjunto de PMGD ubicados en, por ejemplo, un mismo alimentador o subestación. Ambos casos ocurriendo a la vez, tampoco son excluyentes uno del otro, por lo que también son válidos para formular nuevos casos de negocio.

3.4.2 Venta de energía

3.4.2.1 Antecedentes

Como se ha revisado en las secciones precedentes, los proyectos PMGD pueden acceder a vender su energía en el mercado spot mediante estabilización de precios o bien a costo marginal instantáneo. Por otro lado, como estos proyectos pertenecen al parque generación y tienen acceso al mercado mayorista de energía de Chile, también pueden acceder al mercado de contratos con clientes libres, aunque en la práctica esto resulta poco probable debido, entre otras cosas, a los volúmenes de energía que deben manejar los generadores para poder establecer este tipo de contratos. Sin embargo, actualmente un comercializador de energía puede establecer un portafolio de unidades de generación capaz de suplir (de manera parcial o total) la demanda de un cliente libre, mediante contratos bilaterales, con proyectos PMGD incluidos dentro del servicio [3].

Puede notarse entonces que, los PMGD presentan características típicas de los Agregadores, en cuanto a operación comercial, ya que ambos participan de procesos de venta de energía. La diferencia es que

los Agregadores cuentan con una estructura de operación centralizada enfocada solamente en los recursos distribuidos (generación distribuida, respuesta a la demanda, almacenamiento, vehículos eléctricos, etc.), mientras que los PMGD pueden participar de un porfolio, en conjunto con unidades de generación de escala utilitaria. Sin embargo, este último caso responde más a una falta de regulación para la generación distribuida que a un beneficio u oportunidad para el PMGD, ya que como se ha mencionado al inicio de esta investigación, la inclusión del agente agregador como una figura legal permite obtener beneficios a los que los recursos distribuidos no podrían acceder por sí solos, debido a la escala de estos proyectos, como centros de tecnologías de información que procesan datos relacionados con pronósticos climatológicos, análisis de precios del mercado y tendencias en el consumo y suministro de energía, con la finalidad de optimizar la operación de cada uno de los recursos participantes de la unidad virtual [4]. Otra semejanza que se aprecia entre los Agregadores y los PMGD es que ambos operan libres de coordinación para inyectar energía a la red de distribución. Mientras los primeros lo hacen debido a que los mercados donde operan son basados en ofertas para la inyección de generación, los segundos lo hacen gracias a su característica de autodespacho. Esta característica permite a los proyectos PMGD operar al margen de la optimización hecha por el Coordinador, pudiendo inyectar la cantidad de energía (y potencia) que cada uno determine (no obstante, se debe considerar que las distribuidoras pueden limitar esta cantidad por razones de calidad y seguridad de las redes de distribución, bajo ciertos límites horarios establecidos y acordados con la empresa distribuidora durante los estudios de conexión (previamente realizados).

Si bien el autodespacho resulta muy útil para los proyectos PMGD, ya que le permite a estos decidir cuándo inyectar, la regulación actual no cuenta con mecanismos o señales externas que permitan responder en tiempo real a las necesidades que va requiriendo el sistema (flexibilidad), como sí sucede en los mercados de referencia internacionales, donde por ejemplo, la alta variación de los precios de la energía durante las horas del día permite entregar flexibilidad al sistema despachando la unidad que mejor se adecue al precio que presenta el mercado en ese momento [4].

3.4.2.2 Venta de energía y agregadores

Un sistema de predicción de generación más moderno que abarque un conjunto de PMGD (utilizando, por ejemplo, inteligencia artificial), puede considerarse como una oportunidad de negocio que permite mejorar la operación de la red, ya que actualmente el pronóstico de generación es entregado de manera mensual por cada PMGD (ver anexo A). Un pronóstico más preciso significa una planificación más

precisa para la operación programada por el Coordinador y consecuentemente, un uso más eficiente de las redes de transmisión.

Por otro lado, independiente de los pronósticos de generación y de la forma en cómo un Agregador vende energía al mercado spot; gracias a la comercialización, los Agregadores pueden establecer ventas de bloques de energía provenientes exclusivamente de proyectos de generación distribuida (con diferentes tecnologías participando en la inyección e independiente de la ubicación de cada uno) a los comercializadores de energía o directamente a los clientes libres, tal como se describió al inicio de esta investigación (ver Figura 1). Esto permite, eventualmente, que los proyectos de generación distribuida aumenten sus oportunidades de monetización [5] y se beneficien de la economía de escala [6].

3.4.3 Servicios complementarios

3.4.3.1 Antecedentes

El plan de descarbonización de la matriz aparece como el eje central del desarrollo del sector, por lo que es evidente que se deben dejar de lado los sistemas de generación convencionales como soporte sistémico, y concentrar esfuerzos en el avance de la descarbonización de los servicios complementarios, a través del uso de las energías renovables y nuevas tecnologías limpias.

Sin embargo, actualmente las energías renovables variables tienen escasa o nula participación en la prestación de SSCC alrededor del mundo, más aún para generación distribuida, por lo que cualquier idea o diseño resulta novel en cuanto a aplicabilidad real. No obstante, existen normativas técnicas que establecen el uso de funcionalidades de los generadores como medidas de calidad y seguridad para el sistema (ver anexo A), los cuales se consideran como servicios complementarios no remunerados. Considerando esto como base, esta Memoria de Título exhibe diferentes estudios e informes relacionados con la prestación de SSCC por parte de los DERs, con la finalidad de encontrar una arquitectura o modelo que pueda ser usado por el Agregador como parte de su centro de control.

3.4.3.2 DERs y Servicios Complementarios

Con el paso del tiempo y la evolución tecnológica se ha apreciado que los recursos distribuidos, especialmente aquellos que presentan convertidores de potencia (y tecnología de electrónica de potencia en general), pueden prestar funcionalidades a la red eléctrica, tal como algunos códigos y normas internacionales han emitido recientemente; señalando y solicitando la provisión de varios de estos servicios por parte de las energías renovables distribuidas, como una forma de soporte al sistema

[7-8]. Algunos de estos servicios son: control de reactivos para regulación de voltaje, capacidad de “ride through” o FRT ante perturbaciones de voltaje y frecuencia, inyecciones de corriente específicas durante una falla en la red y limitación de la tasa de cambio de potencia (limitación en la velocidad de rampa). Estos servicios, tienen características de soporte para el sistema, por lo que su provisión se vuelve obligatoria para poder conectarse a la red (según lo establecido en estas normas y códigos), y por ende no se encuentran dentro de aquellos comercializables [7].

Por otro lado, el avance tecnológico experimentado por los equipos participantes en el segmento generación ha demostrado que cada vez es más factible desplazar a los generadores síncronos de sus funciones de estabilidad sistémica, utilizando tecnologías de electrónica de potencia y de almacenamiento como reemplazo. Un ejemplo de esto es el proyecto de la Unión Europea (EU), EASY-RES (Enable Ancillary Services bY Renewable Energy Sources) que tiene por finalidad desarrollar nuevos algoritmos de control e innovadoras soluciones para servicios complementarios, que permitan alcanzar la penetración de energía 100% renovable en el sistema eléctrico europeo [9]. Para esto han establecido una serie de servicios complementarios que pueden prestar los DERs, tanto a nivel de distribución (definido como control individual de área, en inglés ICA) como para el punto de interconexión con el sistema de transmisión (upstream grid), tal como se aprecia en la Figura 4. Por el lado de los servicios ofrecidos a nivel de la red de distribución se aprecian dos propuestas de control de frecuencia a través de manejo de potencia activa: usando supercapacitores (o fast storage system, FSS) o sistema de almacenamiento de baterías (BESS). Además, se proponen servicios de mitigación de componentes armónicas, regulación de tensión a través del control de potencia reactiva y coordinación de protecciones a través de servicios como despeje de fallas y/o capacidad de atravesar fallas sistémicas sin desconectar las unidades de generación de la red (fault ride through o FRT). Por otro lado, se proponen servicios que pueden ser provistos fuera de una red local de distribución, proyectando servicios a nivel sistémico, tales como control de potencia activa y reactiva (con un sistema de almacenamiento en el punto de interconexión de la red media tensión con la red de alta tensión) y optimización para respuestas inerciales y de frecuencia primaria para cada DER.

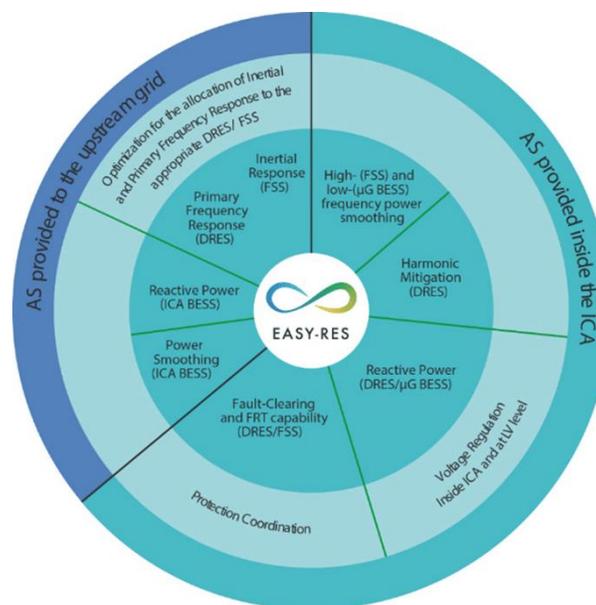


Figura 4: Servicios complementarios propuestos para los DER en las redes eléctricas de la EU.[9]

3.4.3.3 Servicios Complementarios y Agregadores

Tal como se aprecia en la Figura 4, para poder considerar servicios que funcionen de manera consistente, tanto a nivel local como en el punto de interconexión con el sistema de transmisión, se requiere de un conjunto de DERs participando de manera agregada en la prestación del servicio. Como se ha revisado durante el transcurso de esta investigación, figuras como el Agregador pueden ejecutar este tipo de funciones, ya que operan de manera centralizada, y en este caso, cuentan con las ICT para coordinar, asignar y cuantificar la capacidad de cada DER en la prestación del servicio. Estos últimos operan ante señales de control que reciban desde el Agregador, que a su vez recibe la señal desde el operador de la red, que, según la regulación o el caso de uso, puede ser el operador del sistema (ISO) o el operador de la red distribución (DSO). Finalmente, en [7] y [10] se menciona y destaca la figura del Agregador para prestar SSCC, tanto dentro de la red de distribución, como aguas arriba del sistema. Además, se revisan especifican y proponen definiciones, métodos de cuantificación y barreras para la habilitación tanto de nuevos servicios, como de servicios existentes en los mercados de la energía. Algunos de estos servicios ya han sido sugeridos por los expertos nacionales en estudios relacionados con flexibilidad de los sistemas, como es el caso del Fault Ride Through sugerido por INODU como medida de manejo de los PMGD ante perturbaciones en la frecuencia [11].

Capítulo 4. Funcionamiento de PMGD

4.1 Introducción

Este capítulo tiene por objetivo realizar un análisis técnico del funcionamiento de distintas tecnologías participantes de la generación distribuida tipo PMGD, para incluirlas dentro de un centro de control y monitoreo que les permita participar de nuevos casos de negocios dentro del mercado eléctrico nacional. Específicamente, se analizan las tecnologías de generación fotovoltaica, eólica e hidráulica, ya que su presencia actual (además de su proyección) las sitúa como las tecnologías predominantes en las redes de media tensión.

Para lograr el cometido se utiliza, como base del análisis, las actuales normas técnicas que rigen para la operación de estos proyectos. De esta manera se identificaron los requerimientos actuales que dan forma a los procesos de generación y operación del suministro de energía. Estos requerimientos, a su vez, pueden clasificarse como requerimientos generales, es decir, se requieren para el funcionamiento u operación del universo de proyectos conectados al Sistema Interconectado (SI); o como requerimientos específicos, que varían según la tecnología de generación utilizada por cada proyecto. Dentro de cada sección se detallan los elementos que ayudan a la obtención de estos datos.

Finalmente, en el cierre del capítulo, se detalla la forma en que estos elementos son transmitidos hacia los centros de control respectivos, explicando brevemente los protocolos de comunicación y los elementos de transmisión de datos.

4.2 Requerimientos generales

Para poder desglosar los requerimientos generales del funcionamiento de los PMGD, se recurrió a los documentos mencionados en la sección 3.3.2 y su respectivo contenido en el anexo A, esta vez para revisar los requerimientos de carácter técnico que pueden encontrarse dentro de estos cuerpos y que tengan relación con el funcionamiento actual de PMGD dentro de los sistemas de distribución y dentro del SI. Así, se destacan como requerimientos generales para los procesos de generación y operación del suministro de energía lo mencionado en el Anexo Técnico “Definición de Parámetros Técnicos y Operativos Para el Envío de Datos al SITR”, además de lo mencionado en la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD.

4.2.1 Definición de Parámetros Técnicos y Operativos Para el Envío de Datos al SITR

El objetivo de este Anexo Técnico es establecer los parámetros técnicos y operativos para el envío de datos que cada Coordinador debe transmitir al Sistema de Información en Tiempo Real (SITR) del Coordinador. Dentro de estos datos se encuentran aquellos parámetros de carácter eléctrico (o variables eléctricas) que requiere el Coordinador para la operación de su sistema en tiempo real.

4.2.1.1 Variables de interés

- Tensión en bornes de la unidad generadora: Las variables analógicas correspondientes a la tensión fase-fase deberán ser medidas en bornes de la respectiva unidad generadora. Cuando el Coordinador requiera el envío de las variables asociadas a unidades generadoras de manera agrupada como una unidad o central equivalente, deberá enviar la variable de tensión que corresponda al punto o barra donde se conecta la central equivalente.
- Frecuencia en bornes de la unidad generadora: En el caso de las variables analógicas correspondientes a la frecuencia en bornes de cada unidad generadora, el Coordinador podrá requerir el envío de las variables asociadas a unidades generadoras de manera agrupada como una unidad o central equivalente, en cuyo caso se deberá enviar la variable de frecuencia que corresponda al punto o barra donde se conecta la central equivalente.
- Potencia bruta generada: En el caso de las variables analógicas correspondientes a la potencia activa bruta y potencia reactiva bruta en bornes de la unidad generadora, el Coordinador podrá requerir el envío de una variable para una unidad o para la central equivalente, en cuyo caso se deberá informar las variables de potencia activa y reactiva bruta generada que corresponda al punto o barra donde se conecta la central equivalente.
- Potencia neta generada: Las variables analógicas de potencia activa neta y potencia reactiva neta deberán ser medidas en el lado de Media Tensión del transformador elevador asociado. En caso de que los servicios auxiliares sean alimentados directa y exclusivamente desde los terminales de un generador, esto es, en el punto de conexión entre los bornes del generador y el devanado del transformador elevador, se podrán enviar las variables de potencia eléctrica activa y reactiva de los consumos de los servicios auxiliares en lugar de las variables de potencia activa neta y potencia reactiva neta recién mencionadas. En caso de que los servicios auxiliares no sean alimentados directamente desde los terminales de un generador, se deberá enviar al SITR del Coordinador las variables analógicas de la potencia eléctrica activa y reactiva de los consumos de los servicios auxiliares. Cuando el Coordinador requiera el envío de las variables asociadas a unidades

generadoras de manera agrupada como una unidad o central equivalente, deberán enviar la variable de potencia activa y reactiva neta generada que corresponda al punto o barra donde se conecta la central equivalente.

- Valor de estatismo de la unidad generadora: Corresponde al valor de estatismo, medido en términos porcentuales (%), de cada unidad generadora de la central.

Otros aspectos importantes que se pueden considerar para un centro de control son los relacionados con los automatismos presentes en la operación del sistema eléctrico nacional (EDAG, ERAG, EDAC y otros); además de datos a intercambiar para la operación del AGC y los sistemas de alarma con los que deben contar todos los agentes coordinados. Dada la extensión de éstos, se adjuntan en el anexo A. Cabe mencionar que estas señales, actualmente, son exigidas a las instalaciones de generación de gran escala (conocida también como escala utilitaria), mientras que, para el caso de los PMGD, el Coordinador puede aplicar exigencias distintas de acuerdo con su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros. Sin embargo, al momento de considerar un conjunto de PMGD operando de manera centralizada, como una unidad virtual, resulta conveniente para todas las partes involucradas, el monitoreo y control de todos estos parámetros.

4.2.1.2 Elementos de medición

Dado que los parámetros mencionados en el punto anterior tienen características netamente eléctricas, el instrumento utilizado es un medidor de potencia y calidad de energía, como el que se muestra en la Figura 5. Según su manual de usuario [28], este equipo cuenta con diversos protocolos de comunicación para transmisión de datos, conforme el uso que se le atribuya. Un claro ejemplo de lo mencionado anteriormente es el caso de uso de estos aparatos en la comunicación con el coordinador eléctrico nacional. Por un lado, existe la plataforma de información en tiempo real del coordinador, SITR, que establece (entre otros) ciertos parámetros eléctricos que deben ser entregados por el centro de control a cargo de la unidad generadora a esta plataforma. Esto implica que los datos de carácter eléctrico deben ser enviados en conjunto con los demás datos para entregar la totalidad de información al SITR, por lo que el medidor mostrado en la Figura 5 puede configurarse como un equipo de campo que es interrogado por el concentrador de datos (RTU) bajo el protocolo Modbus RTU, que utiliza la técnica de maestro esclavo, donde el dispositivo interrogador es el maestro y el dispositivo de campo es el esclavo.

Por otra parte, existe la Plataforma de Recepción de Medidas de Transferencias Económicas, PRMTE, que tiene por finalidad recibir los datos de potencia generada por la unidad generadora, para luego

incluirla en los balances de transferencias económicas que realiza el Coordinador. Según la NTSyCS esta plataforma debe contar con un equipo de medición y con un enlace exclusivo para comunicación con el Coordinador, por lo que no debe ser intervenido por el centro de control a cargo de la unidad generadora. Así, esta comunicación es realizada a través de un (otro) elemento de medición como el de la Figura 5, que puede configurarse como equipo de comunicación directa con la PRMTE a través de protocolos de carácter abierto, e interrogación remota, como el DNP3.0.



Figura 5: ION 7400, utilizado para medir variables eléctricas.

4.2.2 Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Media Tensión (NTCO PMGD)

Es importante destacar que existen otros elementos de carácter general que deben ser incluidos en la implementación de un proyecto PMGD, específicamente los relacionados con la conexión de la unidad generadora a la red de distribución, con la finalidad que ambos puedan operar de manera óptima dentro del sistema eléctrico nacional. Estos requerimientos son abordados en la NTCO PMGD, que establece como mínimo los siguientes elementos:

- Desconectador: Destinado a interrumpir la alimentación eléctrica entre la red de distribución y el PMGD.
- Equipamiento de medida: Permite medir tensiones y corrientes en media tensión de tal manera que éstas puedan ser utilizadas por medidores de energía, relés o circuitos de control.
- Protección RI: La protección de red e instalaciones es la que actúa sobre el interruptor de acoplamiento cuando al menos un valor de operación del sistema de distribución se encuentra fuera del rango de ajuste de esta protección.
- Interruptor de acoplamiento: Dispositivo de protección con capacidad de apertura bajo corrientes de carga y cortocircuito. Su función es desconectar los equipos de generación del sistema de distribución.

Si bien estos equipos son de gran importancia dentro del funcionamiento de un PMGD, dado los escenarios definidos en la Sección 3.4 y la extensión que puede representar el detalle de cada uno de estos elementos, solo se mencionan dentro de este trabajo.

4.3 Requerimientos específicos

Los requerimientos específicos son abordados por tecnología (solar, eólica, e hidráulica) y abarcan tres temas esenciales: Proceso de conversión de energía, variables de interés y elementos de medición.

4.3.1 Energía solar

Los proyectos PMGD solares tienen el mismo principio de funcionamiento que cualquier otro de tecnología solar fotovoltaica a gran escala, con la diferencia que los proyectos PMGD son conectados a la red de distribución, generando un flujo bidireccional, para la transmisión de energía. Estos proyectos pueden estar conectados a líneas de media tensión en 23, 15, 13.8, 13.2 y 12 kV según la regulación actual en Chile.

4.3.1.1 Proceso de conversión de energía

El principio de funcionamiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red para la generación de energía consta de tres elementos principales como muestra la Figura 6:

- Arreglos o módulos fotovoltaicos
- Combiner box o string monitor
- Subestación interna (inversor- transformador)

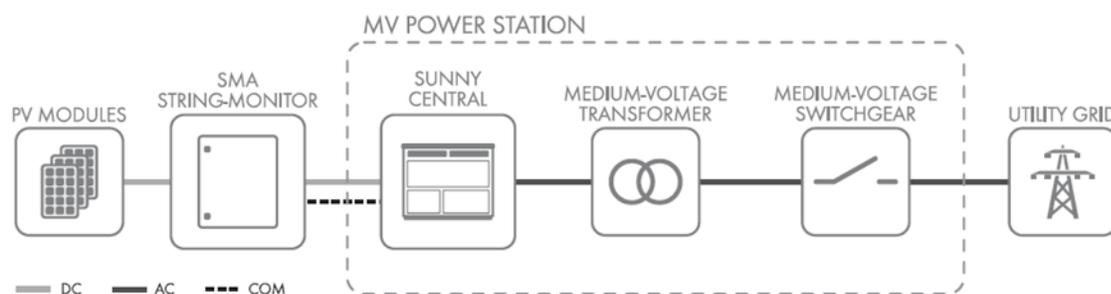


Figura 6: Esquema común para un sistema fotovoltaico conectado a la red [40].

4.3.1.2 Variables de interés

Como es sabido, la energía solar es altamente dependiente de las condiciones medioambientales que existen en el lugar donde se ubica el sistema de generación, por ende, hoy en día resulta fundamental

poder monitorear estas variables, ya que de ellas depende la producción de energía del sistema fotovoltaico. Esto ya ha sido reglamentado dentro de la normativa nacional, dentro del ya mencionado anexo técnico “Definición de Parámetros Técnicos y Operativos Para el Envío de Datos al SITR”, que para parques solares establece como obligatorias las siguientes variables:

1. Temperatura de los módulos ($^{\circ}C$) a la altura de los paneles
2. Irradiancia (W/m^2):
 - 2.a) Global: Parque sin seguidor.
 - 2.b) Directa: Parque con seguidor.
3. Velocidad del viento (m/s)
4. Dirección del viento ($^{\circ}$)

4.3.1.3 Elementos de medición

Para cuantificar las variables identificadas en el punto anterior, se requiere de diversos dispositivos de campo, capaces de convertir las variables físicas (o meteorológicas) medidas por el dispositivo, en señales interpretables por otro dispositivo. Estas señales pueden ser análogas o digitales, y tienen por finalidad interactuar con el siguiente dispositivo en la cadena de información. Para el caso de un arreglo fotovoltaico se requiere sensores de temperatura a la altura de panel, sensor de irradiación y sensores para la velocidad y dirección del viento.

Temperatura del panel

Para medir la temperatura del panel utiliza sensores de temperatura para superficies, los cuales pueden ser adheridos, según el tipo de sensor, en la parte posterior o en el frente de los paneles que se monitoreen en la planta (usualmente se instalan solo en ciertas regiones del arreglo). El sensor convierte la variable física de entrada en una señal de salida, ya sea digital o análoga. Esta señal es enviada a un concentrador de datos, donde se reúne con el resto de las señales extraídas de la planta solar. La Figura 7 muestra un sensor de temperatura típico utilizado para monitoreo solar.



Figura 7: Sensor de temperatura PT1000[29]

Irradiación

La irradiación se mide utilizando piranómetros. Un piranómetro es un instrumento del tipo transductor que convierte la energía térmica en energía eléctrica. En el caso de la industria solar, se utilizan el piranómetro de termopila, ya que esta tecnología permite medir rangos espectrales entre los 300 y los 3000 nm aproximadamente. La señal de entrada (radiación) es convertida a señales análogas o digitales, para luego establecer comunicación con el concentrador de datos, que interpreta la señal recibida. La Figura 8 muestra un piranómetro típico utilizado en la industria solar, con tecnología de termopila.



Figura 8: Piranómetro de termopila [30]

Velocidad del viento

El viento es una variable física medida a través de un instrumento llamado anemómetro, el cual tiene la capacidad de convertir la señal de entrada (viento), en una señal de salida analógica, más precisamente en una señal de corriente, la cual varía entre 4 a 20 mA, para luego incorporarla al concentrador de datos mediante el módulo de entradas análogas que presenta este último. También existen anemómetros con salidas digitales, aunque su uso no está tan masificado como los de salida analógica. Los rangos comunes de operación y medición en la entrada de estos instrumentos van desde 0 a 50 m/s. La Figura 9 muestra un anemómetro de salida análoga.



Figura 9: Anemómetro de salida análoga [31]

Dirección del viento

Dirección del viento: La dirección del viento es cuantificada mediante un instrumento llamado veleta, el cual puede registrar la dirección horizontal del viento en forma de grados angulares (0-360°), para luego emitirla en forma de señales analógicas de corriente (4 a 20 mA), las cuales se incorporan al módulo de entradas análogas que presenta el concentrador de datos. La Figura 10 muestra una veleta de salida análoga utilizada comúnmente en los parques fotovoltaicos.



Figura 10: Veleta de salida analógica [32]

4.3.1.4 Control de plantas fotovoltaicas

Variables/estados de interés

El control de plantas fotovoltaicas también está especificado dentro del anexo técnico “Definición de Parámetros Técnicos y Operativos Para el Envío de Datos al SITR”, estableciendo los siguientes requerimientos para esta tecnología:

el modo de control de un parque solar y/o eólico:

1. Estado del Controlador de Potencia/Frecuencia: Habilitado/Deshabilitado.
2. Valor de Consigna del Controlador de Potencia/Frecuencia: En MW o %, según lo determinado por el Coordinador.
3. Valor de Banda Muerta del Controlador Potencia/Frecuencia: En mHz o %, según lo determinado por el Coordinador.
4. Estado del Controlador de Tasa de Crecimiento/Reducción del Control Potencia: Habilitado/Deshabilitado.
5. Valor de Consigna de Tasa de Crecimiento/Reducción del Control Potencia: En MW/Min o p.u./Min según lo determinado por el Coordinador.
6. Estado del Controlador de Limitación del Control de Potencia:

7. Habilitado/Deshabilitado.
8. Valor de Consigna de Limitación del Control de Potencia: En MW o %, según lo determinado por el Coordinador.
9. Estado de Control de Tensión por Factor de Potencia: Habilitado/Deshabilitado.
10. Valor de Consigna del Control de Tensión por Factor de Potencia: En %, kV o p.u. según lo determinado por el Coordinador.
11. Estado de Control Tensión por Consigna de Tensión: Habilitado/Deshabilitado.
12. Valor de Consigna de Control Tensión por Tensión: En %, kV o p.u. según lo determinado por el Coordinador.
13. Estado de Control Tensión por Potencia Reactiva: Habilitado/Deshabilitado.
14. Valor de Consigna Control Tensión por Potencia Reactiva: En MVar o p.u. según lo determinado por el Coordinador.
15. Disponibilidad del Parque Solar según condición solar (MW).
16. Disponibilidad del Parque Eólico según condición de viento (MW).
17. Estado de Modo de control del parque: Manual/Automático.
18. Estado del Control Frecuencia: Habilitado/Deshabilitado.

Elementos de control

Para ejercer control sobre una planta fotovoltaica existen soluciones válidas a nivel comercial, conocidas como Power Plant Controller (PPC) que permiten ejercer control de potencia reactiva, control de potencia activa, entre otras. En la Figura 11 se muestra un PPC de la marca isemaren.



Figura 11: PPC para plantas fotovoltaicas marca isemaren [33].

4.3.2 Energía eólica

La energía eólica a nivel PMGD opera, actualmente, igual que las grandes plantas eólicas presentes en el país, con la diferencia que hace uso del recurso eólico en medianos términos, ya que se instalan menos aerogeneradores en terreno y, por ende, se ocupa menos espacio físico. Su uso no está del todo masificado actualmente, sin embargo, la región del Bío Bío aparece como una de las pioneras en cuanto al uso del viento como recurso distribuido, especialmente en la costa de Lebu (28 MW), Arauco (8,4 MW) y otros al sur de la ciudad de Los Ángeles (8,9 MW) [12].

4.3.2.1 Proceso de conversión de energía

El funcionamiento de un aerogenerador que inyecta energía a la red de distribución puede dividirse en:

- Rotor
- Transmisión
- Generador
- Transformador

La Figura 12 muestra el diagrama eléctrico de un aerogenerador de 2.1 MW con tensión de salida de 690 V y con un transformador 690/23000/400 V. Este Aerogenerador pertenece al parque PMGD eólico Las Peñas, conectado a la subestación Carampangue, región del Bío Bío.

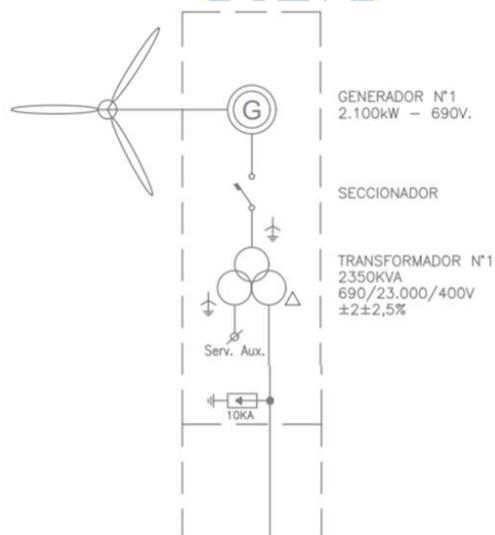


Figura 12: Diagrama eléctrico de un aerogenerador [41]

4.3.2.2 Variables de interés

Al igual que para la energía solar, la producción de energía depende de las condiciones externas o meteorológicas. El anexo técnico “Definición de Parámetros Técnicos y Operativos Para el Envío de Datos al SITR” establece que los parques de generación eólica deben medir las siguientes variables meteorológicas:

- Velocidad del viento (m/s) a la altura de la turbina.
- Dirección del viento (°) a la altura de la turbina.
- Temperatura Aire (°C) a la altura de la turbina.
- Presión del aire (hPa).

4.3.2.3 Elementos de medición

Velocidad y dirección del viento

Para medir la velocidad y dirección del viento se utilizan los mismos elementos mencionados anteriormente para sistemas fotovoltaicos, es decir, se utiliza un anemómetro y una veleta, los cuales son ubicados sobre la góndola del generador eólico, desde ahí la información viaja hasta el concentrador de datos, que interpreta las señales recibidas.

Temperatura del aire

Para medir la temperatura del aire a la altura de la turbina se utiliza una termocupla análoga, la cual capaz de convertir la variable física de temperatura en una señal eléctrica (voltaje o corriente), que luego es enviada hasta el concentrador de datos. La Figura 13 muestra termocuplas como las utilizadas en parques eólicos.



Figura 13: Termocuplas utilizadas en la industria eólica.[34]

Presión del aire

Para medir la presión del aire se utiliza un instrumento llamado barómetro. Este es sensor piezoeléctrico el cual convierte la presión de la entrada, en una señal de voltaje en la salida. La Figura 14 muestra un barómetro marca Ammonit, modelo S31205, con un rango de operación entre 600 y 1100 hPa.



Figura 14: Barómetro Ammonit, modelo S31205 [35]

Es importante aclarar que estos dos últimos instrumentos de medición son necesarios para el funcionamiento de parques eólicos ya que la potencia mecánica en el movimiento del aire está definida por:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^3 \cdot A$$

Donde ρ es la densidad del aire, V es la velocidad del viento y A es el área barrida por las palas del rotor. La densidad del aire, a su vez, está relacionada con la temperatura y la presión que alcance. éste [43], por lo que resulta necesario conocer estas variables para definir la potencia disponible para ser convertida en energía eléctrica.

4.3.2.4 Control de plantas eólicas

Variables de interés

Las variables de interés para el control de plantas eólicas son las mismas definidas para el control de plantas fotovoltaicas según el anexo técnico “Definición de Parámetros Técnicos y Operativos Para el Envío de Datos al SITR”

Elementos de control

Para ejercer control sobre las plantas de generación eólica se requieren de dispositivos de control como PLC, RTU que operen para cada aerogenerador instalado. La Figura 15 muestra un controlador marca Bachmann.



Figura 15: PLC utilizado para control de plantas eólicas [36].

4.3.3 Energía hidráulica de pasada

La generación hidráulica de pasada es una tecnología considerada por la Ley 20.257 como una energía renovable no convencional (ERNC) para cantidades de potencia inferiores a 20.000 kW, por lo que los proyectos PMGD caen en esa categoría. Aunque su desarrollo no está pronosticado (debido al atractivo económico-social que representan las otras ERNC como la solar y eólica), el Sistema Eléctrico Nacional cuenta con más de 160 MW de capacidad instalada en proyectos de generación distribuida de este tipo de tecnologías lo largo del país, por lo que es importante considerarla en nuevas alternativas de negocio. Una de sus características principales al ser centrales de pasada y no de embalse, es que permite utilizar el recurso hídrico en pequeños y medianos términos para producir energía, para luego devolverla al cauce natural del río, sin la necesidad de realizar un embalse de consideración, como es el caso de las centrales hidráulicas convencionales.

4.3.3.1 Proceso de conversión de la energía

El funcionamiento de una minicentral hidroeléctrica de pasada consiste básicamente en los siguientes elementos:

- Bocatoma.
- Tubería de aducción.
- Cámara de carga.
- Pen stock o tubería forzada.
- Casa de máquinas (Sala de generación).

La Figura 16 muestra, en un esquema básico, los elementos mencionados anteriormente.

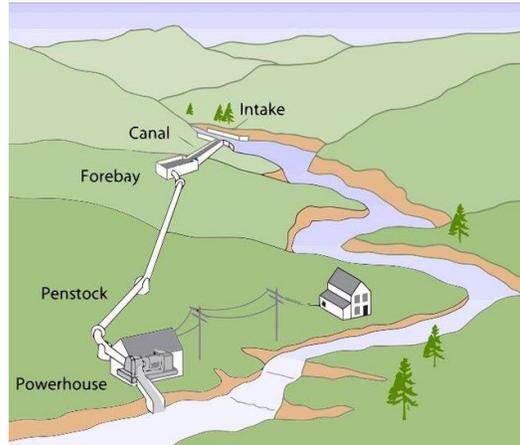


Figura 16: Esquema básico para una central hidroeléctrica de pasada [42].

4.3.3.2 Variables de interés

El reglamento actual no define ningún requerimiento específico para centrales hidráulicas de pasada.

4.3.3.3 Elementos de control

El control sobre unidades sincrónicas, como es el caso de las centrales hidráulicas, es parte de los requerimientos de la NTCO-PMGD para controlar la potencia reactiva. Este control se lleva a cabo utilizando control de excitación. La Figura 17 muestra un dispositivo de control de excitación marca REIVAX.



Figura 17: Sistema de excitación para generadores sincrónicos [37].

4.4 Protocolos de comunicación y elementos de transmisión de datos

La comunicación entre los elementos de medición (sensores) y los elementos de control de cualquiera de las tecnologías abordadas anteriormente con el Agregador, se realiza a través de una unidad concentradora de datos. Esta se encarga de enviar y recibir información desde y hacia el centro de control y monitoreo, que para el caso de esta memoria de título es operado por la figura del Agregador. Detalles relacionados con las características de este tipo de elementos, además de los protocolos y elementos de transmisión de datos que son utilizados para este tipo de aplicaciones, se mencionan a continuación.

4.4.1 Protocolos de comunicación

Los protocolos de comunicación definen el formato para el intercambio de datos entre dos entidades, donde cada una de éstas debe seguir las reglas y la sintaxis definidas por un estándar. Un protocolo de comunicación utiliza una “capa de protocolos” como su base, donde tanto el remitente como el emisor tienen capas iguales (ver Anexo B). Según el protocolo, los datos enviados en el mensaje se encapsulan en el remitente, mientras que el receptor aplica el mismo protocolo (pero en orden inverso) para recuperar los datos originales [13].

Dado que los proyectos PMGD cuentan con la característica de ser agentes coordinados, son aplicables los protocolos de comunicación definidos en el Anexo Técnico “Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al SITR”, para la comunicación entre el centro de control respectivo y el coordinador. Estos protocolos son:

- a. ICCP: De acuerdo con lo definido por el estándar IEC-60870-6/TASE.2.
- b. DNP 3.0 TCP/IP: Protocolo de comunicación que puede ser usado por un centro de control o por un Coordinado para transmitir un número menor de variables al SITR de Coordinador.
- c. IEC 60870-5-104: Protocolo de comunicación que puede ser usado por un centro de control o por un Coordinado, para transmitir un número menor de variables al SITR del Coordinador.

Adicionalmente, en etapas previas, se pueden utilizar otros protocolos para la comunicación entre los distintos elementos pertenecientes al sistema de control y monitoreo. Dicho de otra forma, no existen limitaciones para el uso de otros protocolos dentro de la confección del sistema, ya que solo está estandarizada la comunicación entre el centro de control respectivo y la plataforma SITR del coordinador. Esto permite implementar protocolos de uso común para sistemas que transmiten información a nivel local, como es el caso del protocolo de comunicación industrial Modbus RTU,

que puede ser utilizado para la comunicación entre los dispositivos de campo y el concentrador de datos.

Finalmente cabe mencionar que, con la paulatina digitalización de las redes eléctricas a nivel mundial, se han incorporado nuevos estándares y protocolos para la transmisión de información entre los distintos actores que forman parte de una red eléctrica, con la finalidad de unificar todos los datos, independiente de la heterogeneidad que pueda presentar la red en cuanto a tecnologías o agentes participantes. Dado que en Chile no existe aún normativa que rijan este tipo de estándares (a excepción del Anexo Técnico Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión, que define el estándar IEC 61850 como base de los sistemas de protección en subestaciones digitales), a continuación, se describen brevemente dos estándares relacionados con la digitalización de sistemas de generación distribuida, que, en un mediano o largo plazo pueden ser implementados en las redes eléctricas del país.

- IEC 61850: Estándar aplicable para la automatización de sistemas eléctricos, define la comunicación entre los dispositivos electrónicos inteligente y cada sistema, según los requerimientos establecidos. Sus usos están relacionados con la automatización de alimentadores, subestaciones, respuesta de la demanda, electromovilidad, entre otros.
- IEC 61970: Es la estandarización de los modelos de información común o CIM (Common Information Model), utilizados para tratar la información contenida en programas (software) de gestión de energía o EMS. Para sistemas de distribución deriva en el IEC 61968, mientras que para el intercambio de información relacionada con el mercado eléctrico deriva en el IEC 62325.

4.4.2 Elementos de transmisión de datos

También conocidas como interfaz de comunicación, representan el medio físico para la transmisión de datos, independiente del protocolo o señal que se esté transmitiendo [14]. En el caso de sistemas de lectura remota, como los proyectos PMGD, se pueden encontrar diferentes tipos de interfaces para la transmisión de datos entre elementos, las cuales se puede agrupar en:

Interfaz de datos local: Es la conexión física entre dispositivos de campo y el concentrador de datos, se utiliza cable par trenzado para conectar los dispositivos de medición analógicos con el concentrador de datos, y se suele utilizar interfaz RS-485 para la comunicación entre el concentrador de datos y los dispositivos de medición o control que utilicen protocolos de comunicación como Modbus RTU, entre otros.

Interfaz de datos remota: Si bien no existe una interfaz física para el envío de datos entre el concentrador de datos y el centro de control, gracias al uso de módulos transmisores de señales de radio o GPRS (General Packet Radio System), el concentrador de datos logra enviar señales de manera remota para comunicación con el centro de control (estos módulos GPRS pueden estar incluidos dentro del concentrador de datos o bien ser un componente externo conectable al concentrador).

A modo resumen de lo mencionado anteriormente, la Figura 18 muestra una representación gráfica de los esquemas de conexiones físicas existentes en el desarrollo del sistema planteado.

4.4.3 Concentrador de datos

Cada unidad generadora debe reunir sus datos (proveniente de los respectivos sensores) en un dispositivo concentrador de datos, que opere a nivel local, para posteriormente enviar estos datos a la siguiente zona o nivel. Para el caso de los proyectos de generación de energía distribuida como los PMGD, que generalmente están ubicados en zonas lejanas al centro de control y monitoreo, se considera como concentrador de datos, una Unidad Terminal Remota (RTU). Esta unidad es utilizada en la mayoría de los sistemas de gestión para unidades de generación, incluido los recursos distribuidos [15][16]. La figura 19 muestra una RTU marca Siemens modelo A8000-CP8000.

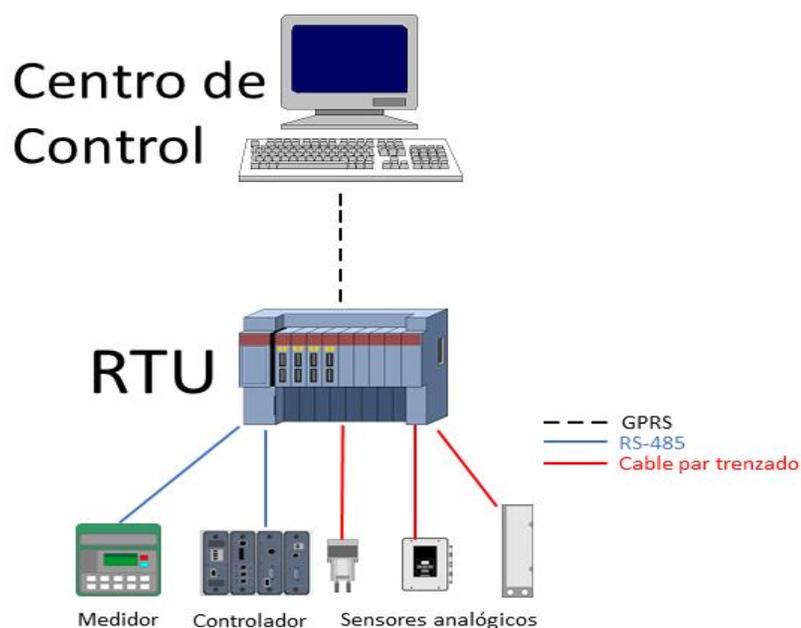


Figura 18: Esquema de interfaces.



Figura 19: RTU Siemens A8000-CP8000



Capítulo 5. Metodología

5.1 Antecedentes

El objetivo principal de esta memoria de título consiste en establecer un sistema de control y monitoreo para los recursos distribuidos presentes en el sistema eléctrico nacional, específicamente para proyectos PMGD. Como se ha revisado durante el transcurso del trabajo, la figura del Agregador de recursos distribuidos se establece como una solución innovadora y tecnológica que pretende incorporar tanto a la generación distribuida como a la demanda, dentro de los distintos servicios que requiera el mercado eléctrico nacional. De acuerdo con esto, y según lo revisado en el marco teórico, los lineamientos que se proyectan apuntan a hacia una digitalización del sector distribución, para que los elementos pertenecientes a este segmento puedan participar eficientemente de los servicios mencionados anteriormente, tal como sucede en algunos mercados internacionales de referencia (revisados también al inicio de la investigación).

Es importante destacar que la digitalización de las redes está directamente relacionada con las llamadas redes inteligentes (Smart Grid), las cuales han sido sometidas a procesos de normalización y estandarización para el desarrollo de las nuevas (y modernas) redes eléctricas. Uno de estos casos es el de la Comisión Europea (EC), que a través del mandato M/490 [17] instruyó a los principales organismos europeos de normalización como el Comité Europeo para la Estandarización, el Comité Europeo de Normalización Eléctrica y el Instituto Europeo de Normas de Telecomunicaciones (CEN, CENELEC en francés y ETSI en inglés respectivamente) con el objetivo de desarrollar y/o actualizar los estándares dentro del marco europeo, integrando variadas tecnologías de información y comunicación en la arquitectura de las redes eléctricas, permitiendo el desarrollo de procesos y servicios asociados a la interoperabilidad y, además, permitiendo facilidad en la implementación y en el desarrollo de futuras tecnologías. La estandarización que estas instituciones deben proveer abarca, al menos, lo siguiente:

- Una arquitectura de referencia, que represente funcionalmente los flujos de datos de información entre los dominios principales y que integre todas las muchas arquitecturas de sistemas y subsistemas que los componen.
- Un conjunto consistente de estándares, que soporten el intercambio de información, en forma de protocolos de comunicación y modelos de datos, y la integración de todos los usuarios en la operación del sistema eléctrico.

- Un proceso y un conjunto de herramientas colaborativas para una estandarización continuada y sostenible que facilite la interacción de todos los agentes, mejore la arquitectura de referencia y el conjunto de estándares, y los adapte a nuevos requisitos.

Como respuesta al mandato emitido por la CE las organizaciones de normalización establecieron un conjunto de grupos de trabajo para la normalización de las Smart Grid, divididos en:

- Arquitectura de Referencia.
- Proceso Sostenible.
- Primer Conjunto de Estándares.
- Seguridad.

5.2 Arquitectura de referencia

La metodología utilizada para la creación de un centro de control y monitoreo para los recursos distribuidos de la matriz eléctrica nacional, que siga la figura del Agregador de Recursos Distribuidos y que tome como base los proyectos PMGD, se basa en la Arquitectura de Referencia presentada por los organismos mencionados anteriormente. Esta referencia está compuesta por el modelo conceptual europeo y por el modelo de arquitectura, conocido como SGAM (Smart Grid Architecture Model) [18].



5.2.1 Modelo conceptual

El modelo conceptual europeo utiliza como base el modelo conceptual norteamericano creado por el Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (NIST) [19], con la diferencia de que en el modelo europeo se define la necesidad de un mayor nivel de descentralización para poder incorporar los recursos distribuidos (DER), dada la alta penetración de energía renovable en ese ámbito.

5.2.2 Modelo de arquitectura

Por otro lado, el Modelo de Arquitectura de las Smart Grid, SGAM, es un modelo compuesto por tres dimensiones o ejes: El eje vertical (eje Z en plano cartesiano) está compuesto por cinco capas que consiste en una representación de todos los casos de interoperabilidad, tecnológicamente neutro, de las actuales redes eléctricas y de las futuras redes inteligentes. Además, presenta un espacio bidimensional (eje X, Y en plano cartesiano), conocido como plano Smart Grid, con un espacio para el dominio y un espacio para las zonas. El conjunto de planos que conforman el SGAM se muestra en la Figura 20. La finalidad de este modelo es que puede utilizarse para definir casos de uso y cómo

éstos se soportan por estándares, pudiendo detectar brechas dentro de aplicabilidad en la implementación de una tecnología o caso de negocio.

A continuación, se detalla el modelo de arquitectura en cada uno de sus tres ejes, conformado por:

- I. Cadena de creación de valor (“Dominios”);
- II. Pirámide de automatización (“Zonas”); y
- III. Interoperabilidad (“Capa de interoperabilidad”).

5.2.2.1 Dominios (eje X)

Básicamente representa la cadena de conversión de energía como la descrita en el modelo conceptual de NIST [18], pero con la inclusión del dominio DER. Representa el eje X dentro del esquema SGAM (ver Figura 20) e individualmente se describe como:

- **Generación:** Representa la generación en grandes cantidades, como combustibles fósiles, plantas hidroeléctricas y energías renovables como viento y solar en grandes escalas, todas conectadas al sistema de transmisión.
- **Transmisión:** Representa la infraestructura que transporta la electricidad en grandes distancias
- **Distribución:** Representa la infraestructura que distribuye la electricidad a los clientes.
- **Recursos Energéticos Distribuidos (DER):** Representa los recursos eléctricos conectados directamente a la red de distribución, aplicando tecnologías de generación de pequeña escala (usualmente entre 3 a 10 MW).
- **Instalaciones del cliente:** Alberga a los usuarios finales de electricidad instalaciones industriales, comerciales e instalaciones públicas como hospitales, aeropuertos y puertos, además de hogares. Adicionalmente alberga sistemas eléctricos como paneles solares, vehículos eléctricos, sistemas de almacenamiento, etc.

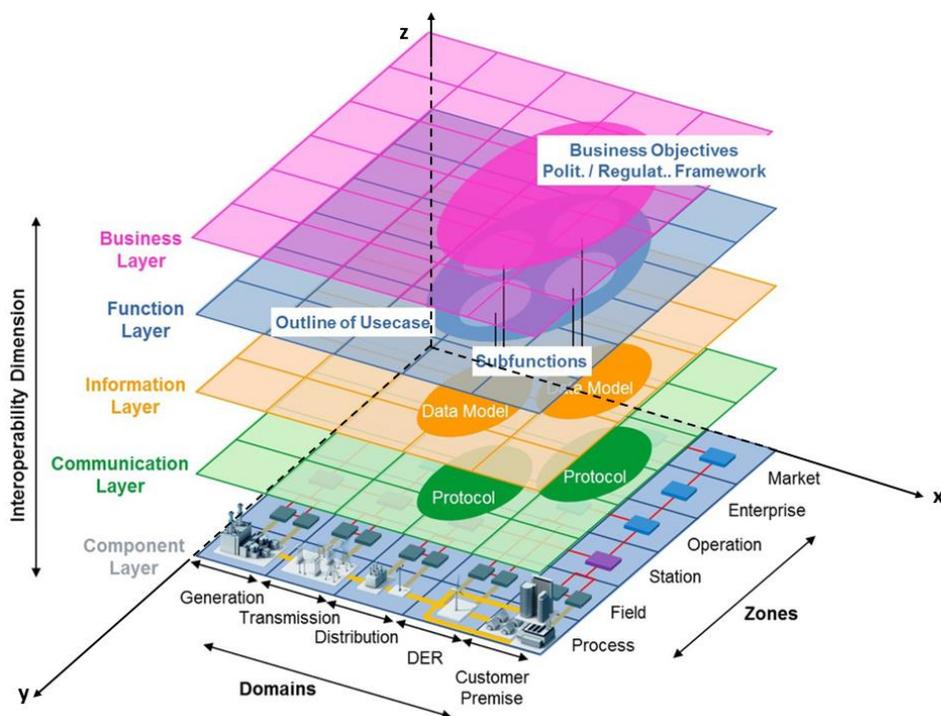


Figura 20: Smart Grid Architecture Model (SGAM) [19].

5.2.2.2 Zonas (eje Y)

Básicamente representan las Tecnologías de Información y Comunicación (ICT) basadas en los sistemas de control de la cadena de conversión de la energía. Presentan un orden jerárquico, tal como muestra la Figura 20.

A continuación, se detalla cada una de las zonas establecidas en esta arquitectura de referencia:

- Mercado: Refleja las operaciones posibles dentro del mercado de la energía, tales como comercialización de energía, mercado mayorista, mercado spot, etc.
- Empresa: Incluye los servicios, procesos e infraestructura organizacionales y comerciales para las empresas como distribuidoras, comercializadores, etc. tales como manejo de activos, logística, facturación, capacitación de personal, fuerza de trabajo, etc.
- Operación: Alberga la operación del sistema de potencia en su respectivo dominio, tales como los Sistemas de Manejo de Distribución (DMS) y los Sistemas de Manejo de Energía (EMS) en los sistemas de transmisión, generación, microrredes, etc.
- Estación: Representa el nivel de agregación de área para los dispositivos del nivel de campo. Dentro de esta zona se encuentran elementos tales como concentradores de datos, dispositivos de automatización de subestaciones, etc.

- **Campo:** Incluye equipamiento para monitorear, controlar y proteger el proceso de los sistemas de potencia, como relés, medidores y cualquier dispositivo de medición inteligente (IED) que adquiera, use o procese datos de los sistemas de potencia.
- **Procesos:** Incluye la transformación física, química o espacial de energía (eléctrica, solar, calor, agua, viento, etc.) y los equipos físicos directamente relacionados con el proceso (generadores, transformadores, interruptores, líneas, cables, cargas, etc.).

5.2.2.3 *Capa de interoperabilidad (eje Z)*

Para mantener la interoperabilidad entre dos componentes cualquiera dentro de una Smart Grid, se requiere considerar una capa de cinco niveles interoperables. Las primeras dos capas están relacionadas con la funcionalidad, mientras que las otras tres capas pueden ser asociadas con propósito de la implementación técnica. Las capas de interoperabilidad utilizadas derivan del trabajo realizado por el Consejo de Arquitectura para Redes Eléctricas Inteligentes (GWAC) [20], que describe lo siguiente:

- **Capa de negocios o comercial:** Proporciona una visión de negocio en el intercambio de información relacionada con las redes inteligentes. Además de estructuras (y limitaciones) regulatorias y económicas que pueden ser identificadas dentro de la capa.
- **Capa de funciones:** Describe servicios, incluidos las relaciones desde un punto de vista arquitectónico.
- **Capa de información:** Describe los objetos de información que se intercambian y los modelos de datos fundamentales, conforme a las reglas establecidas.
- **Capa de comunicación:** Describe protocolos y mecanismos para el intercambio de información entre componentes.
- **Capa de componentes:** Distribución física de todos los componentes participantes incluidos los sistemas de potencia y los equipos ICT.

A modo de ejemplo, a continuación, se muestra el esquema SGAM para la implementación de un parque fotovoltaico (PV) con sistema de almacenamiento (BESS) que participa en la venta de energía a través del mercado spot. En la Figura 21 se muestra su ubicación dentro del plano Smart Grid, donde se aprecia que se posiciona dentro del dominio de la generación convencional, y a lo largo de todas las zonas definidas en el SGAM: procesos, campo, estación, operación, empresa y mercado. Esto último se debe a que la implementación de este tipo de tecnología debe considerar la producción,

control, monitoreo y análisis de mercado de la generación para determinar en qué momentos almacenar la energía generada, para su posterior venta al mercado spot en horarios donde su precio de venta resulte conveniente para maximizar las ganancias por concepto de venta de energía.

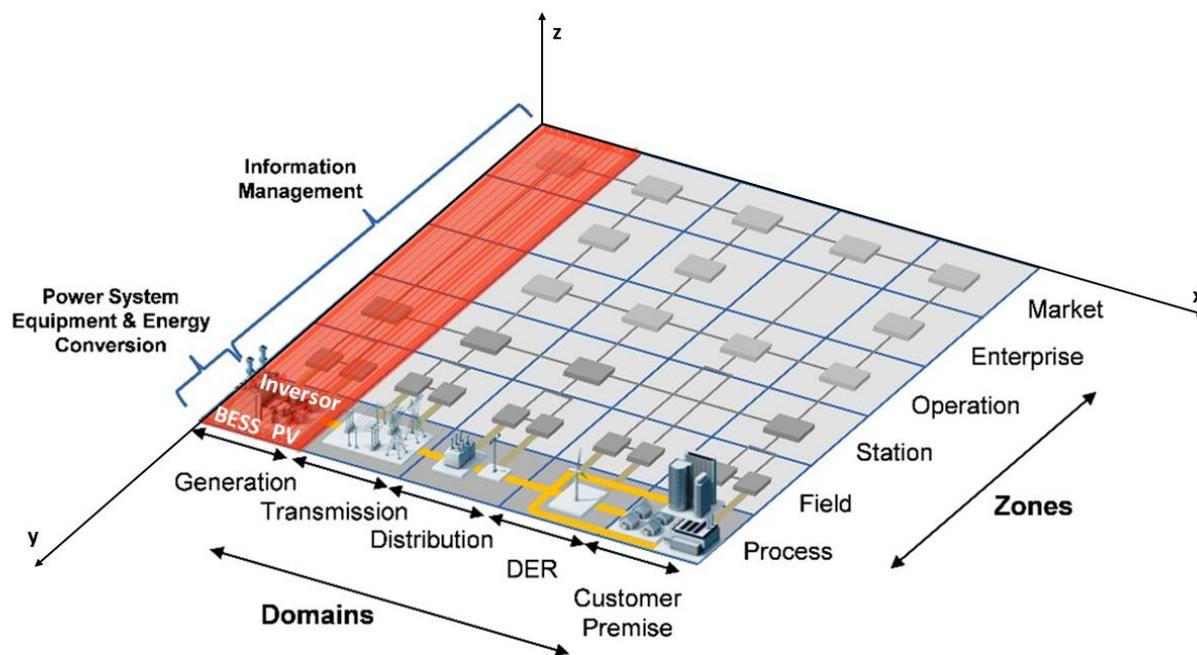


Figura 21: Plano Smart Grid de una planta PV con BESS.

Por otro lado, la Figura 22 muestra las capas de interoperabilidad que complementan el ejemplo propuesto. Se aprecia que la capa de componentes está compuesta por aquellos elementos de carácter físico que hacen posible la venta de energía del sistema al mercado spot: paneles fotovoltaicos, inversor y baterías. Tanto la capa de comunicaciones como la de información están compuestas por el protocolo IEC60870-6, que es el exigido por el coordinador eléctrico nacional para la transmisión de grandes cantidades de datos, como es el caso de una planta de generación de carácter utilitario; además se escoge como medio de comunicación la interfaz Ethernet, ya que éste permite entregar mayores cantidades de datos entre la generación en terreno, el centro de control respectivo y el operador de la red eléctrica. Para el caso de la capa de funciones, se establece que las principales tareas que debe realizar el sistema son la producción y el almacenamiento de energía. Finalmente, para la capa comercial o de negocios se tiene que una planta fotovoltaica con sistema de almacenamiento puede acceder a vender energía en mayor cantidad de bloques horarios, pudiendo almacenar la energía generada durante el día para venderla en bloques nocturnos, donde los precios del mercado spot son

más altos, lo que significaría una maximización de las ganancias por concepto de venta de energía respecto de una planta fotovoltaica convencional.

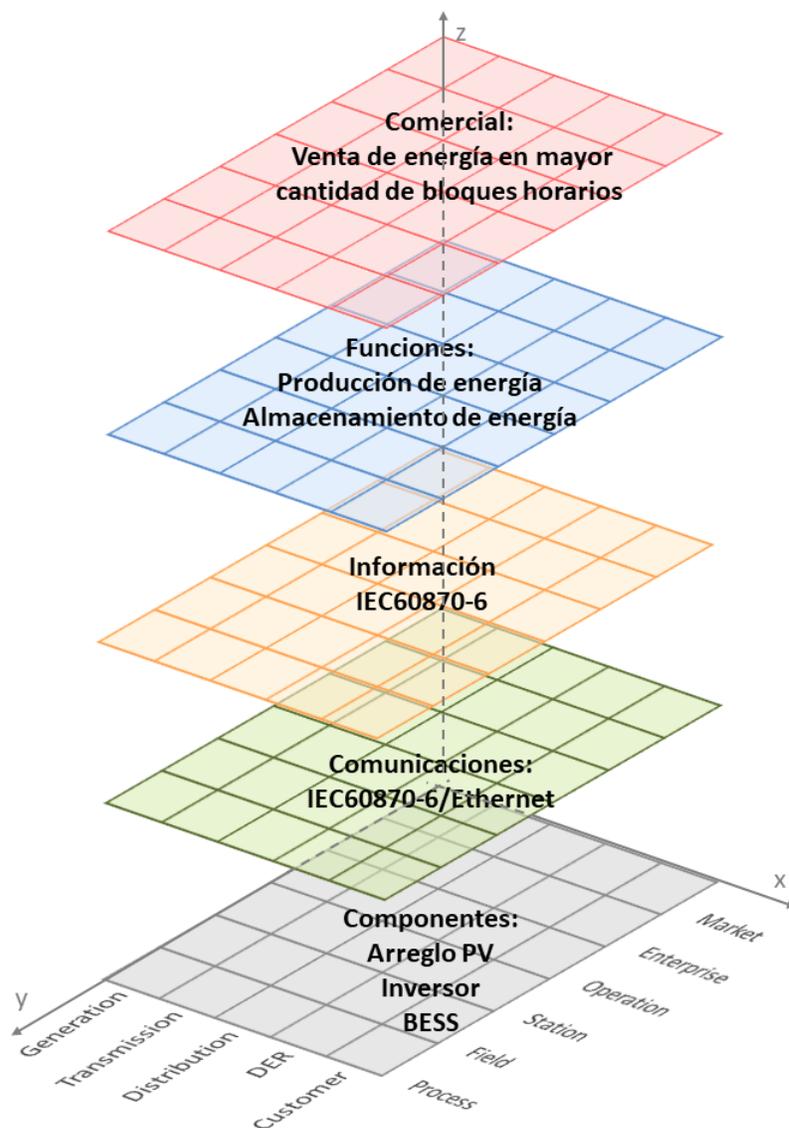


Figura 22: Capas de interoperabilidad (en eje z) para planta PV con BESS.

Capítulo 6. Diseño

6.1 Introducción

Como se ha podido apreciar hasta el momento, este trabajo ha concentrado su análisis en el funcionamiento actual tanto del sector eléctrico en general como de los proyectos PMGD en particular; además, se han vislumbrado antecedentes que permiten proyectar cuales son los lineamientos de desarrollo para la modernización de la matriz energética que opera hoy en día. Estos factores, sumado a la metodología SGAM, permiten diseñar de manera conceptual (según el objetivo principal planteado para esta memoria de título) un centro de control y monitoreo para los proyectos PMGD que les permita acceder a nuevas alternativas de negocio, considerando todos los ámbitos relacionados al sector eléctrico: venta de energía, servicios complementarios y servicios de pronósticos de generación. Esto significa definir una arquitectura de referencia que permita cumplir con todos estos requerimientos: desde elementos de medición y control hasta los agentes involucrados en la propuesta son establecidos dentro del diseño conceptual. Además, la metodología escogida, el esquema SGAM permite establecer las brechas (técnicas, regulatorias, económicas, etc.) que existen actualmente para la implementación de las Smart Grid en el Sistema Eléctrico Nacional.

Para desarrollar el diseño se utilizó como base el proceso descrito en [18], que consiste básicamente en plantear un caso de uso para redes inteligentes y desarrollarlo a través de la elaboración de diagramas y tablas que permitan visualizar y organizar la idea o concepto que se desea implementar, de manera tal que los elementos encontrados en estos diagramas y tablas puedan ser relacionados al esquema SGAM y sus tres dimensiones: dominios, zonas y capas de interoperabilidad.

Finalmente, y con el propósito de dar contexto real al diseño de un centro de control y monitoreo, se han escogido diez unidades PMGD de las tres tecnologías abordadas en esta memoria de título (solar, eólica e hidráulica), como los elementos participantes de la propuesta. Éstos se ubican en las regiones de Ñuble y Bío-Bío, mayores detalles se especifican en la Tabla 2.

Nombre	Tecnología	Ubicación	Subestación	Alimentador	Potencia
PMGD PFV Venturada	Fotovoltaico	Ñuble	SE Chillan	Bulnes	9 MW
PMGD PFV Berrueco	Fotovoltaico	Ñuble	SE Chillan	Limarí	9 MW
PMGD PFV Orión Solar	Fotovoltaico	Ñuble	SE Chillan	San Carlos	3 MW
PMGD hidroeléctrico Caliboro	Hidráulico	Bío-Bío	SE Avellano	El Avellano	1,4 MW
PMGD hidroeléctrico Melo	Hidráulico	Bío-Bío	SE Avellano	El Avellano	3 MW
PMGD hidroeléctrico Santa Isabel	Hidráulico	Bío-Bío	SE Avellano	El Avellano	1,4 MW
PMGD hidroeléctrico Bureo	Hidráulico	Bío-Bío	SE Negrete	Negrete 66 kV	2,2 MW
PMGD hidroeléctrico Munilque I	Hidráulico	Bío-Bío	SE Negrete	Negrete 23 kV	0,5 MW
PMGD hidroeléctrico Munilque II	Hidráulico	Bío-Bío	SE Negrete	Negrete 23 kV	0,5 MW
Parque eólico El Nogal	Eólico	Bío-Bío	SE Negrete	Negrete 23 kV	9 MW

Tabla 2: Unidades participantes del centro de control y monitoreo (fuente: Coordinador Eléctrico Nacional).

6.2 Modo de operación

Antes de realizar el diseño conceptual, y con la finalidad de comprender de mejor manera la idea propuesta, este apartado presenta el modo de operación que adopta el sistema para la venta de energía y la prestación de servicios complementarios dentro del mercado eléctrico actual. Además, para cada ítem se proponen ciertas mejoras dentro de la regulación existente que permitirían obtener mejores beneficios de los PMGD, considerando la premisa de fomentar la participación de los recursos distribuidos renovables tanto en la venta de energía como en los servicios complementarios.

En primer lugar, se define la potencia disponible en la planta virtual, luego se propone un modo de operación para la venta de energía a través de bloques horarios y finalmente se establece el funcionamiento del sistema al momento de prestar algún tipo de servicio complementario.

Dada la característica de unidad virtual que presenta el agregador, es importante destacar que una figura de este tipo debe ser considerada dentro de la programación de despacho realizada por el coordinador (manteniendo la característica de autodespacho de las unidades PMGD, pero entregando la gestión de éstos al agregador), con la finalidad de establecer las cantidades de energía y/o potencia que tiene la unidad virtual disponible para inyectar a la red. Además, este mecanismo ayudaría a asegurar y verificar la disponibilidad para participar de aquellos servicios complementarios para los cuales esté habilitado el sistema propuesto.

6.2.1 Potencia disponible

Dado que los modos de operación tanto en la venta de energía como en la prestación de servicios complementarios están relacionados con la disponibilidad horaria de la generación, se debe definir la potencia disponible por bloque horario como:

$$P_{D,h} = \sum PUG_{D,h} \quad (1)$$

Donde $P_{D,h}$ es la potencia disponible por parte del agregador en la hora h y $PUG_{D,h}$ son las potencias de las unidades de generación disponibles en la hora h .

A continuación, a modo de evidenciar las cantidades que maneja el conjunto de PMGD propuesto anteriormente, se muestran un ejemplo de las potencias disponibles de cada una de las unidades seleccionadas en la Tabla 2, en dos casos diferentes: el solsticio de invierno 2021 y el solsticio de verano 2020. La razón de escoger estos eventos es mostrar cómo se comporta el sistema (que es

predominantemente solar) en el día más corto y en el día más largo del año. La información se obtuvo de la plataforma del coordinador eléctrico nacional y para el caso de las plantas fotovoltaicas se

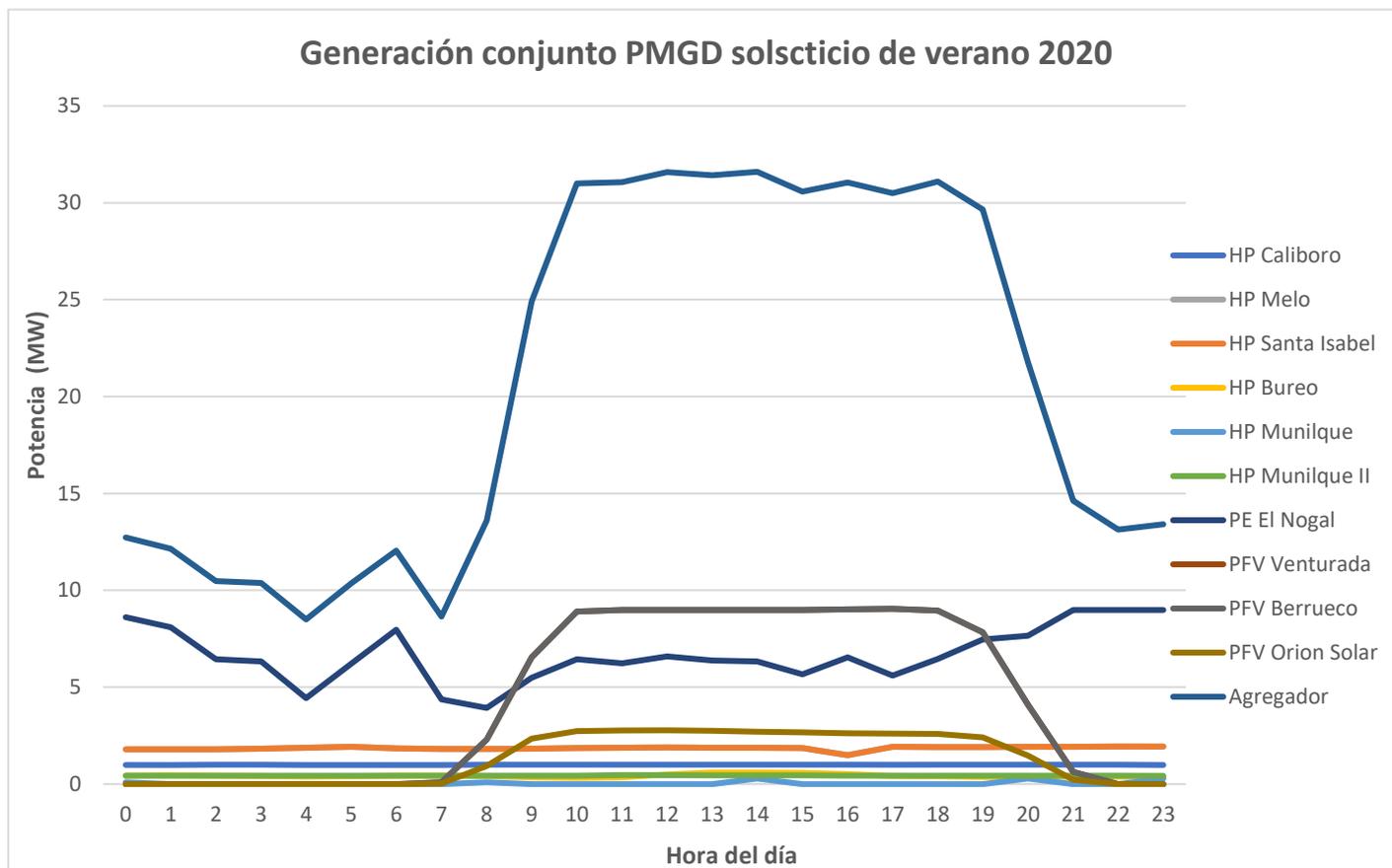


Figura 23: Generación horaria de cada PMGD para el solsticio de verano 2020 [Fuente: Elaboración Propia].

recogieron valores de plantas de la misma capacidad y ubicadas relativamente cerca (región del Maule) de las originalmente seleccionadas (región de Ñuble), ya que estas últimas se han incorporado recientemente al sistema eléctrico nacional, por lo que no se cuenta con información para las fechas seleccionadas.

Para el caso del solsticio de verano (ver Figura 23) se observa una amplia generación solar a lo largo del día y una baja generación hidráulica de las unidades participantes. Se tiene que la generación máxima a lo largo del día se alcanza a eso de las 14:00 horas, con una generación acumulada de 31,5 MW aproximadamente, mientras que la mínima es de alrededor de 8,5 MW a eso de las 4:00 horas de la madrugada. Por otro lado, para el solsticio de invierno (ver Figura 24) el sistema presenta bajas cantidades de producción solar a lo largo del día, pero favorables condiciones para la producción de energía eólica. La máxima generación se alcanza nuevamente alrededor de las 14:00 horas, sin embargo, la cantidad total producida no alcanza los 20 MW (18,8 MW aproximadamente). Para el

caso de la generación mínima se tiene un valor aproximado de 5 MW a las 23:00 horas, respaldado solo por generación hidráulica.

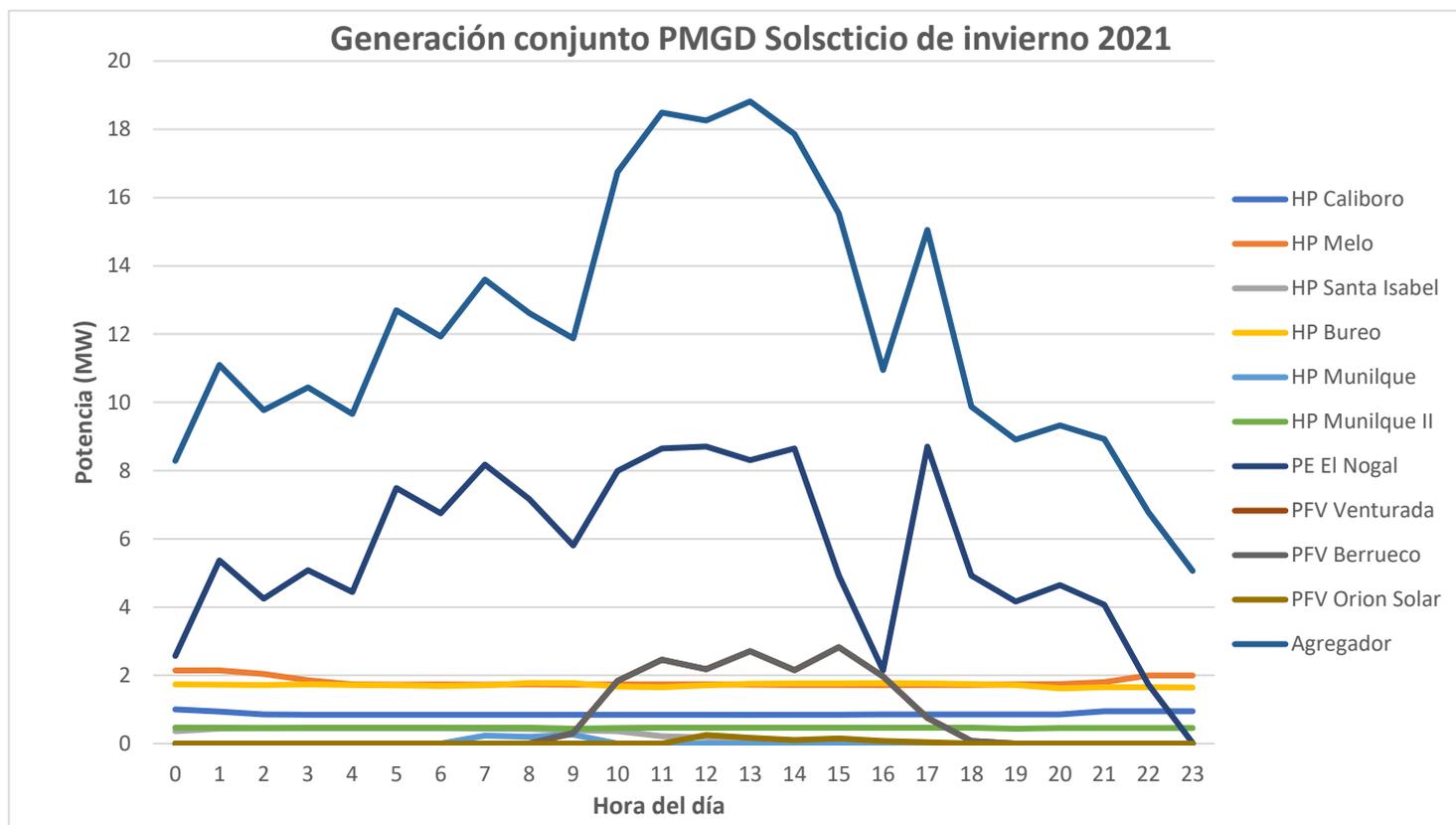


Figura 24:: Generación horaria de cada PMGD para el solsticio de invierno 2021 [Fuente: Elaboración Propia].

6.2.2 Venta de energía

Hoy en día, se considera que un grupo de PMGD solo puede participar de la venta de bloques de energía pactando contratos de suministro, ya sea con uno o más clientes libres, o con un agente comercializador de energía. Estos contratos tienen por finalidad evitar el precio spot y dar cierta estabilidad de mediano-largo plazo en los ingresos (y/o en el financiamiento) de los proyectos a través del pago de un precio fijo según el bloque horario.

Para definir la energía que puede ser inyectada como parte de un contrato de suministro, se debe tener en cuenta que actualmente existe una componente de la generación que debe ser considerada como parte de las transferencias de potencia, para suplir la suficiencia que requiere el sistema. Así la potencia disponible para venta de energía se puede definir como:

$$P_{D,VE,h} = \sum (PUG_{D,h} - PUG_{suf}) \quad (2)$$

Donde $P_{D,VE,h}$ es la potencia disponible para venta de energía en la hora h , $PUG_{D,h}$ es la potencia de cada unidad de generación disponible a la hora h y PUG_{Suf} es el porcentaje que aporta cada unidad de generación en la potencia de suficiencia requerida por el sistema. Según información recabada de la plataforma del Coordinador, se estima que el aporte de cada PMGD a la potencia de suficiencia es entre un 10% y un 15% de la generación real inyectada. A modo de simplificar los cálculos, se promedian estos dos valores y se obtiene que la potencia de suficiencia aportada por cada PMGD es de aproximadamente un 13% de la potencia real inyectada. Así (2) se puede reescribir como:

$$\begin{aligned}
 P_{D,VE,h} &= \sum (PUG_{D,h} - 0,13 \cdot PUG_{D,h}) \\
 &= \sum (0,87 \cdot PUG_{D,h}) \\
 P_{D,VE,h} &= 0,87 \cdot \sum PUG_{D,h} \quad (3)
 \end{aligned}$$

A modo de ejemplo se determinan las capacidades máximas y mínimas para la venta de energía con la que cuenta el conjunto de PMGD escogidos, tanto para el solsticio de verano como para el solsticio de invierno.

Para solsticio de verano, la capacidad máxima para la venta de energía es:

$$\begin{aligned}
 P_{D,VE,14} &= 0,87 \cdot 31,5 \text{ MW} \\
 &= 27,405 \text{ MW}
 \end{aligned}$$

Y la capacidad de venta mínima es:

$$\begin{aligned}
 P_{D,VE,4} &= 0,87 \cdot 8,5 \text{ MW} \\
 &= 7,395 \text{ MW}
 \end{aligned}$$

Por su parte, para el solsticio de invierno, la capacidad máxima de venta de energía es:

$$\begin{aligned}
 P_{D,VE,14} &= 0,87 \cdot 18,8 \text{ MW} \\
 &= 16,356 \text{ MW}
 \end{aligned}$$

Y la capacidad de venta mínima es:

$$\begin{aligned}
 P_{D,VE,23} &= 0,87 \cdot 5 \text{ MW} \\
 &= 4,35 \text{ MW}
 \end{aligned}$$

Cabe mencionar que las capacidades de venta de energía definidas anteriormente pueden variar si es que el conjunto de PMGD participa de servicios complementarios que requieran modificación de la potencia activa inyectada a la red. Así, la potencia disponible para venta de energía queda definida como:

$$P_{D,VE,h} = 0,87 \cdot \sum (PUG_{D,h} - PUG_{SSCC,h}) \quad (4)$$

Donde $PUG_{SSCC,h}$ es la potencia utilizada por cada unidad de generación para prestar SSCC en la hora h .

De los valores obtenidos anteriormente se puede apreciar que, si bien se podrían llegar a establecer contratos por venta de bloques energía con agentes comercializadores o con clientes libres de perfil de consumo similares al perfil de generación del agregador (es decir mayormente solar), las variaciones estacionales observadas obligarían al agregador a comprar energía en el mercado spot durante el invierno debido a la baja en su nivel de producción durante esta fecha. Si a esto se suma que su baja producción de energía en horario nocturno se limita a los medios hidráulicos (debido al ya mencionado perfil de generación solar predominante que presenta) hace muy poco probable la posibilidad de proveer suministro en estos bloques horarios, se puede establecer que las condiciones regulatorias actuales para la implementación de un sistema de venta de energía mediante un conjunto de PMGD resultan poco eficientes, dada la alta variabilidad que presenta la propuesta según la hora del día o la estación del año como se ha mencionado anteriormente.

Ahora bien, una solución para enfrentar la alta variabilidad que presenta el conjunto de PMGD (y los recursos renovables en general), es el aumento de la granularidad temporal para la determinación de los precios spot. Esto permitiría al grupo de PMGD, a través de su característica de autodespacho, despachar la o las unidades de generación que más se adecuen al estado actual que presenta el sistema eléctrico, ya sea por señal de precio (aquí se puede considerar el cambio a un esquema de ofertas, tal como se hace en mercados europeos, dejando atrás los costos auditados que rigen la lista de orden de mérito del coordinador), congestiones u otros factores externos que puedan afectar la operación en tiempo real de la red. Lo anterior significaría proveer de cierto grado de flexibilidad a la red de distribución y al sistema eléctrico en general, una característica esencial dentro de los nuevos sistemas eléctricos con alta participación renovable.

6.2.3 Servicios complementarios

El modo de operación para la prestación de servicios complementarios por parte del agregador está estrictamente relacionado con el tipo de servicio que este preste a la red. Como se ha mencionado anteriormente, existen diversos servicios que pueden prestar los PMGD tanto dentro de la red de distribución como fuera de esta.

Por otro lado, según las características actuales que presentan los equipos de control de los PMGD hidráulicos y los de energía variable (ver referencias de cada uno presentadas en la Sección 4.3 de este trabajo), resulta plausible considerar a ambos dentro de la prestación de SSCC, más allá de las correspondientes verificaciones relacionadas con conectividad, tiempos de respuesta y desempeño en general que puedan presentar las distintas unidades de generación.

Dada la complejidad que puede representar cada uno de estos SSCC, este apartado presenta un modo de operación de carácter básico para un servicio en particular: el Control Secundario de Frecuencia para sobre frecuencias (CSF-), el cual tiene por objetivo disminuir la cantidad de potencia entregada por los generadores, característica que no representa mayor complicación para unidades de generación de carácter renovables que presenten equipos controladores de potencia. Además, la elección de este servicio tiene relación con su participación dentro del actual mercado de servicios complementarios, ya que ocupa el segundo lugar dentro del mercado en cuanto a participación promedio y, además, tiene la particularidad de contar con dos unidades de generación renovable variable (PFV Luz del norte de 141 MW y Parque Eólico Cabo leones de 115 MW) dentro de su esquema de control AGC (Automatic Generation Control). Este esquema es utilizado por el Coordinador Eléctrico Nacional para realizar el control secundario de frecuencia, el cual tiene por objetivo restablecer la frecuencia del sistema eléctrico a su valor nominal después de 10 segundos de ocurrido una perturbación, mediante la instrucción desde el esquema de control del Coordinador. Sumado a lo anterior, las unidades participantes deben entregar el 100% de la reserva comprometida en un plazo de 5 minutos y a su vez ser capaz de mantener el aporte por un tiempo de 15 minutos.

Como se ha mencionado anteriormente, para el caso del CSF-, se tiene que las unidades que participen de este deben disminuir su volumen de generación, con la finalidad de disminuir la sobre frecuencia existente en el sistema. Gracias a los controladores estudiados anteriormente y los avances en electrónica de potencia, este tipo de control resulta cada vez más accesible de implementar con las herramientas y tecnología adecuada, sin embargo, mayores detalles del caso están fuera del alcance de esta memoria de título.

No obstante, se puede definir un modo de operación para las tecnologías participantes del CSF- como parte del AGC del coordinador. Dado que la regulación actual divide el servicio en diferentes bloques horarios y sólo remunera la prestación efectiva del servicio, el modo de operación se define como:

$$P_{D,CSF-,h} = \sum P_{D,CSF-,Sub,h} \quad (5)$$

Donde $P_{D,CSF-,h}$ es la potencia con la que cuenta el agregador para prestar CSF- en la hora h y $P_{D,CSF-,Sub,h}$ es la potencia disponible para CSF- en cada subestación de distribución eléctrica en la hora h . Definiendo más en detalle (5), se tiene que:

$$P_{D,CSF-,Sub,h} = \sum PUG_{SSCC,h} \quad (6)$$

Con $PUG_{SSCC,h}$ la potencia disponible para prestar SSCC en la hora h . A su vez (6) puede ser definido como:

$$PUG_{SSCC,h} = \alpha \cdot PUG_{D,h} \quad (7)$$

Con α el factor de participación en CSF- que presenta cada unidad de generación disponible en la hora h . finalmente, unificando (5), (6) y (7) se tiene:

$$P_{D,CSF-,h} = \sum \alpha \cdot PUG_{D,h} \quad (8)$$

Como se logra apreciar, si bien el control secundario de frecuencia es considerado como la potencia disponible de cada conjunto de PMGD conectados a la subestación (primaria) de distribución respectiva, esto no se considera como un inconveniente ya que el control secundario de frecuencia tiene la característica de ser prestado por un conjunto de distintas generadoras distribuidas a lo largo del sistema eléctrico nacional. Detalles del desempeño de la propuesta y cómo interactúa con el resto de las unidades participantes quedan como desafíos para trabajos futuros.

Por otro lado, y debido a que el control secundario de frecuencia es parte de los Servicios Complementarios requeridos por el Coordinador Eléctrico Nacional, éste es remunerado a través de un mecanismo de subasta o licitación, según corresponda, de acuerdo con lo definido por el Coordinador en el informe de SSCC.

La remuneración queda sujeta a la prestación efectiva del servicio, la cual se paga según el Valor Adjudicado en la subasta o licitación correspondiente. Este valor tiene dos componentes principales: Valor Ofertado y Pagos Laterales. Este último incluye, según el caso, Costos de Oportunidad Real, Sobre Costos (operación a un Costo Variable mayor al Costo Marginal Real) y Operación Adicional Real. Esta metodología (iniciada en enero de 2021) tiene por finalidad remunerar los Pagos Laterales post operación del servicio, es decir con la operación efectiva llevada a cabo por cada generador, aislando de esta forma la componente de riesgo de la oferta presentada en la subasta.

Como el CSF- corresponde a un servicio de bajada, el Pago Lateral está relacionado con el Costo de Oportunidad, ya que se remunera la energía que se deja de inyectar. Este Costo de Oportunidad se calcula como la diferencia entre el Costo Marginal y el Costo Variable multiplicado por la energía

que se deja de inyectar durante la prestación del servicio. A esto se debe sumar una variable llamada Factor de Desempeño, que también afecta directamente en la remuneración total por concepto de Costo de Oportunidad.

Dentro de las oportunidades de mejora para la participación de más recursos renovables en el mercado de servicios complementarios, resultaría conveniente un despeje de precios uniforme entre los participantes del mercado de SSCC, con la finalidad de fomentar una co-optimización de los costos directos por proveer estos servicios. Por otro lado, y teniendo en cuenta los cambios en la metodología de pago por estos servicios, como se mencionaba anteriormente, resulta importante destacar que se ha producido un alza en los costos relacionados con estos servicios, debido a las diferencias de precio entre el Costo Variable y el Costo Marginal principalmente. La práctica habitual es que los comercializadores de energía traspasen estos costos directamente a los clientes libres, experimentando estos últimos un incremento en sus pagos promedios mensuales en alrededor de un 120% durante el primer cuatrimestre de 2021 si se compara con 2020, por concepto de SSCC [46]. Considerando esto, se vuelve necesario contemplar la posibilidad de la implementación de un mercado de SSCC de mediano o largo plazo, que vinculado con el mercado de SSCC de corto plazo existente, permita reducir riesgos, la entrada de nuevas firmas y tecnologías, sin la necesidad de cobrar directamente a los clientes libres.



6.3 Diseño conceptual del centro de control y monitoreo

Para realizar el diseño del centro de control y monitoreo se debe observar la Figura 20, ya que ésta permite ubicar el caso de uso que se desea implementar dentro de los sistemas eléctricos convencionales, de forma segmentada para cada una de las dimensiones que componen el SGAM, lo que a su vez permite detallar e identificar los tipos de actores y elementos (entidades, software, hardware y protocolos) que se requieren para llevar a cabo la idea propuesta. Para ordenar estas ideas y poder encontrar estos actores y elementos que participan del proceso, se debe realizar un análisis del caso de uso.

6.3.1 Análisis de caso de uso

El punto de partida es una definición del caso de uso que se quiere implementar en el esquema SGAM.

Para esto se requiere determinar en primer lugar los siguientes datos:

- Nombre, alcance y objetivo
- Diagrama del caso de uso
- Tipos y nombre de los actores
- Precondiciones y suposiciones
- Pasos del caso de uso
- Información intercambiada entre actores



El caso de uso, que corresponde al objetivo de negocio fundamental, corresponde en este caso a la agrupación de los PMGD que funcionan en las redes de distribución de manera tal que puedan ampliar los servicios que ofrecen actualmente, bajo limitaciones específicas. Estas limitaciones o brechas típicamente son de carácter económico y/o regulatorio (técnicas y no técnicas).

Bajo este contexto se plantea como punto de inicio para la metodología los alcances y objetivos detallados a continuación en la Tabla 3.

Alcance y objetivos	
Caso de negocio	Operación de PMGD en forma agregada para venta de energía, servicios complementarios y pronósticos de generación.
Alcance	Operar los PMGD de manera de ofrecer servicios de venta de energía, servicios complementarios y pronósticos de generación.
Objetivo	Control y monitoreo de PMGD

Tabla 3: Alcances y objetivos

La figura 25 muestra un diagrama básico para el caso de uso, el cual se obtiene a partir del objetivo y los alcances planteados en la Tabla 3. Por un lado, el objetivo de control y monitoreo de los PMGD permite establecer los actores y funciones que participan del sistema a nivel de procesos, campo, estación y operación (conocidas como las zonas en el esquema SGAM). Así, se pueden definir los elementos participantes de la propuesta como: proyectos PMGD (derivados de la Tabla 2), dispositivos de medición (Adquisición de datos), dispositivos de control (Control PMGD), RTU (Concentrador de datos) y la figura del agregador (operando una VPP). Por otro lado, los alcances de la propuesta definen los servicios ofrecidos a nivel de mercado, por lo que se debe incorporar dentro del esquema una comunicación con el agente coordinador de la red eléctrica (ISO/DSO) y las funciones que se prestan a éste: servicios complementarios (SSCC), pronósticos de generación y venta de energía (estas dos últimas definidas en este caso como VPP). Finalmente, los protocolos e interfaces de comunicación propuestos en el esquema derivan de la regulación actual que define la Comisión Nacional de Energía (CNE) para materia de transmisión de datos (ver sección 4.4). Las líneas negras representan la comunicación en el sitio donde se emplaza la unidad de generación (protocolo Modbus RTU o señal analógica, a través de cable RS-485 o par trenzado, respectivamente), mientras que las líneas azules representan la comunicación entre las unidades generadoras y el centro de control operado por el agregador (con protocolos DNP 3.0 o IEC60870-5, a través de GPRS) y finalmente las líneas rojas representan la comunicación entre el agregador y el operador de la red eléctrica (protocolo ICCP/TASE.2 a través de Ethernet).

Actor	Tipo de actor	Descripción del actor
PMGD	Dispositivo	Generadores fotovoltaicos, eólicos e hidráulicos de hasta 9 MW conectados a la red de distribución.
Dispositivo/ elemento de medición	Dispositivo	Elementos de medición que permitan proveer de requerimientos generales y específicos.
Controlador	Dispositivo	Elemento de control que permite configurar puntos de operación en los PMGD.
RTU	Dispositivo	Elemento concentrador de datos ubicado en cada PMGD

Tabla 4: Lista de actores

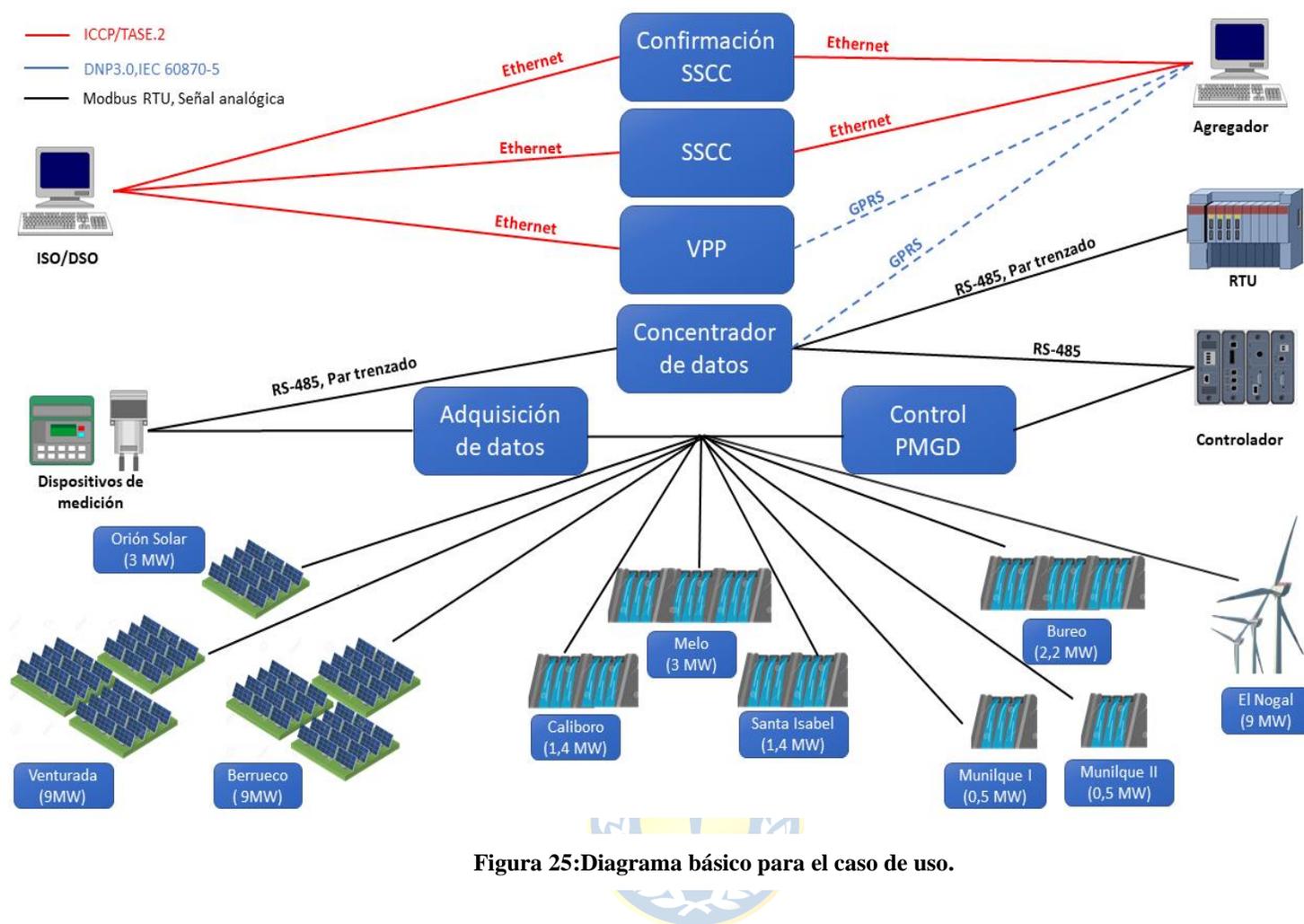


Figura 25: Diagrama básico para el caso de uso.

6.3.2 Desarrollo de la capa de componentes

A partir de los objetivos y alcances planteados en el caso de uso se pueden definir los requerimientos básicos para cada uno de los actores del sistema. Estos actores pueden ser tanto dispositivos pertenecientes a este, como entes con los que se debe interactuar. Para el caso de uso planteado, estos se detallan en la Tabla 4. En la misma tabla, además del tipo de actor que representa cada uno dentro del esquema, se indica una breve descripción de cuál es su función. Según su característica se le asigna un lugar dentro del plano Smart Grid y se vincula con los requerimientos generales y específicos estudiados en el Capítulo 4. Además, se pueden identificar brechas existentes para cada componente.

6.3.2.1 PMGD

Corresponden a los medios de generación que se pretende agregar bajo un esquema de monitoreo y operación común. Estos están compuestos por la energía solar, eólica e hidráulica identificados en la Tabla 2. De acuerdo con el esquema SGAM, estos se ubican en el dominio de los DER y en la zona

de Procesos, tal como se muestra en color naranja en la Figura 26. Los procesos de cada tecnología PMGD son los mencionados en las secciones “Proceso de conversión de la energía” de cada tecnología

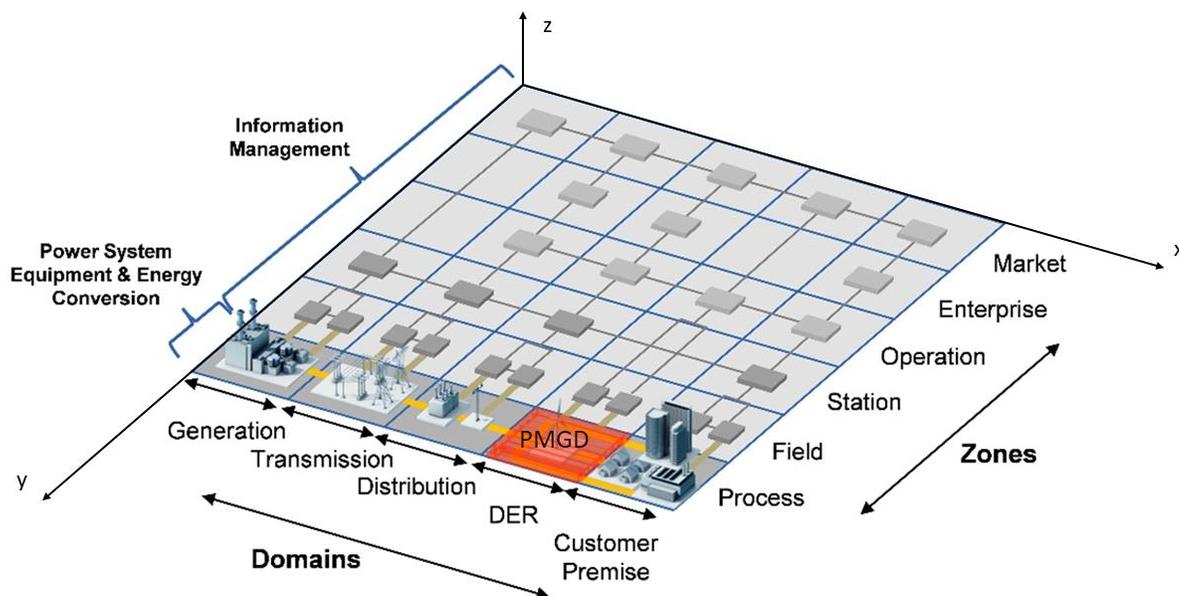


Figura 26: Ubicación de PMGDs en el plano Smart Grid

de generación abordada en el Capítulo 4.

6.3.2.2 Dispositivo de medición

Aquí se encuentran los elementos de medición de carácter general, es decir:

- Medidor de potencia y calidad de energía,

Además, se encuentran los elementos de carácter específico (ver Sección 4.3) para cada tecnología, tal como se detalla a continuación:

- PMGD fotovoltaicos: Sensor de temperatura, piranómetro, veleta y anemómetro.
- PMGD eólico: Termocupla, barómetro, veleta y anemómetro.

Dentro del plano Smart Grid, estos elementos se ubican en el dominio de los DER y en la zona de Campo, tal como se muestra en color naranja en la Figura 27.

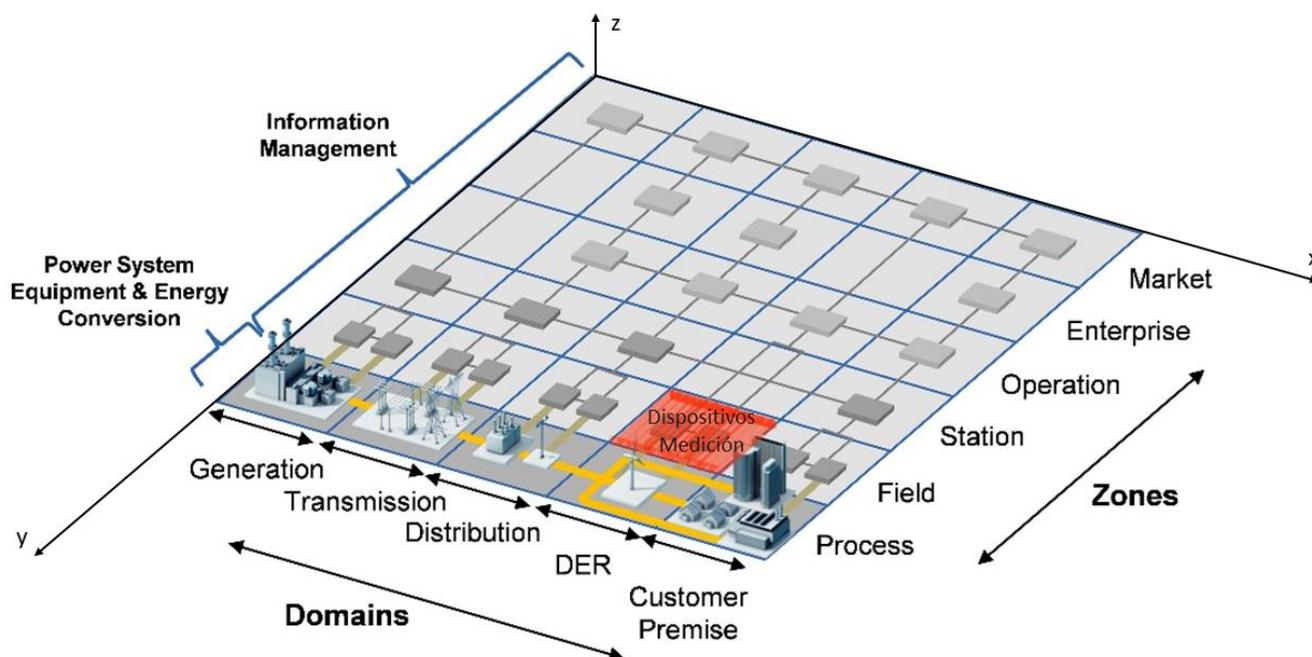


Figura 27: Ubicación de dispositivos de medición en el plano Smart Grid.

6.3.2.3 Controladores

Son los dispositivos abordados en la sección “Elementos de Control” respectiva de cada tecnología (ver Sección 4.3).

- PMGD fotovoltaicos: Power Plant Controller
- PMGD eólico: Controlador PLC

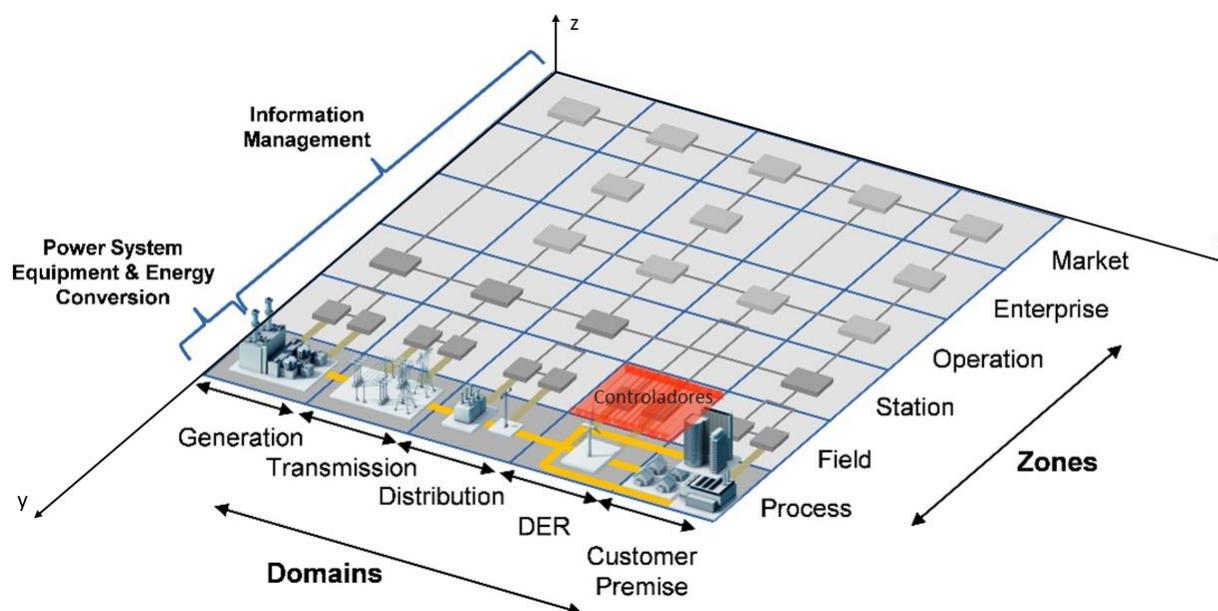


Figura 28: Ubicación de controladores en el plano Smart Grid.

- PMGD hidráulico: Controlador de excitación para generadores síncronos.

Se pueden considerar una brecha económica ya que actualmente su uso no es exigido para PMGD (ver anexo A). Dentro del plano Smart Grid se ubican en el dominio de los DER y en la zona de Campo, tal como se muestra en color naranja en la Figura 28.

6.3.2.4 RTU

Es el dispositivo concentrador de datos mencionado en la sección 4.4.2 En el plano Smart Grid, se encuentra en el dominio de los DERs y en la zona de Estación. La Figura 29 muestra en color naranja su ubicación en el plano Smart Grid.

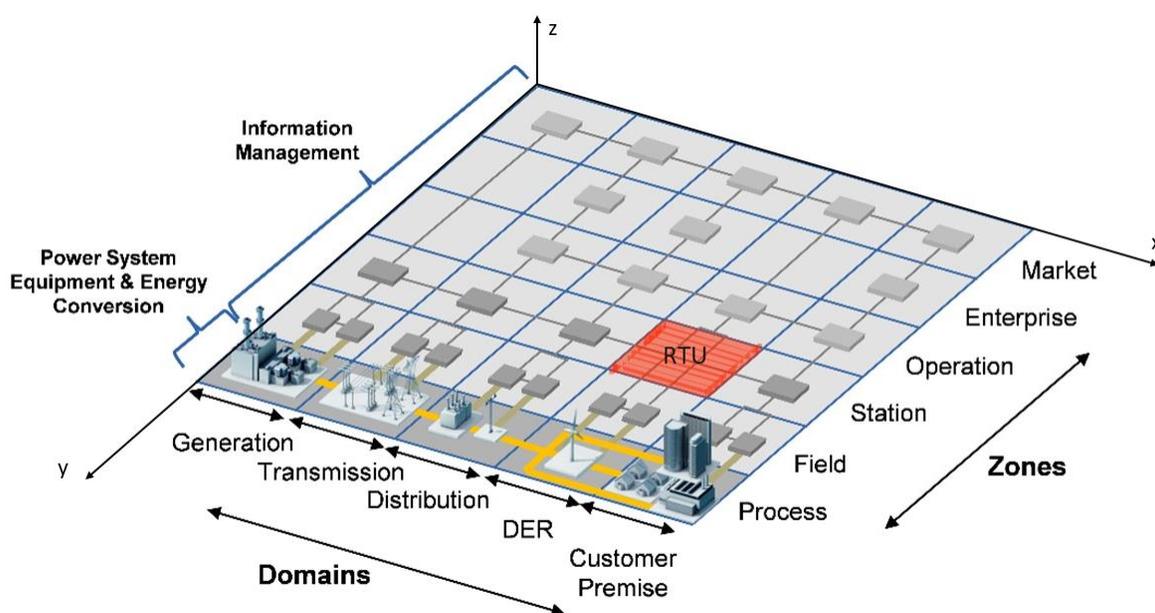


Figura 29: Ubicación de RTU en el plano Smart Grid.

6.3.2.5 Agregador

Se encuentran en el dominio de los DERs y en la zona de Operación. Evidentemente representan una brecha, ya que como se ha revisado durante el transcurso de esta investigación, es una figura inexistente dentro del actual contexto regulatorio. Se puede profundizar aún más en su forma de implementación, considerando que los Agregadores utilizan como base para su sistema de gestión de energía, las plataformas de Control, Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA) [22-23] (Estas plataformas y sus principales características son abordadas en el anexo C). Estas plataformas representan la base de cualquier sistema o desarrollo tecnológico que se quiera implementar dentro de las redes inteligentes [21][40], pero a la vez representan altos costos que son difíciles de asumir sin una señal de negocio que permita pagar la inversión o generar ganancias. La regulación actual no

considera, tampoco, como obligación el uso de sistemas SCADA para los PMGD (ver anexo A). Diferentes organismos han propuesto la implementación de estos sistemas de control, para dar solución a problemas contingentes que presenta la red de distribución [24,25]. La Figura 30 muestra en color naranja su ubicación en el plano Smart Grid.

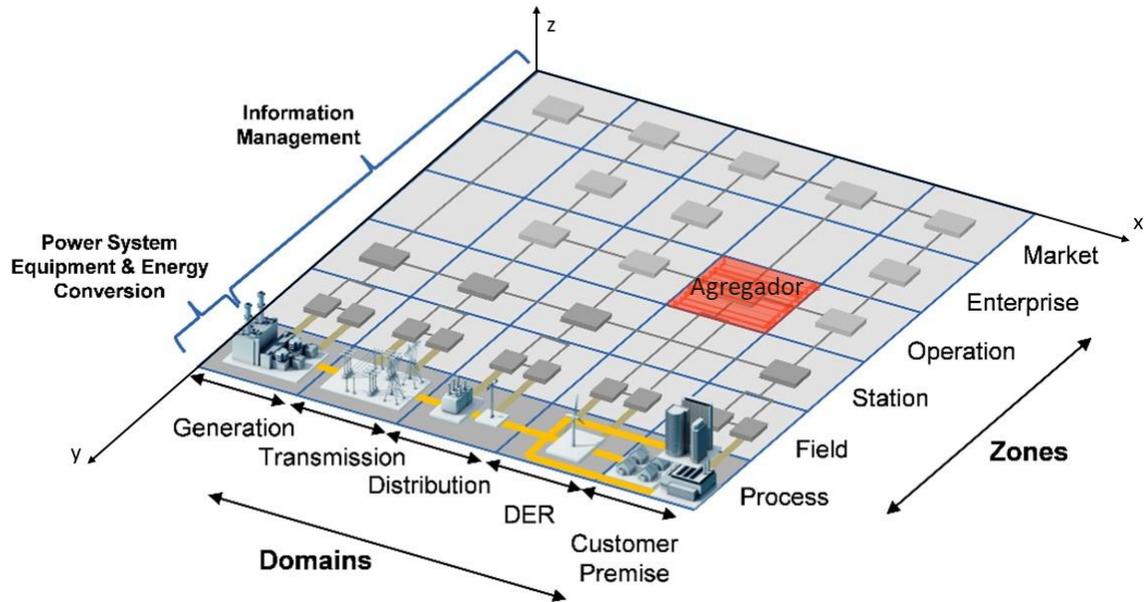


Figura 30: Ubicación del agregador en el plano Smart Grid.



6.3.2.6 ISO/DSO

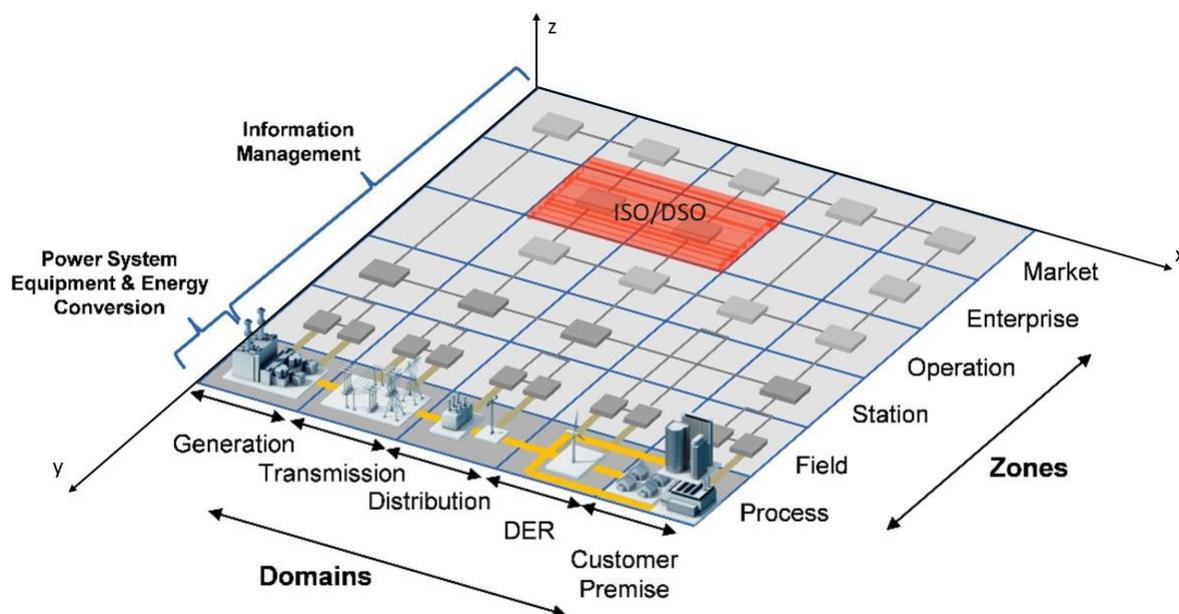


Figura 31: Ubicación de ISO/DSO en el plano Smart Grid.

Son los operadores de la red, lógicamente se encuentran en el dominio Transmisión o Distribución, mientras que en el plano de las zonas se encuentran en Operación y Empresa, según su función en la interacción con el centro de control y monitoreo. Como componente física considera el actual Sistema de Información en Tiempo Real del Coordinador o el centro de control de la o las respectivas distribuidoras. La Figura 31 muestra en color naranja su ubicación en el plano Smart Grid.

6.3.4 Desarrollo de la capa comercial/ negocios

Esta capa está destinada a albergar los procesos comerciales, servicios y organizaciones que están ligadas al caso de uso identificado anteriormente, además de las limitaciones económicas y regulatorias para cada caso. Según lo definido en la Tabla 2 esta capa queda compuesta por:

- **Venta de energía:** La venta de energía relaciona a la figura del agregador con los comercializadores de energía, por lo que se puede considerar que este caso de negocio abarca los dominios DER y Distribución y las zonas desde Procesos hasta Mercado.
- **Pronósticos de generación:** Los pronósticos de generación son emitidos por los PMGD hacia el operador de la red (ISO/DSO) por lo que se considera que este caso de uso abarca los dominios DER, Distribución o Transmisión, mientras que abarca las zonas desde Procesos a Operación. Las limitaciones que se identifican son del tipo regulatorias no técnicas ya que actualmente estos proyectos deben enviar pronósticos de generación, pero de carácter mensual.

- Servicios complementarios: Considerando que los servicios complementarios son prestados por los PMGD al resto del sistema este caso de uso abarca los dominios DER, Distribución y/o Transmisión (según lo estudiado en la sección 3.4.3) y las zonas desde Procesos hasta Operación. Las limitaciones que se identifican son del tipo regulatorias técnicas ya que actualmente no están habilitados para prestar SSCC.

La Figura 32 muestra la ubicación de esta capa dentro de las distintas capas de interoperabilidad que se proyectan a lo largo del eje z del esquema SGAM.

6.3.5 Desarrollo de la capa de funciones

Esta capa está destinada a identificar las funciones específicas y sus interrelaciones dentro del caso de uso. Las funciones necesarias para la correcta operación del sistema planteado se identifican en la Tabla 5 a continuación, en esta se establecen las suposiciones necesarias para el correcto funcionamiento del sistema planteado, por lo que dentro de las consideraciones que deben realizarse para la transmisión y recepción de datos, es que los dispositivos de medición, el controlador y la RTU funcionan correctamente dentro del sistema. Estas funciones, además, están explícitas en el paso a paso descrito en la Tabla 6, mientras que las interrelaciones entre funciones están implícitas en los pasos del caso de uso de la Tabla 7.

Actor	Precondiciones/ suposiciones
PMGD	PMGD está conectado y entregando energía a la red
Dispositivo de medición	El dispositivo funciona correctamente
Controlador	El dispositivo funciona correctamente
RTU	El dispositivo funciona correctamente
Agregador	<ul style="list-style-type: none"> • Monitorea periódicamente el estado (Datos SITR) de los PMGD. • Envía pronósticos de generación.
ISO/DSO	<ul style="list-style-type: none"> • Recibe periódicamente Datos SITR del agregador. • Recibe pronósticos de generación.

Tabla 5: Análisis paso a paso.

Evento	Actor primario	Evento desencadenante
Adquisición de datos	Dispositivos/elementos de medición	Periódicamente
Concentración de datos	RTU	Periódicamente
VPP	Agregador	Periódicamente
Control PMGD	Controlador	Señal de control
SSCC	ISO/DSO	Señal de control
Confirmación SSCC	Agregador	Confirmación señal de control

Tabla 6: Análisis paso a paso del caso de uso.



Paso	Evento desencadenante	Actor	Descripción de la actividad	Productor de la información	Receptor de la información	Información intercambiada
1	Periódicamente	Dispositivos de medición	Medición de datos del SISTR	PMGD	Dispositivos de medición	Datos del SISTR
2	Periódicamente	Dispositivos de medición	Medición de datos del SISTR	Dispositivos de medición	RTU	Datos del SISTR
3	Periódicamente	RTU	RTU envía datos al Agregador	RTU	Agregador	Datos del SISTR
4	Periódicamente	Agregador	Agregador recibe los datos de los distintos PMGD y los complementa con información relevante (pronósticos, estado de la red, etc.)	Agregador	ISO/DSO	Datos del SISTR, Pronósticos para generación
5	Señal de control (SSCC)	ISO/DSO	ISO/DSO envía señal para modificación de variables de control	ISO/DSO	Agregador	Señal de control
6	Señal de control (SSCC)	Agregador	Agregador modifica parámetros de control y envía el ajuste a cada RTU	Agregador	RTU	Señal de control
7	Señal de control	RTU	RTU reenvía la señal al Controlador	RTU	Controlador	Señal de control
8	Señal de control (SSCC)	Controlador	Controlador actúa sobre generador	Controlador	Generador	Parámetro de operación
9	Actualización del parámetro de operación	Generador	Generador verifica y reconoce cambio	Generador	Controlador	Confirmación señal de control
10	Confirmación SSCC	Controlador	Controlador confirma a RTU señal de control	Controlador	RTU	Confirmación señal de control
11	Confirmación SSCC	RTU	RTU confirma a agregador señal de control	RTU	Agregador	Confirmación señal de control
12	Confirmación SSCC	Agregador	Agregador envía la acción de control a ISO/DSO	Agregador	ISO/DSO	Confirmación señal de control
13	Confirmación SSCC	ISO/DSO	ISO/DSO registra y documenta la acción de control	ISO/DSO	ISO/DSO	Confirmación señal de control

Tabla 7: Pasos del caso de uso.

Así, esta capa queda conformada por:

- **Adquisición de datos:** En la adquisición de datos los dispositivos de medición extraen la información del PMGD para luego derivarla a la función concentración de datos. La adquisición de datos ocurre en el dominio DER y en la zona Campo.
- **Concentración de datos:** Esta función tiene por objetivo agrupar el conjunto de datos extraídos de cada PMGD mediante un dispositivo concentrador de datos, en este caso, una RTU. Luego esta información es enviada al agregador, que como función es representado por una VPP. La concentración de datos ocurre en el dominio DER y en la zona de Estación.
- **Virtual Power Plant:** Esta función es la que se encarga del control y monitoreo conjunto de los PMGD. Como se ha mencionado anteriormente está compuesta por una plataforma SCADA como base del sistema, la cual es complementada con diversas ICT, que en el caso de esta Memoria de Título, son sistema de predicción de generación y un sistema de control que permita coordinar SSSC. Además, es la encargada comercial de la venta de energía como conjunto a comercializadores. Interactúa directamente con las funciones de ejecución y confirmación de SSSC, además de la función de concentración de datos. Reside en el dominio de los DER y en la zona de Operación.
- **Servicios Complementarios:** Esta función tiene por objetivo ejecutar las acciones definidas por la VPP para prestar SSSC, ya sea a nivel local o en el punto de interconexión con la red de transmisión. Interactúa con la concentración de datos, que permite ejecutar el control de PMGD. Reside en el dominio DER – Distribución/Transmisión y en la zona de Operación
- **Control PMGD:** Esta función permite ejecutar las órdenes recibidas desde el concentrador de datos para modificar los parámetros de funcionamiento del PMGD. Interactúa evidentemente con el concentrador de datos y con el PMGD. Pertenece al dominio DER y a la zona Campo.
- **Confirmación de SSSC:** Esta función permite confirmar al operador de la red la prestación de un servicio complementario por parte del agregador, con la finalidad de registrar la prestación de un servicio para que posteriormente pueda ser valorizada. Pertenece al dominio DER-Distribución /Transmisión.

6.3.6 Desarrollo de la capa de información

La capa de información describe la información que está siendo usada e intercambiada entre las funciones, servicios y componentes. Dicho de otra forma, para garantizar la interoperabilidad

semántica en la capa de información entre los objetos de información, se requieren modelos de datos canónicos, también llamados estándares de modelos de datos.

Los objetos de información que son intercambiados entre actores derivan de los pasos del caso de uso de la Tabla 6. Como información adicional para el desarrollo de esta capa, se debe recurrir al anexo A, específicamente al anexo técnico que “Definición de Parámetros Técnicos y Operativo para el Envío de Datos al SITR” que establece los protocolos de comunicación para el intercambio de información entre el SITR y los centros de control, ya que estos protocolos tienen su modelo de datos definido (ver anexo B). Por otro lado, se debe recurrir a las hojas de datos de los elementos de medición y del concentrador de datos que contiene la información técnica para definir los modelos de información soportados por cada dispositivo. Todo se resume en la Tabla 8.

Emisor	Receptor	Objeto de información	Modelo de datos
Dispositivo de medición	RTU	Datos SITR	Modbus RTU
RTU	Agregador	Datos SITR	DNP3.0 IEC 60870-5-104
Agregador	ISO/DSO	Datos SITR, Datos pronóstico de generación	ICCP (IEC60870-6)
ISO/DSO	Agregador	Señal de control	ICCP (IEC60870-6)
Agregador	RTU	Señal de control	DNP3.0, IEC 60870-5-104
Controlador	RTU	Confirmación de señal de control	Modbus RTU
RTU	Agregador	Confirmación de señal de control	DNP3.0, IEC 60870-5-104
Agregador	ISO/DSO	Confirmación de señal de control	ICCP (IEC60870-6)

Tabla 8: Objetos de información y modelos de datos

6.3.7 Desarrollo de capa de comunicación

La capa de comunicaciones está destinada a describir los protocolos y mecanismos para el intercambio de información con la finalidad de mantener el criterio de interoperabilidad de los sistemas que se desarrollan. Estos protocolos y mecanismos se identifican en las bases de los objetos de información y de los modelos de datos considerados en la capa de información. Al igual que el caso anterior los protocolos se obtuvieron del anexo técnico “Definición de Parámetros Técnicos y Operativo para el Envío de Datos al SITR” y de la hoja de datos de los elementos de medición, del concentrador de

datos y de lo mencionado en el anexo B, que contiene información de las interfaces de comunicación. Lo anterior se resume en la Tabla 9.

Emisor	Receptor	Protocolo de comunicación/ Interfaz
Dispositivo de medición	RTU	Modbus RTU/RS485 Medida analógica
RTU	Agregador	(DNP3.0 TCP/IP, IEC 60870-5-104) /vía GPRS
Agregador	ISO/DSO	IEC60870-6/ vía Ethernet

Tabla 9: Protocolos e interfaces de comunicación

Dado que el conjunto de datos que recibe el agregador (o centro de control) proviene de distintas unidades de generación, se pueden presentar distintos protocolos de comunicación en el sistema que alberga el centro de control. Debido a esto, se recomienda utilizar una plataforma que permita la interoperabilidad de protocolos. El estándar más utilizado actualmente para este caso es el IEC 62541-5 [26] conocido como Open Platform Communications – Unified Architecture (OPC-UA).

Por otro lado, las “interfaces” de comunicación GPRS, que generalmente están presente en los dispositivos RTU (ver hoja de datos del equipo [38]), cumplen con los requisitos que exige el anexo técnico para mantener una disponibilidad de enlace mayor o igual a 99.5% [27].

6.3.8 Interoperabilidad

Una de las características más destacables con las que cuenta el esquema SGAM es su principio de interoperabilidad. Esta es definida por la IEEE como la capacidad de dos o más sistemas o componentes para intercambiar y/o utilizar la información que está siendo traspasada [45]. Considerando esto como la base del funcionamiento del sistema conceptual propuesto, se debe revisar las características de los equipos propuestos anteriormente, y comprobar que el traspaso de información entre los elementos contiguos en la cadena de operación sea posible. Tal como se muestra en la Tabla 8 y en la Tabla 9 (las cuales derivan de las hojas de datos de los distintos equipos participantes), se puede concluir que existen todas las condiciones técnicas para la implementación de este modelo, ya que existe coherencia en las formas de comunicación y en el modelo de datos que se transmiten entre componentes a lo largo del sistema. Sin embargo, se identifica como una brecha regulatoria, de carácter no técnica, la falta de sistemas de control como requerimiento obligatorio para los proyectos PMGD. Para clarificar el cumplimiento del principio de interoperabilidad, se muestra la Figura 32, la cual ordena los diferentes componentes del sistema dentro de las distintas capas de interoperabilidad.

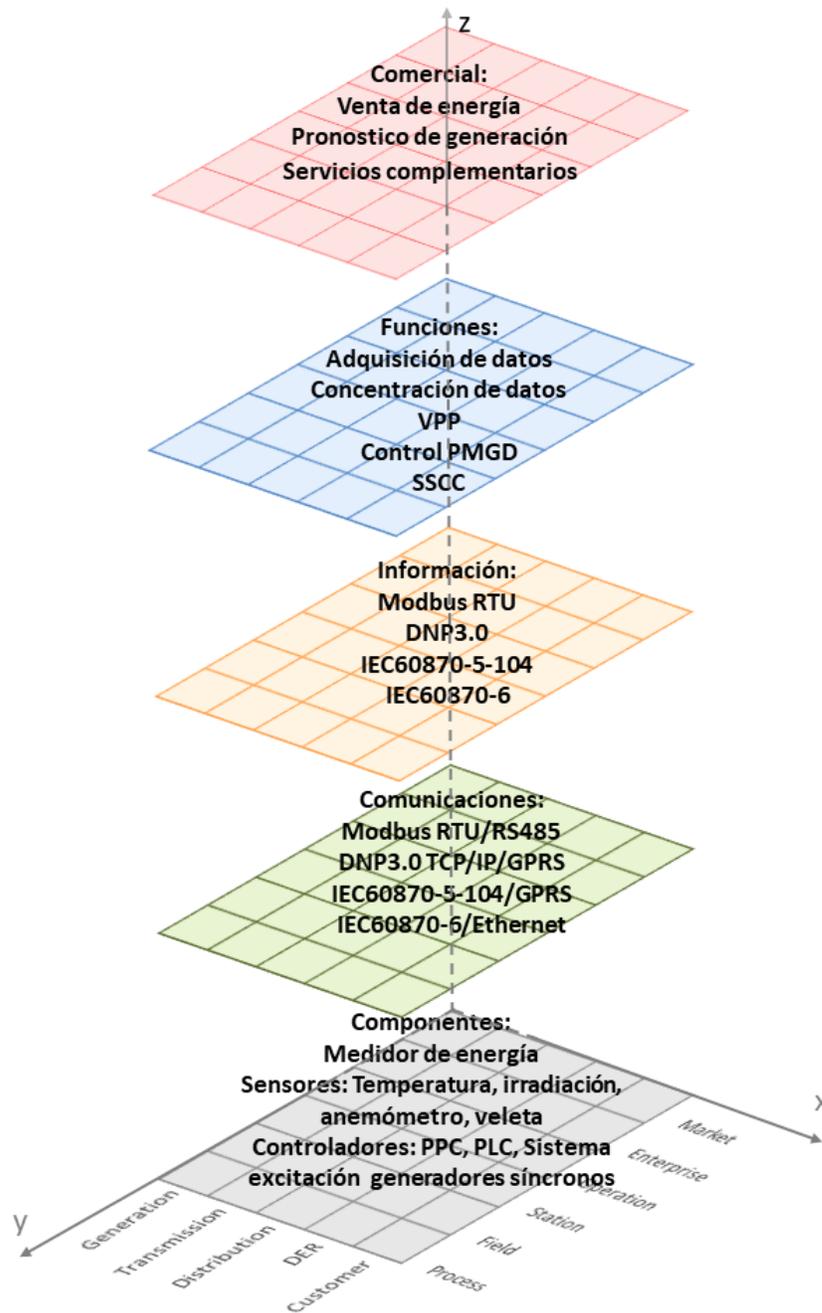


Figura 32: Capas de interoperabilidad para el sistema implementado

6.4 Validación del diseño conceptual

Para validar el diseño conceptual propuesto se utilizó la herramienta SGAM Toolbox, creada para el programa Enterprise Architect (EA), que permite realizar diseños y modelos visuales de sistemas, utilizando como base el Lenguaje Unificado de Modelado (UML). Este lenguaje se usa precisamente para el análisis, el diseño y la implementación de modelos conceptuales, tales como el diseño de software y de procesos complejos dentro de las distintas áreas de la ingeniería. Cabe mencionar, finalmente, que los diagramas que se realizan en lenguaje UML suelen ser la base de la programación orientada objetos. Este tipo de programación resulta ser la base (a su vez) de las nuevas tecnologías y protocolos asociados a las redes inteligentes, como el uso del Common Information Model (CIM) mencionado anteriormente.

En particular, el software Enterprise Architect permite comprobar que los modelos desarrollados dentro de su interfaz cuenten con las siguientes características de validez dentro del lenguaje UML (y la programación orientada a objetos):

- **Elementos:** Clase abstracta (una clase es una plantilla para la creación de objetos de datos de un modelo en particular) sin superclases (o clases de mayor jerarquía dentro del modelo), es decir, se usa como superclase o como clase base dentro del lenguaje UML. Particularmente el software verifica correcta conformación, composición y validez de las propiedades.
- **Relaciones:** Son usadas dentro del lenguaje UML para representar conexión estructural, de comportamiento o agrupación de las cosas incorporadas dentro del modelo. También son conocidas como vínculos, que describen cómo dos o más cosas se pueden relacionar con otras durante la ejecución de un sistema. Las relaciones más utilizadas son Asociación, Dependencia, Generalización y Realización. Particularmente el software verifica correcta conformación y validez de las propiedades.
- **Características:** Representa una característica estructural o conductual de un clasificador (un clasificador es una clase compuesta por muchas clases, que tienen características en común dentro de un modelo en particular). Particularmente el software verifica correcta conformación y validez de las propiedades.

Adicionalmente, se permite verificar la correcta conformación del diagrama y la gestión de requerimientos dentro del lenguaje UML.

Así, y gracias al uso de referencias adjuntas dentro de la extensión SGAM Toolbox, el modelo realizado en Enterprise Architect validó correctamente el uso de cada una de los elementos, relaciones

y características que conforman el modelo implementado. En caso de tener algún error, el software avisa y ubica el punto o la zona que no sigue las normas del lenguaje UML, como puede ser el caso de mal conformación de los elementos, validez de los conectores utilizados, etc. De esta manera el software permite mostrar cómo se comporta el diseño conceptual dentro del esquema SGAM sin la necesidad de una simulación.

Así, SGAM Toolbox permite el desarrollo de sistemas de redes inteligentes tal como se define en [18]. Dado un caso de negocio, se definen los actores y sus funciones fundamentales, lo que permite el desarrollo de las distintas capas de interoperabilidad con las que cuenta el SGAM, visualizando y ubicando dentro del plano Smart Grid los casos de negocio, los componentes, sus funciones, los flujos de información y los respectivos protocolos e interfaces.

Dado que EA es un lenguaje de modelado visual, el sistema queda representado por diversos esquemas, que debido a su extensión se adjuntan en el Anexo D.

La Figura 33 muestra una visión de los componentes, protocolos y flujo de datos dentro del sistema desarrollado en el programa Enterprise Architect. En color verde se puede apreciar la característica bidireccional que presentan los protocolos de comunicación implementados en el sistema, lo que permite realizar control a distancia de los equipos instalados en el lugar donde se emplaza el PMGD. Por otro lado, en color azul, se puede observar los diferentes flujos de información que ocurren en el funcionamiento de la propuesta, estos pueden venir desde el operador de la red hacia los PMGD en el caso de una señal de control, o caso contrario, la información puede fluir desde los PMGD hacia el operador de la red cuando se trata de información relacionada al SITR, confirmación de señal de control y pronósticos de generación. Los recuadros en amarillo representan los modelos de datos ya mencionados y los recuadros rosados los objetos de información que son transmitidos dentro del modelo. Los marcos de línea segmentada azul y rojo separan el diseño en dos zonas: zona remota o zona PMGD, es decir, donde se ubican físicamente los activos de generación; y por otro lado se encuentra la zona base o zona de control y monitoreo, que alberga todo tipo de operaciones relacionadas con la gestión de los activos de generación que participan del esquema.

Por otro lado, cabe recalcar que el diseño a través de la metodología SGAM de por sí es una validación del sistema, ya que el principio de consistencia o interoperabilidad existente entre las diferentes capas que componen el diseño está sustentado por los diversos estándares que se aplican entre estas capas para el caso de uso definido. Por lo tanto, la validación implementada en el software Enterprise Architect está enfocada en una validación del lenguaje UML, es decir, se implementa una visualización del sistema y de los flujos de información que logran intercambiarse entre los distintos

actores, con la finalidad de verificar su cumplimiento y sus respectivas funciones, en el marco de este lenguaje y en la programación orientada a objetos. Además, esta herramienta no solo permite la visualización del sistema, ya que todos los modelos implementados en este software se almacenan y construyen en repositorios muy diversos y detallados, de manera tal que permiten (entre otras cosas) generar códigos a partir de modelos de clase y modelos de comportamiento, simulación del lenguaje SysML en programas como OpenModelica o MATLAB o mover el modelo desarrollado a sistemas de gestión de bases de datos (DBMS).

Finalmente, un requerimiento importante que se debe mencionar y que no forma parte de la validación presentada en este capítulo, es la operación de forma conjunta o de manera agregada de los PMGD. Resulta indispensable que todos los elementos participantes del sistema estén sincronizados a una fuente en común, con la finalidad de mantener un marco de referencia en común para todos los dispositivos de comunicación, y a la vez asegurar la correlación de los datos para los propósitos o fines que el agregador, el operador de la red o cualquier otro agente participante del mercado estime necesario. Este tipo de requerimiento está incluido dentro del Anexo Técnico Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al SITR, donde el Artículo 10 establece que toda información requerida por el Coordinador para ser incluida en el SITR (por lo tanto se incluyen todas las variables que entrega o gestiona el agregador) debe contar con sincronización horaria respecto de una base de tiempo sincronizada mediante GPS, con una exactitud de error máximo no superior a ± 100 [μs], en relación a la Hora Oficial definida para el SITR, la cual establece como referencia la hora UTC-0 (Hora Universal Coordinada menos 0) durante todo el año y sin hacer modificaciones de hora de invierno y de verano.

Standard and Information Object Mapping

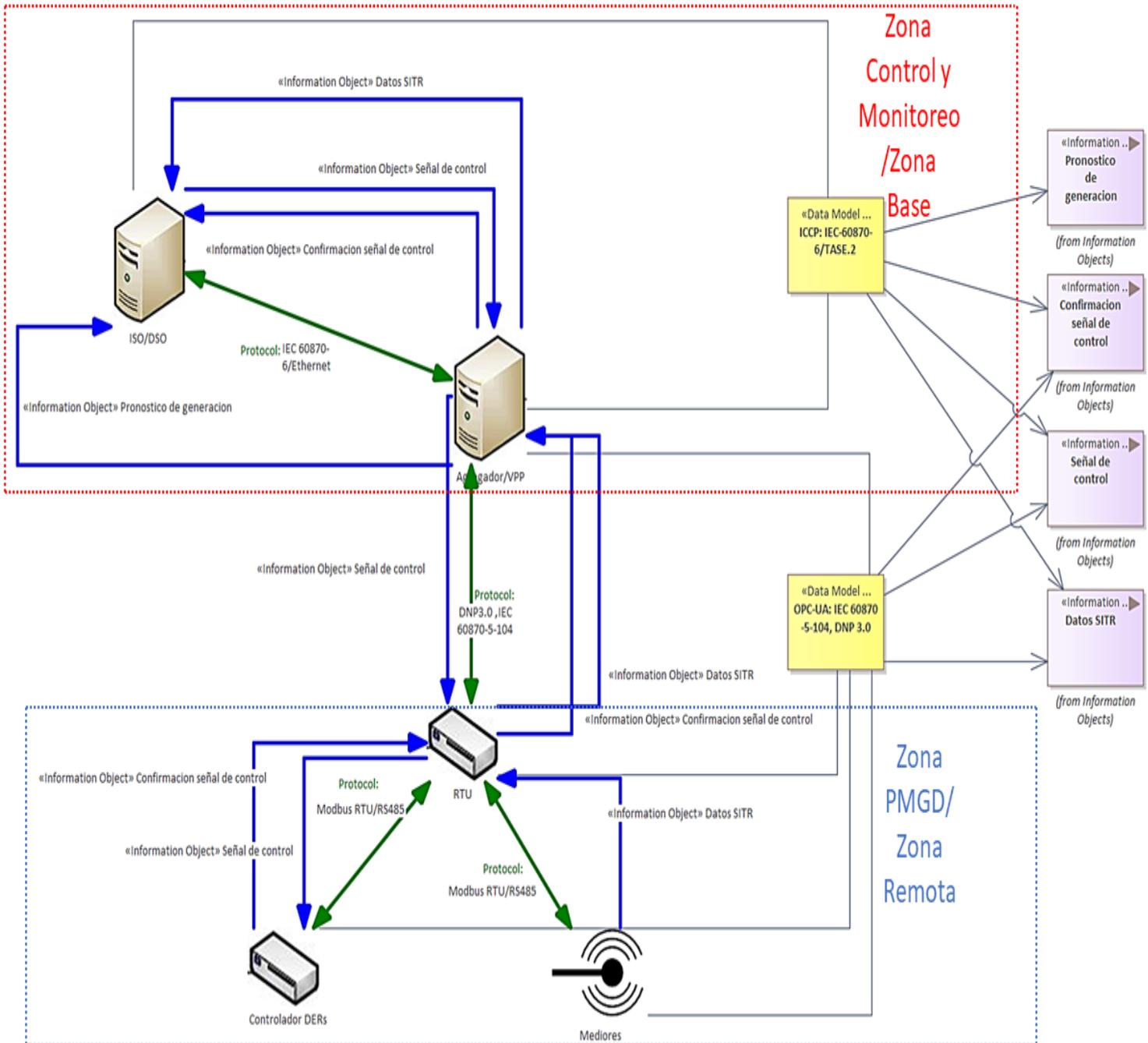


Figura 33: Esquema de flujo de información del caso modelado.

Capítulo 7. Sumario y conclusiones

7.1 Sumario

Este trabajo tiene por objetivo entregar nuevas alternativas de negocio para los proyectos de generación distribuida con mayor predominancia en el país, conocidos bajo el nombre de proyectos PMGD. Para esto realizó una revisión de las actuales características que presentan los recursos energéticos distribuidos (DER) a nivel internacional, con la finalidad de poder complementar el aumento de estos tipos de proyectos dentro del sistema eléctrico nacional con nuevas oportunidades de negocios, que incluyan a las energías renovables de carácter variable y distribuido como una opción viable con miras hacia la descarbonización de la matriz eléctrica nacional. Considerando esto, se aprecia que la figura predominante dentro de los mercados más modernos es la del agregador de DER, por lo que se utiliza esta como referencia para poder plantear nuevas alternativas de negocios a los PMGD. En el caso propuesto para esta MDT, el agregador opera de manera centralizada una unidad virtual, a través de un centro de control y monitoreo compuesto por un conjunto de estas unidades de generación que a su vez tienen carácter renovable: primeramente, la propuesta incluye PMGDs solares, hidráulicos y eólico.

Una vez aclarada la función del agregador en distintos mercados internacionales y algunas propuestas existentes en Chile en cuanto a la generación distribuida, se realizó una breve revisión histórica de la operación y de las unidades de generación que han estado presentes a lo largo de la historia en el sistema eléctrico nacional, hasta llegar a la inclusión de la generación distribuida, donde se revisó en mayor detalle el funcionamiento de los proyectos PMGD bajo la regulación actual, considerando los requerimientos que ayudan a garantizar desarrollo, seguridad y calidad de servicio.

Posteriormente se presentó la metodología SGAM, la cual es usada para el desarrollo de redes inteligentes en diferentes mercados internacionales. Consecuentemente se utilizó esta metodología para el desarrollo del centro de control y monitoreo de los PMGD, bajo la figura del agregador en el mercado eléctrico nacional. Adicionalmente, para el desarrollo, se incluyen diez unidades de generación, ubicadas en la regiones de Ñuble y Bio-Bio, para las cuales se plantea un modo de operación (para venta de energía y servicios complementarios) según las características actuales que presenta el mercado eléctrico nacional, donde además se señalan algunos cambios en la regulación existente, con la finalidad de hacer más eficiente la incorporación de la propuesta como una alternativa real a los desafíos que presenta el sector.

Luego se desarrolló la metodología escogida, donde se lograron definir elementos claves para el desarrollo conceptual de la propuesta, tales como: funciones del agregador, actores participantes, elementos de medición, elementos de control, unidades concentradoras de datos, protocolos e interfaces de comunicación.

Finalmente se implementó la propuesta en un software de modelado visual que permite (entre otras cosas) observar los flujos de información en mayor detalle, además de establecer las bases para la modelación dentro de otros programas, como software de simulación o plataformas para bases de datos.

7.2 Conclusiones

El diseño conceptual realizado durante este trabajo permite a los PMGD beneficiarse de las economías de escala para desarrollar un centro de control y monitoreo que opera de manera centralizada, unificando un conjunto de este tipo de tecnologías para participar en servicios de venta de energía, SSCC y además establecer pronósticos de generación. Un sistema de estas características es conocido en el ámbito internacional como un agregador de recursos energéticos distribuidos.

Para lograr establecer una propuesta de estas características, el diseño conceptual incluye todas las variables de interés, tanto meteorológicas como eléctricas, además de los dispositivos, protocolos e interfaces para capturar, controlar, agrupar y transmitir estas variables, según la normativa vigente en la actual regulación que rige a los agentes Coordinados por el Coordinador Eléctrico Nacional.

Al respecto, y gracias al principio de interoperabilidad con el que cuenta la metodología SGAM, se puede concluir que existen las capacidades técnicas, tanto de las tecnologías participantes como de los actuales mecanismos de control y monitoreo, para implementar una solución de este tipo en el actual Sistema Eléctrico Nacional. De lo anterior también se desprende y concluye que el impedimento actual es de carácter regulatorio, ya que, si aumentan las exigencias de disponibilidad de datos y control de los PMGD, éstas decantarían en utilizar una solución como la propuesta en este trabajo.

En paralelo al desarrollo del esquema SGAM, se presentó una propuesta que incluye la participación de diez de estos proyectos, formados principalmente por energía solar, en segundo lugar, energía hidráulica de pasada y finalmente se contempla un proyecto eólico.

La suma de estos proyectos permite evidenciar el comportamiento que tendría el sistema durante el transcurso del día. Por un lado, se propone un modo de operación para venta de energía, donde se destaca su capacidad de poder inyectar energía durante el horario solar, aunque la variabilidad de los

recursos durante el transcurso del año dificulta la opción real de establecer contratos por concepto de venta de energía con clientes libres o comercializadores, ya que, en periodos con baja irradiación, el agregador debería comprar energía en el mercado spot para suplir su falta de recurso. Una solución al respecto, y que viene impulsada por algunas partes del sector, es el aumento de la granularidad temporal en la determinación de los precios spot. Bajo este esquema, el agregador inyectaría energía directamente en el mercado spot, pero con la diferencia que la alta variación de precios durante el día reflejaría el estado real de la red, quedando a criterio del agregador (y su característica de autodespacho de las unidades) determinar cuál unidad es la más conveniente para despachar. Esto último se puede definir como tarea para trabajos futuros.

Por otro lado, se propone un esquema de operación para la participación de los PMGD en servicios complementarios, particularmente en el Control Secundario de Frecuencia de bajada (CSF-), el cual es llevado a cabo a través del AGC del Coordinador. La propuesta supone que el conjunto de PMGD presta este servicio en la subestación primaria de distribución a la cual está conectado cada conjunto, aunque dado la complejidad y extensión del tema, características tales como el desempeño y la activación son propuestas para trabajos futuros. Respecto a la remuneración que reciben los participantes de SSCC por concepto de costos de oportunidad, se observa que la metodología de pago recientemente implementada divide este en dos partes principalmente: la primera es un valor ofertado por la energía de reserva (energía que se deja de inyectar), el cual se realiza a través de subastas y la segunda es la diferencia entre el costo marginal y los costos variables. Al respecto se observa que esta metodología resulta poco eficiente para la participación de renovables dentro de los servicios, ya que la autoridad ha definido valores representativos por tecnología para el caso del valor ofertado, resultando este valor menor para las energías renovables que para las convencionales. Además, el mecanismo ha elevado el pago al que deben incurrir mensualmente los clientes libres, por lo que se propone como medida para solucionar estos inconvenientes (al igual como lo han hecho especialistas del sector) un pago uniforme por estos servicios, además de un mercado de mediano/largo plazo complementario al existente. Nótese que el esquema actual supone trabas tanto a las renovables de escala utilitaria como a las renovables distribuidas, por lo que las propuestas son de carácter global, no solo para efectos de esta MDT.

La participación de las redes de distribución como una solución real dentro de los desafíos que presenta el sector requiere de mayor participación, tanto de los privados como de la academia y la sociedad en general, por lo que este trabajo se presenta como una primera instancia para aquellos

alumnos de pre y post grado que quieran ahondar en la participación de los PMGD como participantes activos y transversales dentro del mercado eléctrico.

Anexo A. Legislación y normativa vigente

A.1 Decreto Supremo 88

Este decreto está conformado por cuatro títulos principales, los cuales cuentan con sus capítulos, párrafos y artículos, abarcando desde lo más general a lo más específico respectivamente. Los títulos que forman el documento son:

- Título I: Disposiciones generales para medios de generación de pequeña escala.
- Título II: De los pequeños medios de generación distribuidos, de su procedimiento de interconexión, energización y puesta en servicio, de los costos adicionales asociados y de sus exigencias de operación y coordinación.
- Título III: De los pequeños medios de generación, de su procedimiento de interconexión, energización y puesta en servicio, de los costos adicionales asociados y de sus exigencias de operación y coordinación.
- Título IV: De la resolución de controversias.

Para efectos de esta memoria se consideran los primeros dos títulos, con especial énfasis en el Título II, que trata en profundidad los temas relacionados con la operación y coordinación de los PMGD. Considerando esto, del decreto supremo 88 se rescataron los siguientes artículos (o parte de ellos):

- Artículo 1º.- Las disposiciones mencionadas son aplicables a los medios de generación conectados a instalaciones del SEN con excedentes de potencia menores o iguales a 9 MW.
- Artículo 4º.- Los medios de generación de pequeña escala estarán sujetos a la coordinación del CEN o Coordinador.
- Artículo 9º.- Los propietarios u operadores de los Medios de generación de pequeña escala sincronizados a un sistema eléctrico tendrán derecho a vender la energía que evacuen al sistema a costo marginal instantáneo, pudiendo acceder al mecanismo de estabilización de precios y a vender sus Excedentes de Potencia al precio de nudo de la potencia.
- Artículo 10º.- El Coordinador calculará el costo marginal al cual se valorizarán las inyecciones de energía y asignará el precio de los Excedentes de Potencia, ambos, en el punto de referencia

asociado a cada Medio de generación de pequeña escala. El punto de referencia, en el caso de los PMGD será la subestación primaria de distribución más cercana a su Punto de Conexión. Los Excedentes de Potencia del correspondiente Medio de generación de pequeña escala serán valorizados al precio nudo de la potencia de acuerdo con lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 62. Las Empresas Distribuidoras, en el caso de los PMGD, deberán calcular factores de referenciación que permitan llevar la valorización de las inyecciones de energía y potencia desde el punto de referencia al Punto de Conexión del PMGD a la red de distribución, de acuerdo a lo dispuesto en la NTCO. El Coordinador deberá utilizar dichos factores para efectos de la participación de los PMGD en el balance de transferencia de energía y potencia.

- Artículo 11°.- El Coordinador deberá determinar y actualizar, en las oportunidades que defina la normativa vigente, factores que representen adecuadamente las pérdidas en el sistema de transmisión y la topología de dichas redes, para referir los niveles de precios de energía y potencia hasta las barras del sistema que permitan la valorización de las inyecciones de los Medios de generación de pequeña escala.
- Artículo 12°.- Todo propietario u operador de un Medio de generación de pequeña escala incluido en los balances de transferencia de energía y potencia, o que en el futuro se interconecte al sistema eléctrico, deberá optar por vender la energía que inyecte al sistema al costo marginal instantáneo o por un régimen de precio estabilizado. El periodo mínimo de permanencia en cada régimen será de cuatro años y la opción de cambio de régimen deberá ser comunicada al Coordinador al menos con seis meses de antelación.
- Artículo 14°.- Para el caso de los Medios de generación de pequeña escala que se encuentren acogidos al régimen de precio estabilizado, la diferencia entre la valorización de las inyecciones del Medio de generación de pequeña escala a precio estabilizado y al costo marginal correspondiente, será asignada por el Coordinador a prorrata de los retiros de energía del sistema eléctrico, entre quienes efectúen retiros, en conformidad con la normativa vigente.
- Artículo 17°.- Los precios estabilizados a los que se refiere el Artículo 9° del presente reglamento serán fijados por el Ministerio de Energía, mediante decreto expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", previo informe técnico de la Comisión y regirán a partir de su publicación en el Diario Oficial. El decreto recién señalado deberá dictarse tres meses después de la dictación de los decretos que fijan los Precios de Nudo de Corto Plazo de acuerdo con el artículo 171° de la Ley, el que deberá contener las respectivas fórmulas de indexación.

- Artículo 27°.- Los Medios de generación de pequeña escala deberán contar con los equipos de medida y facturación suficientes que permitan registrar las lecturas de energía y potencia suministradas y retiradas del sistema, así como con los medios de comunicación necesarios para reportar dicha información al Coordinador y a las Empresas Distribuidoras, según corresponda, de acuerdo a lo exigido en la normativa vigente.
- Artículo 28°.- Para efectos del balance de transferencia de energía y potencia, el Coordinador deberá referir las inyecciones de energía y potencia de un Medio de generación de pequeña escala a su correspondiente punto de referencia de acuerdo a lo establecido en el inciso primero del Artículo 10° del presente reglamento.
- Artículo 30°.- Los Medios de generación de pequeña escala que hagan uso de las instalaciones de una Empresa Distribuidora para dar suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios ubicados dentro de la zona de concesión de una Empresa Distribuidora, deberán pagar un peaje de distribución.
- Artículo 36°.- Un PMGD conectado a las instalaciones de una Empresa Distribuidora, mediante una línea propia o a través de líneas de un tercero adquiere la calidad de usuario de la red de distribución a la cual se conecta y le serán aplicables los derechos y obligaciones a que se refiere el presente reglamento y la normativa aplicable.
- Artículo 42°.- Los procedimientos, metodologías y requisitos técnicos para la conexión y operación de los PMGD serán establecidos en la NTCO.
- Artículo 85°.- Considerando un uso eficiente de la red, la Empresa Distribuidora deberá calcular un valor de capacidad instalada y un valor de capacidad de inyecciones máximas en el Punto de Conexión a la red de distribución cuando deba emitir un ICC, sobre los cuales se requerirán realizar estudios de conexión más detallados.
- Artículo 86°.- En caso de que la capacidad instalada del PMGD informada en la SCR sea menor o igual a la capacidad del empalme al cual se conecta y a la Capacidad Instalada para Conexión Expositiva, y la capacidad de inyección del mismo sea menor o igual a la Capacidad de Inyección para Conexión Expositiva, se considerará que el PMGD clasifica como de impacto no significativo, pudiendo conectarse mediante un Proceso de Conexión Expositivo.
- Artículo 87°.- La Empresa Distribuidora será la responsable de monitorear que el límite a la capacidad de inyección del PMGD no sea sobrepasado en conformidad a la normativa técnica vigente, debiendo ésta notificar a la Superintendencia cuando esto ocurra.

- Artículo 88°.- En caso de que los estudios de conexión advirtieran de una posible congestión en las instalaciones de transmisión conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución asociada al Punto de Conexión del PMGD, la capacidad de inyección del PMGD en estudio deberá ser limitada para no provocar dicha congestión de forma de permitir su conexión y operación en la red de distribución. Dicha restricción deberá quedar consignada en el ICC y será condición obligatoria de operación para permitir la conexión del PMGD a la red de distribución.
- Artículo 92°.- Para el tratamiento de las pérdidas de energía y potencia asociadas a la operación del PMGD, la Empresa Distribuidora deberá utilizar los factores de referenciación mencionados en el inciso tercero del Artículo 10° del presente reglamento.
- Artículo 93°.- Todo PMGD operará con Autodespacho. Lo anterior implica que el propietario u operador del respectivo PMGD será el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar en la red de distribución en la cual está conectado. Sin perjuicio de lo anterior, el propietario u operador del PMGD podrá acordar con la Empresa Distribuidora la limitación horaria de sus inyecciones de energía y potencia para entrar en operación con anterioridad a que las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes estén totalmente ejecutados, en conformidad a la normativa vigente. Dicha limitación deberá ser establecida durante la realización de los estudios de conexión.

Para los efectos de la programación de la operación global del sistema eléctrico, así como de la determinación de las correspondientes transferencias entre generadores, el propietario u operador de un PMGD deberá coordinar dicha operación tanto con la Empresa Distribuidora como con el Coordinador, de acuerdo a lo señalado en el presente capítulo y demás normativa vigente.

- Artículo 94°.- Sin perjuicio de la calidad de Coordinado y la operación con Autodespacho según lo establecido en el artículo anterior, la coordinación técnica a efectos de resguardar la seguridad y calidad de servicio en las redes de distribución se efectuará entre el PMGD y la Empresa Distribuidora, en tanto que el Coordinador deberá coordinar con el propietario de la subestación primaria de distribución el adecuado cumplimiento de las disposiciones técnicas señaladas en la normativa correspondiente. Lo anterior no obsta a la facultad del Coordinador de requerir toda la información y medidas necesarias al propietario u operador de un PMGD en los términos establecidos en la normativa vigente, con el objeto de cumplir la adecuada coordinación del sistema eléctrico según lo establecido en el artículo 72°-1 de la Ley.

Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador deberá considerar a los PMGD para efectos de la programación de la operación.

Las Empresas Distribuidoras deberán implementar los procedimientos y metodologías que sean necesarios para la normal operación de un PMGD, considerando los criterios establecidos en el presente reglamento y en la NTCO. Los procedimientos y metodologías aquí señaladas serán de público acceso.

El propietario u operador de un PMGD deberá en todo momento acatar las instrucciones de la Empresa Distribuidora que estén destinadas a resguardar la calidad y seguridad del servicio de la red de distribución, en los tiempos y condiciones establecidas por la Empresa Distribuidora, en los procedimientos y metodologías señalados en el inciso anterior.

- Artículo 95°.- Todo PMGD deberá coordinar la operación e intervención de sus instalaciones con la Empresa Distribuidora, de acuerdo a lo señalado en el presente reglamento y la normativa vigente.
- Artículo 96°.- Todo PMGD deberá contar con los medios de comunicación que permitan al Coordinador conocer su estado de operación, obtener la información de las inyecciones y consumos de energía y potencia que el PMGD realice a través del Punto de Conexión con la red de distribución y toda la información relevante relacionada con el PMGD para la programación y operación del sistema eléctrico. Las comunicaciones entre el propietario u operador del PMGD y la Empresa Distribuidora deberán ser remitidas al Coordinador por ésta última, en los plazos y formatos que para ello establezca la norma técnica respectiva.
- Artículo 97°.- El Coordinador deberá, para efectos de la planificación del sistema eléctrico, suministrar a las respectivas Empresas Distribuidoras y a la Comisión un informe anual sobre las estadísticas de operación de los PMGD que se encuentran operando en el sistema eléctrico y un pronóstico de la operación mensual de los mismos para los siguientes doce meses.
- Artículo 98°.- Sin perjuicio de lo señalado en el artículo anterior, para efectos de la planificación del sistema eléctrico, los propietarios u operadores de los PMGD que no hayan sido clasificados como de impacto no significativo, deberán suministrar al Coordinador un informe anual sobre sus proyecciones de operación mensual para los siguientes doce meses.
- Artículo 99°.- A más tardar, el día 25 de cada mes o el día hábil siguiente, el propietario u operador de un PMGD, deberá enviar un informe de su operación mensual a la Empresa Distribuidora y al Coordinador, en el cual señale su disponibilidad de excedentes esperados para el mes siguiente de acuerdo a lo que establezca la normativa vigente. El Coordinador

deberá considerar la información del informe de operación mensual enviado por el PMGD en la programación de la operación del sistema para el siguiente mes y la elaboración del pronóstico centralizado de generación renovable con recursos primarios variables, refiriendo los aportes del PMGD al punto de referencia asociado a éste según se define en el Artículo 10° del presente reglamento.

Una vez finalizado cada mes, el Coordinador podrá solicitar al propietario u operador del PMGD un informe en el cual se justifiquen las desviaciones producidas entre la operación esperada y la operación real.

Los PMGD que sean clasificados como de impacto no significativo según lo establecido en el Artículo 86° del presente reglamento, quedarán exentos de las obligaciones de elaborar un informe de su operación mensual e informar las desviaciones de su operación prevista, según se establece en el inciso primero y tercero del presente artículo, a menos que el Coordinador le solicite su cumplimiento por razones de seguridad operacional del sistema eléctrico. Dicho requerimiento deberá estar acompañado por un estudio que lo justifique por parte del Coordinador.

- Artículo 100°.- El propietario u operador de un PMGD deberá informar a la Empresa Distribuidora el plan de mantenimiento del respectivo PMGD, para el siguiente año calendario.
- Artículo 102°.- Ante la ocurrencia de contingencias que pongan en riesgo la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador podrá establecer medidas a adoptar por las Empresas Distribuidoras y los propietarios u operadores de los PMGD conectados a las redes de distribución.
- Artículo 103°.- Respecto de las condiciones de operación de un PMGD destinadas a resguardar las exigencias de seguridad y calidad de servicio, la NTCO establecerá al menos, lo siguiente:
 - a) Las condiciones de operación de un PMGD en caso de fallas o labores de mantenimiento a nivel sistémico o en la red de distribución a la cual se encuentre conectado.
 - b) Las variaciones de tensión máximas en la Zona Adyacente asociada al PMGD en caso de conexión o desconexión de éste.
 - c) Las magnitudes, variaciones u holguras de tensión permitidas en la Zona Adyacente asociada al PMGD.
 - d) Los índices de severidad de parpadeo o "flicker" y de contaminación por inyección de corrientes armónicas a la red, originados por los PMGD.

- e) Las exigencias respecto a la compensación de reactivos asociada a un PMGD, la cual deberá ser consistente con la banda de regulación de tensión establecida en la NTCO para la Zona Adyacente respectiva.

A.2. Cálculo precio estabilizado

Tal como se definió en un principio en el Decreto Supremo n°244, los proyectos PMGD tienen la posibilidad de acceder a mecanismos de estabilización de precios. Esto se hizo con la finalidad de distanciar a estos proyectos del mercado spot y ofrecer estabilidad para la inversión en generación.

Hasta antes de la publicación del DS 88 el precio estabilizado era definido como el precio de nudo de corto plazo de la energía (PNCP), el cual es determinado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) semestralmente. Este mecanismo impulsó considerablemente el crecimiento del parque generación a nivel distribuido (principalmente para la tecnología fotovoltaica) logrando alcanzar más de 1.3GW de capacidad total instalada a marzo de 2021 en tecnologías PMGD.

Con la publicación del Decreto Supremo n°88, el mecanismo de cálculo de precio de precio estabilizado cambió, dando paso a un esquema de precios de bandas horarias (manteniendo la base del cálculo del PNCP), con seis bloques de cuatro horas cada uno, lo que supone una baja en el precio de la energía durante las horas del día respecto del antiguo cálculo, que establecía un precio único.

Ahora bien, el mecanismo de estabilización genera una distorsión en el mercado spot, la que debe ser absorbida por algún agente del mercado. Según lo establecido en el antiguo DS 244 y en el actual DS 88, la diferencia entre el precio estabilizado y el costo marginal significa un beneficio para los PMGD en caso de que el precio estabilizado sea mayor al costo marginal; y en caso contrario, es decir si el costo marginal resulta mayor al precio estabilizado, significa un beneficio para los generadores del mercado spot.

A.3 Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de media tensión (NTCO-PMGD).

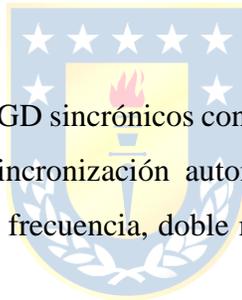
Esta norma técnica tiene (NT) por finalidad establecer los procedimientos, metodologías y demás exigencias para la conexión y operación de los PMGD en redes de media tensión de empresas distribuidoras. La norma técnica considera:

- a) La terminología y marco ordenador de carácter técnico para su aplicación;
- b) Procedimientos de conexión y Entrada en Operación de un PMGD;

- c) Exigencias técnicas para la conexión y operación de un PMGD;
- d) Exigencias técnicas para pruebas de conexión de un PMGD; y
- e) Metodología de cálculo del Factor de Referenciación.

Para el propósito de esta Memoria de Título se hace énfasis en el Capítulo N°4: Exigencias Técnicas para la conexión al sistema de distribución, del cual se rescata lo siguiente:

- Artículo 4-2.- Las exigencias establecidas en la NT deben cumplirse en el punto de conexión, aunque los equipos mismos estén en otro lugar.
- Artículo 4-6.- Se debe contar con sistemas de respaldo
- Artículo 4-7.- Se debe contar con un interruptor de acoplamiento.
- Artículo 4-8.- El PMGD debe contar con equipamiento mínimo, ordenado desde el sistema distribución hacia las unidades generadoras:
 - a. Desconectador.
 - b. Equipamiento de medida.
 - c. Protección RI.
 - d. Interruptor de Acoplamiento.
- Artículo 4-12.- En el caso de PMGD sincrónicos conectados a la red de media tensión, se debe contar con un dispositivo de sincronización automático y con equipamiento de medida, consistente en doble medidor de frecuencia, doble medidor de tensión y medidor de tensión de secuencia cero.
- Artículo 4-14.- Los PMGD deben incorporar un sistema de medidas de acuerdo a lo dispuesto en el Título “Sistema de Medidas de Transferencias Económicas” de la NTSyCS vigente.
- Artículo 4-15.- Los PMGD con potencia instalada menor o igual a 1.5 MW pueden implementar sistemas de medidas especiales, detalladas en la NT.
- Artículo 4-22.- Un PMGD no deberá regular activamente la tensión en el Punto de Conexión. En el caso en que la empresa respectiva necesite que el PMGD regule tensión, este servicio deberá ser acordado por las partes referidas. La elevación de tensión originada por los PMGD que operan en una Red de Media Tensión de un SD no debe exceder, en el Punto de Conexión asociado a cada uno de ellos, el 6% de la tensión existente sin dicha inyección, lo cual deberá ser comprobado mediante estudios de flujo de potencia.
- Artículo 4-25.- La compensación de reactivos asociada a un PMGD deberá ser consistente con la banda de regulación de tensión establecida en la presente NT para el punto de repercusión respectivo. Cuando se requiera instalar compensación, se deberá acordar con la Empresa



Distribuidora la potencia, conexión y forma de control de ella. Si la potencia reactiva inyectada por el PMGD presenta oscilaciones que generan variaciones superiores o iguales al 5% de la Tensión de Suministro en el punto repercusión asociado, la compensación de reactivos deberá ser regulada automáticamente.

- Artículo 4-29.- El PMGD debe contar con un sistema de desconexión por tensión, bajo un tiempo de despeje según el rango de tensión que especifica la NT.
- Artículo 4-30.- El PMGD debe contar con un sistema de desconexión por frecuencia, bajo un tiempo de despeje según el rango de frecuencia que especifica la NT.
- Artículo 4-31.-El PMGD debe contar con protección contra pérdida del sincronismo.
- Artículo 4-32.- Los PMGD podrán reconectarse automáticamente al sistema de distribución solo si la tensión y la frecuencia de la red están dentro de los rangos establecidos, diferenciándose entre redes urbanas y redes rurales, según especifica la NT.
- Artículo 4-33.- Un PMGD y su Instalación de Conexión no deberán inyectar una corriente continua superior al 1% del valor de la corriente nominal en el Punto de Conexión.
- Artículo 4-34.- El PMGD no deberá crear una severidad de Parpadeo molesta para otros usuarios del SD. Lo anterior se medirá conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.
- Artículo 4-35.- Las corrientes y tensiones armónicas generadas por el(los) inversor(es) o convertidor(es) de frecuencia que formen parte de un PMGD deberán cumplir con los estándares definidos en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, así como para la operación del PMGD, las corrientes y tensiones armónicas inyectadas en el punto de conexión no deben superar los límites establecidos en la NT.
- Artículo 4-36.- El PMGD puede operar en isla dentro de instalaciones compartidas y con la empresa distribuidora, bajo ciertas condiciones que garanticen la seguridad del sistema de distribución.

A.4.Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

Según lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, la presente Norma Técnica tiene por objetivo general establecer las exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio de los sistemas interconectados.

La presente Norma Técnica contempla los siguientes contenidos:

1. Terminología y Exigencias Generales;

2. Funciones, Atribuciones y Obligaciones del Coordinador y de los Coordinados;
3. Exigencias Mínimas para el Diseño de las Instalaciones;
4. Exigencias Mínimas para los Sistemas de Información y Comunicación;
5. Estándares de Seguridad y Calidad de Servicio en la Operación;
6. Estudios para la Programación de la Seguridad y Calidad de Servicio;
7. Gestión de la Seguridad y Calidad de Servicio;
8. Habilitación y Monitoreo de las Instalaciones;
9. Información Técnica del Sistema Interconectado;
10. Disposiciones Transitorias; y
11. Anexos Técnicos.

Para fines de esta memoria de título se hace énfasis en el Capítulo 4: Exigencias mínimas para sistemas de información y comunicación, ya que es aquí donde se definen las exigencias mínimas en materia de equipamientos de medición y adquisición de datos, sistemas de comunicación, sistemas de información y control.

Las disposiciones que se presentan este capítulo comprenden los siguientes sistemas:

- a) Sistema de Información en Tiempo Real (SITR).
- b) Sistema de Comunicación de Voz Operativa.
- c) Sistema de Monitoreo.
- d) Sistema de Medidas de Transferencias Económicas.

Según lo definido en este capítulo, se destaca:

- Artículo 4-3.- Se debe disponer en todo momento de los servicios de telecomunicaciones para los SITR, Sistema de Comunicación de Voz Operativa, Sistema de Monitoreo y Sistema de Medidas de Transferencias Económicas. Además de respaldo en el equipamiento en las comunicaciones de datos y de voz operativas.
- Artículo 4-4.- Los Coordinados deberán suministrar al Coordinador toda la información en Tiempo Real que éste considere necesaria para efectos de una adecuada coordinación de la operación en Tiempo Real del SI. Para esto los Coordinados deberán disponer del equipamiento necesario que les permita establecer el enlace en Tiempo Real entre los equipamientos informáticos de sus centros de control y el centro de control del Coordinador.
- Artículo 4-5.- Los servicios señalados en el artículo precedente, podrán ser satisfechos en forma individual o en forma colectiva con otros Coordinados. La característica de los enlaces respectivos será definida por el Coordinador de acuerdo a lo establecido en el Anexo Técnico (AT).

- Artículo 4-6.- Los Coordinados serán los responsables del correcto funcionamiento y mantenimiento de los sistemas de comunicación, además de las pautas de disponibilidad y calidad establecidas.
- Artículo 4-7.-El equipamiento utilizado en el SITR, se deberán instalar equipos con al menos una precisión Clase 2 ANSI, esto es 2% de error.
- Artículo 4-10.- Los Coordinados tienen por obligación poner a disposición del Coordinador toda la información requerida con la disponibilidad y calidad establecida, independiente de la participación de terceros y/o agrupamientos motivados en la utilización de un medio común de comunicaciones.
- Artículo 4-11.- El conjunto de parámetros técnicos y operativos que debe transmitir cada Coordinado al Coordinador son definidos en el AT "Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el envío de Datos al SITR".
- Artículo 4-12.- El equipamiento que deben disponer los Coordinados para establecer el enlace de datos con el Coordinador deberá garantizar una disponibilidad de la información mayor o igual a 99,5%.
- Artículo 4-13.- Los Coordinados deben asegurar que sus instalaciones, equipamiento informático, sistema de comunicaciones, entre otros, utilizados para la transmisión en tiempo real con el coordinador, disponen del respaldo de alimentación para evitar interrupción en la comunicación en caso de interrupción del suministro eléctrico.
- Artículo 4-14.- Los Coordinados deberán entregar las mediciones que determine el Coordinador para cumplir con un nivel de redundancia que permita verificar su certidumbre mediante un estimador de estado y configurar una base de datos de tiempo real.
- Artículo 4-15.- La selección de alarma y los agrupamientos a realizar para su transmisión desde los Coordinados al centro del Coordinador serán acordados entre el Coordinador y cada Coordinado de acuerdo a las características de los equipos de protección y maniobra.
- Artículo 4-16.-La información requerida para el SITR debe contar con sincronización horaria, para lo cual será transmitida desde las instalaciones de los Coordinados con la Hora Oficial de ocurrencia de cada evento, con un error máximo de +100 [µs] respecto de un reloj patrón, que será la señal GPS ajustada a la Hora Oficial. Los datos que se integren a la base de datos del Coordinador deberán registrarse con un retardo no superior a 5 segundos contados desde su ocurrencia. Para cambios de estado, estos deberán ser enviados con su estampa de tiempo, usando la versión adecuada del protocolo de comunicación.

- Artículo 4-17.- El Coordinador deberá supervisar y verificar permanentemente la prestación de SSCC, a través de los recursos de medición, registros y señales básicas que establece la presente NT, la NT SSCC y otros que establezca el Coordinador.
- Artículo 4-19.- Las comunicaciones a través del canal de voz, serán consideradas oficiales, por lo que las indicaciones, decisiones y órdenes serán grabadas y reconocidas como tales por los Coordinados.
- Artículo 4-20.- La marca de tiempo de las comunicaciones grabadas en el centro de control deberá contar con la debida sincronización horaria establecida en el Artículo 4-16, con un error máximo de ± 1 segundo.
- Artículo 4-21.- El Coordinador y los Centros de Control tendrán la responsabilidad de conservar el archivo de las comunicaciones del canal de voz por un período mínimo de 6 meses. Este archivo deberá estar disponible para consulta de los Coordinados y los Centros de Control.
- Artículo 4-22.- Los Coordinados deben informar la nómina de su personal autorizado a comunicarse con el Centro de Despacho y Control del Coordinador.
- Artículo 4-24.- El equipamiento que deben disponer los Coordinados para establecer las comunicaciones de voz operativas deberá disponer de las redundancias y respaldos necesarios que garantice una disponibilidad de 99,5% medida en una ventana móvil de 12 meses. Frente a contingencias que afecten a los sistemas de comunicación, se deberá contar con a lo menos un teléfono digital.
- Artículo 4-29.- Los coordinados deberán disponer de sistemas de medidas de transferencias económicas dedicados exclusivamente para tal función además del resguardo necesario que garantice la invulnerabilidad de los sistemas. Los medidores de energía deben cumplir con el índice de clase de precisión del 0,2%. Los errores máximos para los transformadores de medida deben ser de Clase 0,2%, para los Equipos Contactos de Medida deben ser de 0,3% y la tolerancia máxima del error de los cableados debe ser del 0,2%.
- Artículo 4-30.- Las medidas requeridas para las transferencias económicas deben contar con la debida sincronización horaria mediante GPS en el Equipo de Medida ya sea en forma local o vía remota mediante protocolo NTP o IRIG-B.

A.5. Anexo Técnico Definición de Parámetros Técnicos y operativos para el Envío de Datos al SITR.

El objetivo de este Anexo Técnico es establecer los parámetros técnicos y operativos para el envío de datos que cada Coordinado debe transmitir al Sistema de Información en Tiempo Real (SITR) del Coordinador, definiendo especificaciones mínimas de la calidad de las medidas, estampa de tiempo, y los enlaces y protocolos de comunicación.

A Continuación, se presenta un resumen de los artículos que aborda la NT. Cabe mencionar que los datos técnicos más importantes se mencionan en el capítulo de funcionamiento de PMGD.

- Artículo 2.- Respecto de los PMGD, el coordinador podrá aplicar exigencias distintas de acuerdo a su calidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios técnicos. En particular, podrá limitar las señales que deban enviar al SITR y establecer exigencias de disponibilidad o calidad diferenciadas. El Coordinador deberá eximir de la incorporación al SITR a aquellos que no causen impacto alguno a la seguridad y calidad de servicio.
- Artículo 6.- La comunicación desde las instalaciones de los Coordinados hacia el SITR del Coordinador, solo se podrán efectuar mediante alguno de los siguientes protocolos:
 - ICCP: De acuerdo a lo definido por el estándar IEC-60870-6/TASE.2.
 - DNP 3.0 TCP/IP: Protocolo de comunicación que puede ser usado por un CC o por un Coordinado para transmitir un número menor de variables al SITR de Coordinador.
 - IEC 60870-5-104: Protocolo de comunicación que puede ser usado por un CC o por un Coordinado, para transmitir un número menor de variables al SITR del Coordinador.
- Artículo 8.- Los enlaces que se implementen deberán cumplir con requerimientos de redundancia, de ancho de banda, mecanismos de seguridad y respaldo de alimentación.
- Artículo 9.- Los PMGD que deban incorporarse al SITR, deberán implementar un enlace de comunicación hacia el sistema de comunicación de la Empresa Distribuidora correspondiente, de manera que esta última realice la comunicación con el SITR del Coordinador.
- Artículo 11.- Las variables que se integren a la base de datos del SITR deberán registrarse con un retardo no superior a 5 segundos contados desde el momento de su ocurrencia.
- Artículo 12.- La adquisición de datos analógicos en terreno debe realizarse con un periodo de muestreo inferior o igual a 2 [s]. El registro y envío de datos digitales o estados al SITR, deberá realizarse por excepción, es decir, toda vez que cambie su estado.

- Artículo 13.- La banda muerta para la adquisición de aquellos datos analógicos cuya información sea enviada por excepción, no podrá exceder en porcentaje, a la mitad de su clase de precisión, aplicado sobre el valor mayor de la variable medida. Las medidas de las variables de frecuencia (en Hertz), deberán disponer de una banda muerta no mayor al 0,02%. Los conversores analógicos-digitales de los equipos de adquisición de datos deberán medir con una resolución mínima de 16 bits, incluido el signo, y deberán ser registradas e informadas con la misma resolución con que fueron medidas.
- Artículo 14.- Los datos transmitidos deberán incluir información respecto al origen (dato de campo/ingreso manual) y condición de validez (dato válido/dato no válido/validez estampa de tiempo de variables digitales) de la información enviada. Se considerará que un dato no es válido cuando es mayor que el doble del valor máximo de la variable o ante una falla en los equipis de adquisición.
- Artículo 18.- Especifica las variables de instalaciones de generación, las cuales se abordan en el capítulo funcionamiento de PMGD.
- Artículo 19.- Especifica las variables para parques eólicos y solares, las cuales se abordan en el capítulo funcionamiento de PMGD.
- Artículo 22.- Especifica aspectos relacionados con las variables EDAC, EDAG, ERAG y otros automatismos. Estado (Habilitado/deshabilitado), valor de potencia (reducir/desconectar/desprender), estado de interruptores (abierto/cerrado), estado de la operación del escalón de carga o escalón de generación, estado en servicio/fuera de servicio.
- Artículo 23.- Variables que permitan la operación del AGC del SI:
 - a. Valor de potencia activa neta de la instalación.
 - b. Valor de potencia activa bruta de la instalación.
 - c. Valor de potencia reactiva de la instalación.
 - d. Estado modo de control (Local/Remoto) de cada instalación o conjunto de instalaciones: Este estado indica que la instalación o conjunto de instalaciones está bajo control del AGC del Coordinador cuando tiene el estado Remoto o que el control lo está ejerciendo la instalación cuando está en modo local.
 - e. Estado del interruptor de la instalación: Corresponde al estado en servicio o fuera de servicio de cada instalación.
 - f. Valor de la frecuencia de la instalación.

- g. Valores de límites máximo y mínimo de la potencia activa disponible para regulación de la instalación o conjunto de instalaciones.
 - h. Valores de límites máximo y mínimo de generación de potencia activa disponible para regulación de la instalación o conjunto de instalaciones.
 - i. Valores de las tasas de carga para subir y para bajar de cada instalación o conjunto de instalaciones.
 - j. Valor de consigna feedback del set-point de la instalación o conjunto de instalaciones: Corresponde al valor de feedback de set point que cada instalación o conjunto de instalaciones debe informar en tiempo real al SITR del Coordinador. Dicho valor debe corresponder al valor de set point enviado por el AGC a cada instalación o conjunto de instalaciones.
 - k. Estado del tipo de control (grupo/individual) de un conjunto de instalaciones: Corresponde al estado del tipo de control de un conjunto de instalaciones donde sea posible el control por grupo y el control individual. Adicionalmente, se requiere que la central informe la condición de la operación combinada de sus unidades generadoras, grupo e individual.
 - l. Estado de operación de ciclos combinados: Para los ciclos combinados, el Coordinador solicitará al Coordinado el envío de variables que permita identificar la configuración que está en operación, ciclo abierto, medio ciclo, ciclo cerrado, etc.
- Artículo 26.- Alarmas para generadores y auto productores.
De acuerdo con el criterio establecido en el artículo precedente, a continuación, se indican las alarmas generales de los equipos pertenecientes a instalaciones del SI que podrá solicitar el Coordinador para ser enviados al SITR del Coordinador:
 - a. Cambios de Estados Local/Remoto:
 - i. Cambio de Estado de Operación Local/Remoto (para subestaciones).
 - ii. Cambio de Estado de Operación Local/Remoto (para interruptores del Sistema de Transmisión Nacional)
 - f. Alarmas para generadores y autoprodutores:
 - i. Alarmas para unidades generadoras.
 - Unidad detenida (D).
 - Secuencia de partida en curso.

- Unidad en giro desexcitada (86V).
- Unidad excitada lista para sincronizar (E).
- Unidad en servicio (S).
- Unidad F/S Detención Normal.
- Unidad F/S Detención Falla Mecánica (86D).
- Unidad F/S Detención Falla Eléctrica (86U).
- Disparo protecciones principales.
- Disparo protección de respaldo.
- Parada parcial del generador.
- Disparo por pérdida de servicios auxiliares.

g. Automatismos:

i. Alarmas para EDAC:

- Cambio de estado de cada Escalón de Carga del EDAC (Habilitado/Deshabilitado).
- Cambio de estado del Esquema EDAC. (En servicio/Fuera de servicio).
- Cambio de estado de Operación de cada Escalón de Carga del EDAC.

ii. Alarmas para EDAG:

- Cambio de estado del EDAG para cada unidad generadora (Habilitado/Deshabilitado)
- Cambio de estado del Esquema EDAG (Fuera de servicio/En servicio)
- Cambio de estado de Operación del esquema EDAG, por cada unidad generadora.

iii. Alarmas para ERAG:

- Cambio de estado del ERAG para cada unidad generadora (Habilitado/Deshabilitado)
- Cambio de estado del Esquema ERAG (Fuera de servicio/En servicio)
- Cambio de estado de Operación del Esquema EDAG, por cada unidad generadora

iv. Alarmas para sistemas de comunicación:

- Falla en RTU.

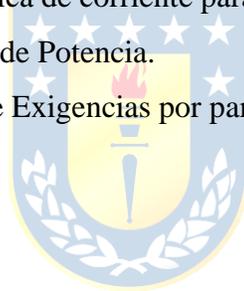
A.6 Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.

Esta Norma Técnica tiene como objetivo principal establecer las exigencias y estándares de Calidad de Servicio para los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. Esto involucra a las empresas distribuidoras respecto a calidad de producto, calidad de suministro y calidad comercial; y además a

los equipos e instalaciones de los usuarios, respecto a exigencias y estándares de la calidad del producto.

Debido a su complejidad y extensión, para efectos de esta Memoria de Título solo se realizó mención de las variables relacionadas con la calidad del producto, ya que es en esta categoría donde se ubican los proyectos PMGD y su influencia en las redes de distribución. Considerando lo mencionado anteriormente, la NT establece criterios para:

- Artículo 3-1.- Regulación de Tensión.
- Artículo 3-2.- Desequilibrio de Tensión.
- Artículo 3-3.- Monitoreo de Variables Rápidas de Tensión.
- Artículo 3-4.- Monitoreo de Frecuencia.
- Artículo 3-5.- Distorsión Armónica de Tensión.
- Artículo 3-6.- Severidad de Parpadeo o Flicker.
- Artículo 3-7.- Distorsión Armónica de Corriente para Usuarios en Media Tensión.
- Artículo 3-8.- Distorsión Armónica de corriente para Usuarios de Baja Tensión.
- Artículo 3-9.- Calculo de Factor de Potencia.
- Artículo 3-14.- Cumplimiento de Exigencias por parte de los Usuarios.



Anexo B. Protocolos de Comunicación e interfases.

B.1 Introducción

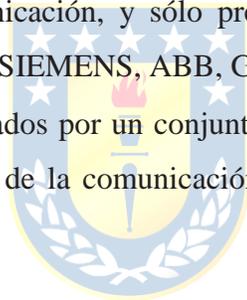
Hoy en día, los dispositivos que pertenecen a una instalación eléctrica necesitan una manera estandarizada de dialogar para poder intercambiar información que les permita llevar a cabo sus funciones. Al conjunto de convenciones que posibilita esta comunicación se lo conoce con el nombre de protocolo. Entre las convenciones se definen ciertas reglas que pueden ser físicas (niveles de tensión, formas de onda, medio de propagación, etc.), o lógicas (formato de tramas, control de errores, reintentos, temporización, modelo de datos, etc.).

Para emitir un juicio de valor de un protocolo sobre otro, es necesario conocer un conjunto de métricas y criterios que permiten evaluarlos. Es por esto, que se comenzará por una introducción al modelo de interconexión de sistemas abiertos (ISO/OSI), el cual divide las funcionalidades de los protocolos en capas, permitiendo su análisis y comparación.

Luego, se verán en detalle algunos de los protocolos más usados en la industria eléctrica, ya sea porque son considerados tradicionales y es muy probable encontrarlos en equipos ya instalados, o porque son nuevos estándares que demuestran solidez y permanencia a largo plazo.

Vale destacar que en la industria encontramos dos clases de protocolos:

- Protocolos propietarios: Diseñados por un fabricante, que no publica las convenciones de la comunicación, y sólo prevé el funcionamiento de manera exclusiva con sus equipos (SIEMENS, ABB, GE, etc).
- Protocolos abiertos: Diseñados por un conjunto de fabricantes o individuos, que publican las convenciones de la comunicación y prevén interoperabilidad entre marcas.



La principal desventaja que se observa en el uso de los protocolos denominados propietarios es que los mismos mantienen cautivo al usuario, ya que en principio son incompatibles con los productos de los demás fabricantes que se encuentran en el mercado. Por cuestiones de competitividad, y para mejor, los fabricantes han tenido que ceder e implementar, además de sus propios protocolos, protocolos abiertos que permitan integrar sus productos a sistemas ya vigentes.

En la presente sección se analizarán los protocolos abiertos más relevantes para el sector eléctrico (Modbus, IEC 61850, entre otros), sus características principales y sus funciones más destacadas. Adicionalmente, se analizan a modo de ejemplo, distintos equipos del mercado, con el fin de comprender las posibilidades y limitantes de cada protocolo en un caso práctico. Para finalizar, se buscará establecer conclusiones sobre cada protocolo y determinar dentro de qué

parte del problema del “monitoreo de protecciones” aplicarían.

B.2 Modelo OSI

El modelo de interconexión de sistemas abiertos (ISO/IEC 7498-1), más conocido como modelo OSI, es un modelo de referencia para los protocolos de red, creado en el año 1980 por la Organización Internacional de Normalización (ISO).

El modelo OSI define en 7 capas el proceso de transmisión de la información, donde cada capa se encarga de realizar una parte del proceso total. Proceso que, aun siendo completamente teórico, puede utilizarse para describir y estudiar un sin número de protocolos reales utilizados en la interconexión de sistemas.

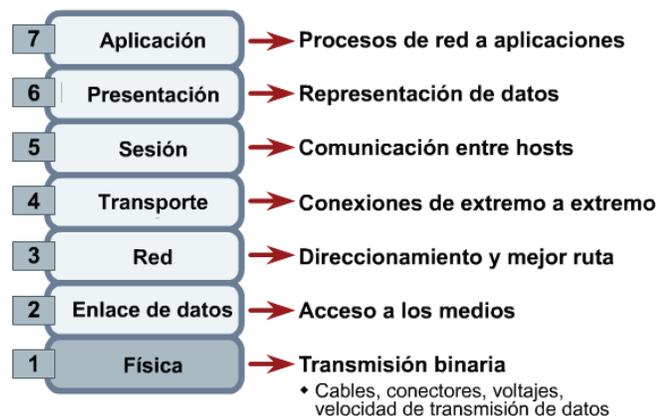


Figura B.1. Modelo OS

Las capas del modelo se ordenan según niveles de abstracción, donde las capas de abajo ofrecen servicios a las capas de arriba y abstraen a las mismas de ciertos detalles de la información.

La comunicación entre capas se realiza solo través de interfaces bien definidas que deben ser respetadas para que la comunicación tenga éxito. Sin embargo, los detalles de implementación de cada capa pueden variar de un sistema a otro. Este último punto, es lo que hace a este modelo tan interesante, permitiendo la interconexión de sistemas que presentan grandes diferencias en procesamiento, memoria, sistema operativo, codificación interna de datos, etc.

La primera capa (nivel físico) se encarga de la transmisión y recepción de una secuencia no estructurada de bits sin procesar, provenientes de la capa de enlace de datos, a través de algún medio físico (cobre, fibra óptica, etc.). En esta capa se definen las características

eléctricas y mecánicas del protocolo. Es decir que se especifican convenciones tales como niveles de tensión, forma de las señales, velocidad de datos físicos, distancias de transmisión, conectores a utilizar y otros atributos similares.

La segunda capa (nivel de enlace de datos) ofrece una transferencia sin errores de tramas de datos desde un nodo a otro a través de la capa física, permitiendo a las capas superiores asumir virtualmente que la transmisión se da sin errores. Esta capa se ocupa del direccionamiento físico de cada nodo, del acceso al medio en caso de múltiples nodos, de la detección de errores, de la distribución ordenada de tramas y del control del flujo.

La tercera capa (nivel de red) se encarga de traducir las direcciones lógicas (direcciones IP, etc.) en direcciones físicas (dirección de hardware de tarjeta de red MAC, etc.). También se encarga de determinar la ruta por la cual deben viajar los datos hasta la dirección de destino. Otro problema que suele solucionar esta capa es la interconexión de redes heterogéneas, solucionando problemas de incompatibilidad de protocolos y traducción de direcciones en diferentes dominios.

La cuarta capa (nivel de transporte) acepta los datos de la capa superior y los divide en unidades más pequeñas acorde a la arquitectura de red, asegurando que todos los segmentos lleguen de forma ordenada a la dirección de destino. En esta capa se encuentran las funcionalidades que intentan dar confiabilidad y calidad de servicio a la transmisión.

La quinta capa (nivel de sesión) se encarga de establecer, gestionar y finalizar el diálogo entre nodos participantes de la comunicación. Una vez establecida la comunicación entre nodos, esta capa se encarga de ubicar puntos de control en la secuencia de datos, que permitirán luego, retomar la operación en caso de una falla que termine finalizando la sesión actual.

La sexta capa (capa de presentación) está destinada a dar formato a los datos de aplicación convirtiéndolos a un sistema genérico, cuya representación sea legible por todos los nodos de la red. También es la encargada de funciones más avanzadas, como la encriptación y compresión de datos extremo a extremo.

La séptima capa (nivel de aplicación) proporciona la interfaz y servicios de red a las distintas aplicaciones del usuario. Define un conjunto de funciones primitivas que le sirven al implementador para construir una aplicación dada que haga uso total o parcial del protocolo. Vale aclarar, que el usuario nunca interactúa directamente con la capa de aplicación, sino que lo hace con los programas que hacen uso de la misma.

B.3.Modelo TCP/IP

El modelo TCP/IP es una descripción de protocolos de red desarrollado por Vinton Cerf y Robert E. Kahn en la década de 1970. TCP/IP provee conectividad de extremo a extremo, especificando como los datos deberían ser formateados, direccionados, transmitidos, enrutados y recibidos por el destinatario.

Si lo comparamos con el modelo OSI, este modelo combina las capas de sesión y presentación en conjunto con la capa de aplicación (Application layer). Además, combina también la capa física con la capa de enlace de datos y las denomina capa de acceso a red (Network access layer). Por último, la capa de red cambia su nombre a capa de internet (Internet layer), resultando en un modelo de 4 capas, mostrado en la figura B.2.

La capa de enlace de red define todos los procedimientos para conectar dos o más nodos de red cercanos, sin la intervención de routers de por medio. Esta capa dependerá del medio físico sobre el cual se soporta la red (Ethernet, Wireless, Fibra óptica) y deberá definir los mecanismos de acceso al mismo en caso de que muchos nodos lo compartan. Son protocolos de nivel de enlace: ARP, MAC, PPP, entre otros.

La capa de internet define el direccionamiento y enrutamiento de los datos a través de toda la red, abstrayendo a las capas superiores de la estructura física real que ésta presenta. Uno o más nodos enrutadores serán los encargados de hacer llegar los datos desde la dirección lógica de origen hacia la dirección lógica de destino. Son protocolos de nivel de internet: ICMP, IPv4, IPv6, entre otros.

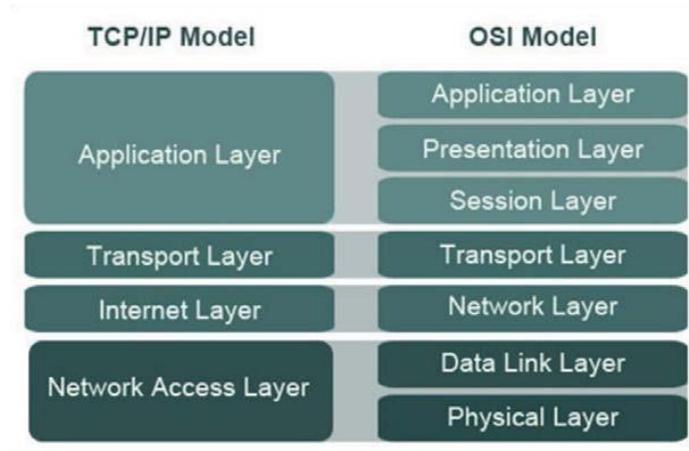


Figura B.2. Modelo de cuatro capas TCP/IP

La capa de transporte provee un canal de comunicación entre aplicaciones a través de la red, garantizando cierto grado de confiabilidad o calidad de servicio en los mensajes. Son protocolos de nivel de enlace: TCP, UDP, entre otros. La capa de aplicación provee los métodos para crear datos de usuario, formatearlos y transmitirlos a otra aplicación conectada a la red, utilizando las funcionalidades de las capas inferiores. Son protocolos de nivel de aplicación: SSH, SNMP, NTP, FTP, HTTP, SHTTP, entre otros.

El modelo TCP/IP es muy útil para describir un subconjunto de protocolos muy usados en los dispositivos electrónicos que necesitan conectarse a internet. Más precisamente, muchos de los equipos utilizados en redes de datos de subestación, disponen de protocolos que pueden ser modelados de esta manera, por lo cual es necesario tener en claro este modelo para comprender los siguientes temas a abordar

B.4.Modbus

B.4.1Introducción

El protocolo de aplicación industrial Modbus, fue creado por la empresa Modicon en 1979 para su utilización en PLCs. Debido a su simpleza en la implementación, resulta muy atractivo para los dispositivos que disponen de hardware limitado en recursos.

Su especificación define varias modalidades. La modalidad RTU es de arquitectura

maestro-esclavo y está generalmente implementada sobre una capa física RS232 o en su defecto RS485. Luego, con la necesidad de una mayor velocidad de datos surgió la modalidad TCP, cuya arquitectura es cliente- servidor y está soportada sobre la capa física Ethernet. Por último, existe una tercer variante denominada ASCII que a diferencia de RTU, utiliza una representación de caracteres para los datos.

En todas las modalidades los dispositivos se comunican uno a uno, mediante una solicitud de datos y esperan su respuesta a la misma. Esto significa que, si la red está formada por varios dispositivos, existirá un maestro de la comunicación que solicitará datos de aplicación a cada uno mientras el resto deberá esperar. Esta sería una de las claras desventajas del protocolo, sobre todo para aplicaciones que necesiten acusar eventos con rapidez (por ejemplo: Aplicación de detección de fallas con su asociada acción correctiva).

Desde el punto de vista del modelo de datos, la especificación sólo define el enmarcado de los mismos. Es decir que existe una parte del paquete (tanto en la solicitud como en la respuesta) que lleva la dirección del dispositivo de destino junto con un código de función a ejecutar en él (por ejemplo: lectura de un conjunto de registros). Pero en ningún caso se rigidiza la representación de esos datos en la carga útil y eso correrá por cuenta de la implementación. Si bien esto último puede sonar bastante flexible y permite la utilización del protocolo en una gran cantidad de aplicaciones, realmente complica bastante el modelado de sistemas más complejos como son los sistemas eléctricos. Un detalle importante a tener en cuenta es que el enmarcado de datos no contempla la asociación de una estampa de tiempo en origen al dato en cuestión, y esto dificulta la correlación temporal de datos generados en diferentes puntos de la red. Si bien Modbus es un protocolo extensible y existen maneras de implementar esta funcionalidad en la capa de aplicación (Por ejemplo: definiendo una estructura de datos que incluya la estampa junto con los registros en la respuesta), complica considerablemente el diseño y no resuelve los problemas de interoperabilidad entre fabricantes

B.4.2. Formato de Tramas

Dependiendo de la modalidad del protocolo y sus variantes (o incluso extensiones), las tramas de solicitud y respuesta pueden llegar a diferir bastante. Esto se debe a que según las capas inferiores del protocolo en las que quede soportada la modalidad (RTU o TCP), podría permitir o no una transferencia de las responsabilidades de sincronización,

direccionamiento o incluso control de errores hacia las mismas. Como puede observarse en las tramas de la figura B.3, ambas comparten el campo del código de función (FCode) y el campo de datos (Data) cuyas características como longitud y tipo dependen de la función solicitada.

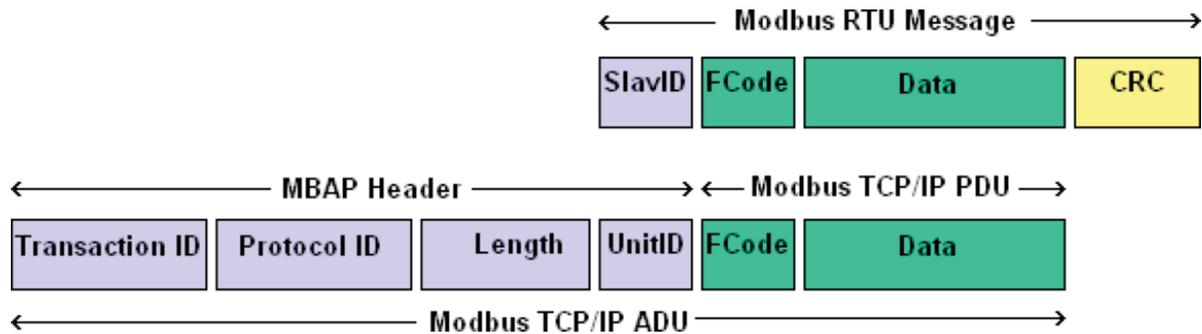


Figura B.3: Comparación entre las Tramas de las Modalidades RTU y TCP.

Por otro lado, puede inferirse que la modalidad RTU (como también sucede en la modalidad ASCII) requiere de un control de integridad adicional propio de la aplicación soportada en un bus serial (CRC), a diferencia de la modalidad TCP donde este control recae en las funcionalidades de las capas inferiores. Esto se debe a que el protocolo TCP/IP prevé mecanismos para asegurar la integridad del mensaje y no es necesario implementarlos en las capas superiores.

También se observa que el direccionamiento de los mensajes se produce de manera diferente en ambos casos. En la modalidad RTU, todos los dispositivos están a la escucha del bus serie y solo interpretará la función aquel que tenga la dirección de esclavo coincidente con la solicitud (SlavID). En la modalidad TCP, primero se producirá la transferencia del mensaje a través de los elementos enrutadores de la red IP con ayuda de la cabecera de enrutamiento TCP, hasta llegar a equipos que pueden llegar a soportar uno o más dispositivos Modbus identificados mediante el identificador de unidad (UnitID).

B.4.3 Funciones Soportadas

El protocolo Modbus no define un modelo de datos particular y se basa en un modelo

de registros. Los dispositivos electrónicos esclavos/servidores que hagan uso del protocolo, podrán o no soportar todas las funciones definidas en la especificación, pero en su mayoría se encargaran de mapear un conjunto de variables, comandos, parámetros, etc. a una tabla de registros dentro de su memoria interna. Luego habrá una entidad intérprete (pieza de software) que recibirá las tramas desde el dispositivo maestro/cliente y decodificará la función a ejecutar para construir la respuesta obteniendo los datos de esa tabla. Las funciones definidas se pueden clasificar en tres grandes grupos ordenados por su código de función:

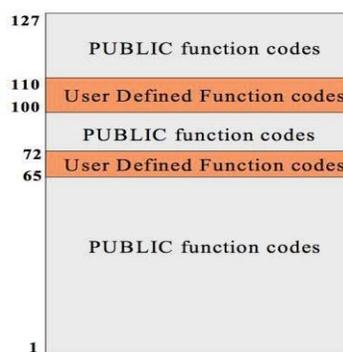


Figura B.4: Clasificación de Funciones en Modbus.

Funciones públicas: Las cuales garantizan la interoperabilidad entre dispositivos dado que el código de las mismas es único y está bien documentado

Funciones de usuario: Las cuales permiten extender el protocolo agregando códigos de función propios del fabricante y ampliar las funcionalidades del dispositivo.

Funciones reservadas: Las cuales no debieran ser utilizadas por el usuario y generalmente definen funcionalidades de transporte para otros protocolos (por ejemplo: CANopen).

La siguiente tabla de referencia muestra los códigos de función para las funciones públicas como también la sección dentro de la especificación donde esta se detalla

				Function Codes			
				code	Sub code	(hex)	Section
Data Access	Bit access	Physical Discrete Inputs	Read Discrete Inputs	02		02	6.2
		Internal Bits Or Physical coils	Read Coils	01		01	6.1
			Write Single Coil	05		05	6.5
	Write Multiple Coils		15		0F	6.11	
	16 bits access	Physical Input Registers	Read Input Register	04		04	6.4
		Internal Registers Or Physical Output Registers	Read Holding Registers	03		03	6.3
			Write Single Register	06		06	6.6
			Write Multiple Registers	16		10	6.12
			Read/Write Multiple Registers	23		17	6.17
			Mask Write Register	22		16	6.16
			Read FIFO queue	24		18	6.18
	File record access	Read File record	20		14	6.14	
		Write File record	21		15	6.15	
	Diagnostics	Read Exception status	07		07	6.7	
		Diagnostic	08	00-18,20	08	6.8	
Get Com event counter		11		0B	6.9		
Get Com Event Log		12		0C	6.10		
Report Server ID		17		11	6.13		
Read device Identification		43	14	2B	6.21		
Other	Encapsulated Interface Transport	43	13,14	2B	6.19		
	CANopen General Reference	43	13	2B	6.20		

Figura B.5: Códigos d función para las funciones públicas



B.5DNP 3.0

B.5.1. Introducción

El protocolo DNP3 (Distributed Network Protocol) fue desarrollado por la empresa Westronic en el año 1993 como necesidad de adelantarse a la salida del standard IEC 60870-5. Es un protocolo diseñado para optimizar las comunicaciones entre subestaciones y centros de control/supervisión para los sistemas eléctricos.

Aunque la especificación no define una capa física en especial, e históricamente se lo puede encontrar implementado sobre RS-232 y RS-485, la tendencia de hoy en día será utilizar enlaces de tipo Ethernet/Fibra debido no solo a la velocidad de datos alcanzable, sino también por las longitudes máximas admisibles. Al igual que Modbus, los dispositivos que conforman la red se comunican uno a uno con arquitectura de maestro-esclavo, por lo que en principio, el resto deberían esperar a ser consultados. No obstante, a diferencia de Modbus, DNP3 ofrece una serie de servicios propios del protocolo que permiten resolver situaciones en las que se necesite acusar eventos con mayor rapidez (por ejemplo:

prioridad de mensajes, respuestas no solicitadas, etc.). A pesar de esto, el protocolo quedará soportado (en la mayoría de los casos) sobre las capas subyacentes de TCP/IP, por lo que nunca existirá determinismo en los tiempos del mensaje y de este modo no se adaptará a situaciones de emergencia (por ejemplo: Aplicación de detección de fallas con su asociada acción correctiva).

En lo que al modelo de datos refiere, no solo se define el enmarcado de los datos a nivel de enlace, sino que permite un modelo de objetos extensible por el usuario. Es decir, la especificación impone condiciones en cuanto a los datos que transporta el protocolo, tornándose en un protocolo más complejo, menos flexible y de dificultosa implementación en equipos de hardware limitado. Es un protocolo de aplicación específica, a diferencia de Modbus donde se suele montar la capa aplicación por encima del protocolo.

Cabe destacar que los objetos definidos en el modelo de datos están categorizados en clases, una de las cuales permite anexar a los datos una estampa de tiempo en origen, facilitando la correlación temporal entre datos generados en distintos puntos de la red. Entre los servicios disponibles también se encuentra un modo de sincronización de reloj entre maestro y esclavo como también un sistema de mensajes no solicitados. Todos estos puntos presentan una clara ventaja frente a Modbus cuando se los compara para su uso en sistemas eléctricos.

B.5.2. Formato de Mensajes

Al protocolo DNP3 se lo puede explicar mediante un modelo de tres capas bien diferenciadas, como se muestra en la figura 10. En ella se aprecian:

Nivel de enlace: Donde los datos son representados por pequeñas “tramas” con un tamaño no mayor a

292 bytes. La trama comienza con una cabecera que contiene información de sincronización, direccionamiento (origen y destino) y control de integridad para garantizar una correcta transferencia de datos entre maestros y esclavos del protocolo. Luego de la cabecera se intercalan 16 bytes de datos provenientes del nivel de pseudo-transporte y

luego 2 bytes para control de errores de los mismos (CRC), repitiendo el esquema hasta completar el tamaño máximo de la trama.

Nivel de transporte: Donde los datos son representados por “segmentos”. En este nivel, se dividen los fragmentos provenientes del nivel de aplicación y se le agrega como cabecera un número de secuenciade paquetes que permitirá reagrupar los datos en el otro extremo.

Nivel de aplicación: Donde los datos son representados por “fragmentos”. Cuando los mensajes de

aplicación (datos, comandos, eventos, etc.) superen el tamaño de fragmento configurado, serán divididos. El tamaño del fragmento dependerá del tamaño del buffer que es capaz de manejar elreceptor, y se negociará en una etapa de preámbulo de la comunicación

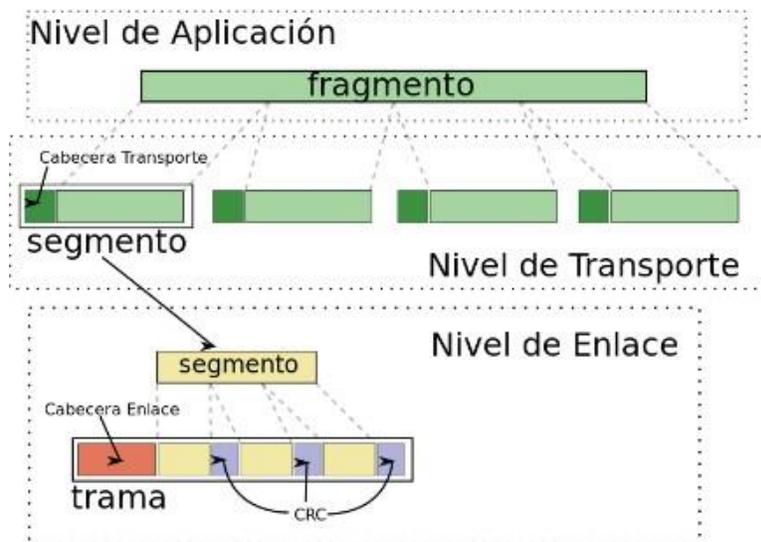


Figura B.6: Modelo de Tres Capas del Protocolo DNP3.

B.5.3 Funciones Soportadas

El modelo de objetos DNP3 está orientado a servicios de aplicación. Es decir, que los tipos de datos que el protocolo es capaz de manejar se agrupan en objetos bajo un criterio de funcionalidad (por ejemplo: señales analógicas, señales digitales, reportes, etc.). Dentro de cada grupo existirán variaciones del objeto pensadas para resolver situaciones típicas (por ejemplo: señal analógica con estampa de tiempo, evento por cambio en señal digital, evento por umbral superado en señal analógica, etc.). También, los objetos pueden ser

clasificados para establecer prioridades. De este modo el maestro puede solicitar los datos de la clase prioritaria con más frecuencia que otros que él considere menos críticos. A continuación, se muestra una lista con algunas de las funcionalidades disponibles:

- A. Autenticación segura: A diferencia de Modbus cuya aplicación suele estar delimitada a un bus de campo sin la necesidad de salida al exterior, DNP3 debe comunicar centros de control muy distantes entre sí y por lo tanto requiere de un mecanismo de seguridad intrínseco. Este mecanismo está basado en el Standard IEC 62351 (versión 2) identificando las entidades que forman parte de la comunicación (mediante contraseña y firma digital) y evitando así la ejecución de comandos por parte de intrusos en la red.
- B. Estampa de tiempo: Los objetos pueden incluir, si se deseara, información temporal del instante en el que han sido generados. Esta información es de suma utilidad para casos donde se necesita correlacionar datos de diferentes fuentes en una etapa posterior de análisis o cuando durante la adquisición se producen pérdidas de comunicación prolongada. DNP3 prevé el uso de variaciones en los objetos para dar una solución a estos casos. Es decir, un objeto del tipo entrada analógica, podrá o no incluir timestamp, según la variación utilizada.

GRUPO	VARIACIÓN	OBJETO
1	1	Binary input
	2	Binary input with status
2	1	Binary input change
	2	Binary input change with time
	3	Binary input change with relative time
10	1	Binary output
	2	Binary output status
12	1	Control relay output block
	2	Pattern control block
	3	Pattern mask
20	1	32-bit binary counter
	2	16-bit binary counter
	3	32-bit delta counter
	4	16-bit delta counter
	5	32-bit binary counter without flag
	6	16-bit binary counter without flag
	7	32-bit delta counter without flag
	8	16-bit delta counter without flag
21	1	32-bit frozen counter
	2	16-bit frozen counter
	3	32-bit frozen delta counter
	4	16-bit frozen delta counter
	5	32-bit frozen counter with time freeze
	6	16-bit frozen counter with time freeze
	7	32-bit frozen delta counter with time freeze
	8	16-bit frozen delta counter with time freeze
	9	32-bit frozen counter without flag
	10	16-bit frozen counter without flag
	11	32-bit frozen delta counter without flag
	12	16-bit frozen delta counter without flag

Figura B.7: Librería de Objetos DNP3.

C. Sincronización: Los esclavos del protocolo pueden ser configurados para enviar una petición de sincronización temporal al maestro. Esta funcionalidad usada junto con la estampa de tiempo permite no solo el muestreo de datos y el acuse de eventos con una gran precisión temporal, sino también el disparo de acciones locales sincronizadas (por ejemplo: mensajes no solicitados, conmutar salidas, etc.).

D. Diagnóstico: Los objetos pueden incluir, si se deseara, información de la sanidad del dato que transportan. Esta información es de suma importancia para evitar el almacenamiento y análisis de datos que pueden estar corruptos o inválidos. Son indicaciones comúnmente utilizadas: valor fuera de rango, punto de medición fuera de línea, actuador localmente forzado, etc

E. Reportes por excepción: Gracias a la funcionalidad de mensajes no solicitados, es posible configurar los esclavos para que envíen datos sin necesidad que el maestro los consulte de forma periódica. El destino de los reportes puede ser múltiple si así se lo requiere

F. Librería de objetos: Como ya se adelantó, existe un conjunto de datos que el protocolo es capaz de intercambiar que llamamos objetos. La tabla mostrada en la figura 11 muestra alguno de los objetos soportados con sus variaciones. Es necesario aclarar que:

- Los objetos de entradas binarias (grupos 1 y 2) pueden corresponderse con entradas físicas o flags de software.
- Los objetos usados para detectar cambios (grupo 2) contienen la misma información que los objetos estáticos (grupo 1), solo difieren en el grupo (por ejemplo: “Binary input” y “Binary input change”).
- Los objetos de salidas binarias (grupos 10 y 12) pueden corresponderse con salidas físicas o flags de software.
- El control de salida binarias (grupo 10) se realiza a través del objeto “Binary output” y su lectura de estado a través del objeto “Binary output status”.

- Los objetos de relé (grupo 12) permiten un control de la salida a través de pulsos o estado enganchado (tipo latch).
- Los objetos de relé “Pattern control block” y “Pattern mask” permiten realizar la misma operación que el objeto “Control relay output block” pero aplicada a varios puntos de control en forma simultánea.
- Los objetos contadores (grupo 20 y 21) son capaces de reportar condiciones de desborde.

G. Manejo de archivos: La especificación define objetos especiales para transferencia y manipulación de archivos. Estos objetos son muy útiles a la hora de transferir archivos de configuración/reporte, hacia o desde los dispositivos remotes.

B.5.4 Niveles de implementación

Al igual que Modbus, DNP3 puede estar implementado de forma parcial debido a que algunos dispositivos podrían estar limitados en recursos y obligarlos a implementar el protocolo completamente los haría ineficientes. Entonces, para asegurar compatibilidad entre fabricantes es necesario poder determinar si soportan los mismos grupos de objetos y servicios. Para resolver esto, la especificación de DNP3 define tres niveles de implementación, a saber:

- Nivel 1: Es simple de implementar y está destinado a la comunicación entre concentradores y dispositivos pequeños como puede ser un relé o un sensor.
- Nivel 2: Es de complejidad media en la implementación y está destinado a comunicar subestaciones, concentradores, terminales remotas o dispositivos más complejos.
- Nivel 3: Es de gran complejidad en la implementación dado que soporta todas las funcionalidades de DNP3. Está destinado a la comunicación entre centros de control o terminales remotas avanzadas.

B.6 ICCP

B.6.1 Introducción

El protocolo ICCP (Inter Control Center Protocol), también conocido como IEC 60870-6/TASE.2 es un estándar internacional desarrollado por el Comité Técnico número 57 de la Comisión Electrotécnica Internacional. El mismo surge de la necesidad de intercambiar información de tiempo real entre los distintos agentes del sector eléctrico.

Dentro de su especificación se definen objetos y servicios básicos para la transmisión de información. A diferencia de otros estándares analizados, el protocolo ICCP se caracteriza por enfocarse exclusivamente en la comunicación entre instalaciones eléctricas. Entre las decisiones de diseño destacables de este protocolo, se encuentra el uso de la Especificación de Mensajes de Fabricación, el cual es una norma con un extenso historial en el intercambio de datos de tiempo real a nivel industrial y aporta una solución en todas las capas del modelo OSI. El estándar MMS cuenta con un diseño orientado a objetos, lo cual permite la representación simple de los modelos de datos más utilizados en las instalaciones eléctricas.



Otra característica interesante de esta norma es el uso de una tabla bilateral para el intercambio de información. Si bien el mantenimiento de una tabla en ambos extremos de una comunicación puede verse como un proceso engorroso, el uso de esta tabla fuerza a ambos participantes a convenir la información que desean intercambiar, permitiendo aplicar políticas de control de acceso dato por dato. Adicionalmente, si alguno de los participantes decidiera revocar este contrato, el otro participante tendría un acuse inmediato de la violación de dicho acuerdo.

Por último, se desea destacar el hecho de que el protocolo ICCP forma parte de la Arquitectura de Comunicaciones de Servicios (UCA), el cual es un estándar de la IEEE al cual le concierne la reducción de costos y la integración a gran escala de los servicios de electricidad, gas y agua.

B.6.2 Bloques de Datos

Como se mencionó anteriormente, el protocolo ICCP basa parte de su implementación en el uso de los mensajes MMS, por lo tanto, el stack de comunicaciones queda representado como se observa en la figura 23.

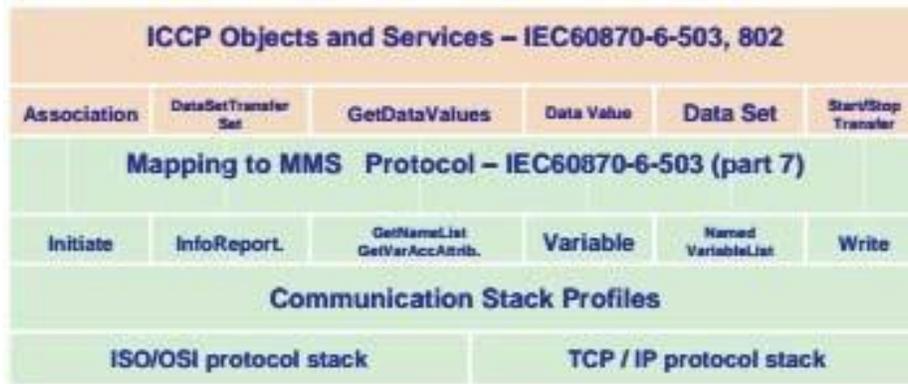


Figura B.8: Stack del protocolo ICCP

Los bloques de datos definidos para el intercambio entre nodos ICCP son:

- Datos Periódicos: este tipo de datos lo conforman los valores analógicos eventos de protecciones, estampas de tiempo e indicadores de calidad.
- Datos de Monitoreo: en este grupo se incluyen la transferencia de datos que involucran cambios de estados y verificaciones de integridad del sistema.
- Bloque de Datos: sirve para transmitir de manera eficiente datos de eventos específicos.
- Mensajes de Información: mecanismo regular para la transferencia de mensajes en forma de texto o binaria.
- Control de dispositivos: su función es la de solicitar la operación de un dispositivo ubicado en la instalación.
- Ejecución de aplicación: se usa para la ejecución de un programa en la instalación.
- Reporte de eventos: incluye los eventos de registros y eventos de condición.
- Objetos adicionales de usuario: se usa para la carga de datos adicionales, como oscilografías y documentos de análisis de fallas.
- Series de tiempo: empleado para el envío de datos históricos

B.6.3 Funciones Soportadas

El modelo de objetos ICCP está orientado a la comunicación entre entidades. Por lo tanto,

el mismo cuenta con categorías optimizadas para una amplia gama de operaciones (lectura datos históricos, envío de comandos, transmisión de archivos, etc). Dentro de cada categoría se puede transmitir una gran diversidad de datos, pero los mismos responden a un modelo de datos convenido entre las partes. Algunas de las funciones implementadas por este protocolo se mencionan a continuación:

- Intercambio de datos en tiempo real: Si bien los demás protocolos analizados intercambian datos en tiempo real, algunos de ellos (Modbus, IEC 61850) solo están orientados al intercambio de datos entre dispositivos dentro de una instalación eléctrica. Entre las clases de datos que es posible transmitir en tiempo real se encuentran valores analógicos (datos periódicos), eventos (datos de monitoreo) y estados específicos de protecciones (bloqueo de datos).
- Carga de archivos: Existe la posibilidad de cargar archivos para su transmisión entre el cliente y el servidor. Es una tarea frecuente el envío de cronogramas y reportes de fallas por parte de los operadores de instalaciones eléctricas a los entes reguladores.
- Ejecución remota de programas: Esta capacidad resulta muy atractiva para la ejecución de tareas que no dependen directamente del personal encargado de la normal operación de las instalaciones. Una tarea de esta índole puede ser la generación de reportes cuya necesidad y frecuencia es determinada y manejada por un ente regulador.
- Solicitud de actuación remota de protecciones: Esta función resulta de gran utilidad cuando es necesario coordinar la operación de varias instalaciones, como puede ser el caso de maniobras complejas entre subestaciones.
- Control de acceso a datos: Si bien protocolos como DNP3 permiten la autenticación segura de sus conexiones, IEC 61850 da un paso adicional permitiendo controlar granularmente qué datos se intercambian al obligar a que la representación de los datos en ambos extremos sea coincidente.
- Encriptación de datos: Si bien el protocolo IEC 61850 no especifica formas de autenticación y encriptación, las capas más bajas sí proveen dichos servicios. Por lo tanto, no debemos preocuparnos por la implementación de dicha caracterización

B.7.RS-232 & RS-485.

B.7.1.RS-485.

También conocido como TIA/EIA-485, es una norma que define las características eléctricas de los conductores y receptores para su uso en sistemas de comunicaciones en serie. La señalización eléctrica está equilibrada, y se admiten sistemas multipunto. La norma es publicada conjuntamente por la Asociación de la Industria de las Telecomunicaciones y la Alianza de Industrias Electrónicas (TIA/EIA). Las redes de comunicaciones digitales que aplican la norma pueden utilizarse eficazmente a grandes distancias y en entornos con ruido eléctrico. Se pueden conectar múltiples receptores a esa red en un bus lineal multipunto. Estas características hacen que el RS-485 sea útil en sistemas de control industrial y aplicaciones similares

B.7.2 RS-232.

Es una norma para la transmisión de datos por comunicación en serie. Define formalmente las señales que se conectan entre un DTE (Equipo Terminal de Datos), como un terminal de ordenador, y un DCE (Equipo de Terminación de Circuitos de Datos o Equipo de Comunicación de Datos), como un módem. La norma define las características eléctricas y la sincronización de las señales, el significado de las señales y el tamaño físico y la disposición de los conectores. La versión actual del estándar es la Interfaz TIA-232-F entre un DTE y un DCE que emplea el intercambio de datos binarios en serie. El estándar RS-232 se había utilizado comúnmente en los puertos serie de las computadoras y todavía se utiliza ampliamente en los dispositivos de comunicación industrial.

Anexo C. Conceptos básicos del sistema SCADA.

Los sistemas SCADA (Supervisory Control And Data Adquisition) son aplicaciones de software, diseñadas con la finalidad de controlar y supervisar procesos a distancia. Se basan en la adquisición de datos de los procesos remotos.

Se trata de una aplicación de software, especialmente diseñada para funcionar sobre ordenadores en el control de producción, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo (controladores autónomos, autómatas programables, etc.) y controlando el proceso de forma automática desde una computadora. Además, envía la información generada en el proceso productivo

a diversos usuarios, tanto del mismo nivel como hacia otros supervisores dentro de la empresa, es decir, que permite la participación de otras áreas como por ej: control de calidad, supervisión, mantenimiento, etc. Cada uno de los ítems de SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de datos) involucran muchos subsistemas, por ejemplo, la adquisición de los datos puede estar a cargo de un PLC (Controlador Lógico Programable) el cual toma las señales y las envía a las estaciones remotas usando un protocolo determinado, otra forma podría ser que una computadora realice la adquisición vía un hardware especializado y luego esa información la transmita hacia un equipo de radio vía puerto serial, y así existen muchas otras alternativas.

Las tareas de Supervisión y Control generalmente están más relacionadas con el software SCADA, en él, el operador puede visualizar en la pantalla del computador de cada una de las estaciones remotas que conforman el sistema, los estados de ésta, las situaciones de alarma y tomar acciones físicas sobre algún equipo lejano, la comunicación se realiza mediante buses especiales o redes LAN. Todo esto se ejecuta normalmente en tiempo real, y están diseñados para dar al operador de planta la posibilidad de supervisar y controlar dichos procesos.

Estos sistemas actúan sobre los dispositivos instalados en la planta, como son los controladores, autómatas, sensores, actuadores, registradores, etc. Además, permiten controlar el proceso desde una estación remota, para ello el software brinda una interfaz gráfica que muestra el comportamiento del proceso en tiempo real. Generalmente se vincula el software al uso de una computadora o de un PLC, la acción de control es realizada por los controladores de campo, pero la comunicación del sistema con el operador es necesariamente vía computadora. Sin embargo, el operador puede gobernar el proceso en un momento dado si es necesario. Un software SCADA debe ser capaz de ofrecer al sistema:

- Posibilidad de crear paneles de alarma, que exigen la presencia de la operada generación de datos históricos de las señales de planta, que pueden ser volcados para su proceso sobre una hoja de cálculo.
- Ejecución de programas, que modifican la ley de control, o incluso anular o modificar las tareas asociadas al autómata, bajo ciertas condiciones.
- Posibilidad de programación numérica, que permite realizar cálculos aritméticos de elevada resolución sobre la CPU del ordenador.

Existen diversos tipos de sistemas SCADA dependiendo del fabricante y sobre todo de la finalidad con que se va a hacer uso del sistema, por ello antes de decidir cuál es el más adecuado hay que tener presente si cumple o no ciertos requisitos básicos:

Todo sistema debe tener arquitectura abierta, es decir, debe permitir su crecimiento y expansión, así como deben poder adecuarse a las necesidades futuras del proceso y de la planta. La programación e instalación no debe presentar mayor dificultad, debe contar con interfaces gráficas que muestren un esquema básico y real del proceso. Deben permitir la adquisición de datos de todo equipo, así como la comunicación a nivel interno y externo (redes locales y de gestión) Deben ser programas sencillos de instalar, sin excesivas exigencias de hardware, y fáciles de utilizar, con interfaces amigables para el usuario

C.1 Funciones principales del sistema

- ***Supervisión remota de instalaciones y equipos:*** Permite al operador conocer el estado de desempeño de las instalaciones y los equipos alojados en la planta, lo que permite dirigir las tareas de mantenimiento y estadística de fallas.
- ***Control remoto de instalaciones y equipos:*** Mediante el sistema se puede activar o desactivar los equipos remotamente (por ej: abrir válvulas, activar interruptores, prender motores, etc.), de manera automática y también manual. Además, es posible ajustar parámetros, valores de referencia, algoritmos de control, etc.
- ***Procesamiento de datos:*** El conjunto de datos adquiridos conforman la información que alimenta el sistema, esta información es procesada, analizada, y comparada con datos anteriores, y con datos de otros puntos de referencia, dando como resultado una información confiable y veraz.
- ***Visualización gráfica dinámica:*** El sistema es capaz de brindar imágenes en movimiento que representen el comportamiento del proceso, dándole al operador la impresión de estar presente dentro de una planta real. Estos gráficos también pueden corresponder a curvas de las señales analizadas en el tiempo.

Generación de reportes: El sistema permite generar informes con datos estadísticos del proceso en un tiempo determinado por el operador.

- **Representación de señales de alarma:** A través de las señales de alarma se logra alertar al operador frente a una falla o la presencia de una condición perjudicial o fuera de lo aceptable.

Estas señales pueden ser tanto visuales como sonoras.

- **Almacenamiento de información histórica:** Se cuenta con la opción de almacenar los datos adquiridos, esta información puede analizarse posteriormente, el tiempo de almacenamiento dependerá del operador o del autor del programa.
- **Programación de eventos:** Esta referido a la posibilidad de programar subprogramas que brinden automáticamente reportes, estadísticas, gráfica de curvas, activación de tareas automáticas, etc.

C.2 Transmisión de la información

Los sistemas SCADA necesitan comunicarse vía red, telefónica o satélite, es necesario contar con computadoras remotas que realicen el envío de datos hacia una computadora central, esta a su vez será parte de un centro de control y gestión de información.

Para realizar el intercambio de datos entre los dispositivos de campo y la estación central de control y gestión, se requiere un medio de comunicación, existen diversos medios que pueden ser cableados (cable coaxial, fibra óptica, cable telefónico) o no cableados (microondas, ondas de radio, comunicación satelital). Cada fabricante de equipos para sistemas SCADA emplean diferentes protocolos de comunicación y no existe un estándar para la estructura de los mensajes, sin embargo, existen estándares internacionales que regulan el diseño de las interfaces de comunicación entre los equipos del sistema SCADA y equipos de transmisión de datos

La comunicación entre los dispositivos generalmente se realiza utilizando dos medios físicos: cable tendido, en la forma de fibra óptica o cable eléctrico, o radio. En cualquiera de los casos se requiere un MODEM, el cual modula y demodula la señal.

Algunos sistemas grandes usan una combinación de radio y líneas telefónicas para su comunicación. Debido a que la información que se transmite sobre un sistema SCADA debería ser pequeño generalmente la velocidad de transmisión de los modems suele ser pequeño. Muchas veces 300bps (bits de información por segundo) es suficiente. Pocos sistemas SCADA, excepto en aplicaciones eléctricas, suelen sobrepasar los 2400bps, esto permite que se pueda usar las líneas telefónicas convencionales, al no superar el ancho de banda físico del cable.

C.3 Comunicaciones

En una comunicación deben existir tres elementos necesariamente:

- *Un medio de transmisión, sobre el cual se envían los mensajes*
- *Un equipo emisor que puede ser el MTU*
- *Un equipo receptor que se puede asociar a los RTU's.*

En telecomunicaciones, el MTU y el RTU son también llamados Equipos terminales de datos (*DTE, Data Terminal Equipments*). Cada uno de ellos tiene la habilidad de generar una señal que contiene la información a ser enviada. Asimismo, tienen la habilidad para descifrar la señal recibida y extraer la información, pero carecen de una interfaz con el medio de comunicación. La figura C.1 muestra la conexión de los equipos con las interfaces para el medio de comunicación. Los modems, llamados también Equipo de Comunicación de Datos (*DCE, Data Communication Equipment*), son capaces de recibir la información de los DTE's, hacer los cambios necesarios en la forma de la información, y enviarla por el medio de comunicación hacia el otro DCE, el cual recibe la información y la vuelve a transformar para que pueda ser leído por el DTE.

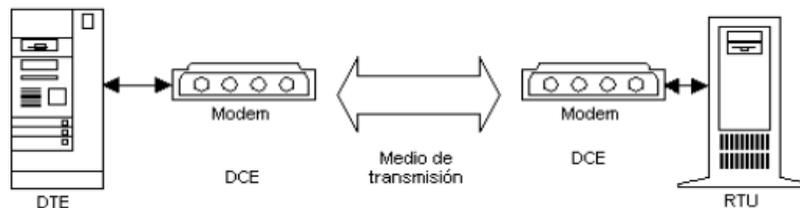


Fig C. 1 Conexión de equipos con las interfaces para la comunicación.

C.4. Elementos del Sistema

Un sistema SCADA está conformado por:

- **Interfaz Operador Máquinas:** Es el entorno visual que brinda el sistema para que el operador se adapte al proceso desarrollado por la planta. Permite la interacción del ser humano con los medios tecnológicos implementados.
- **Unidad Central (MTU):** Conocido como Unidad Maestra. Ejecuta las acciones de mando (programadas) en base a los valores actuales de las variables medidas.
- **Unidad Remota (RTU):** Lo constituye todo elemento que envía algún tipo de información a la unidad central. Es parte del proceso productivo y necesariamente se encuentra ubicada en la planta.

- **Sistema de Comunicaciones:** Se encarga de la transferencia de información del punto donde se realizan las operaciones, hasta el punto donde se supervisa y controla el proceso. Lo conforman los transmisores, receptores y medios de comunicación.
- **Transductores:** Son los elementos que permiten la conversión de una señal física en una señal eléctrica (y viceversa). Su calibración es muy importante para que no haya problema con la confusión de valores de los datos.

En la figura C.2 se observa un esquema referente a las conexiones del MTU y el operador, y del RTU con los dispositivos de campo (sensores, actuadores)

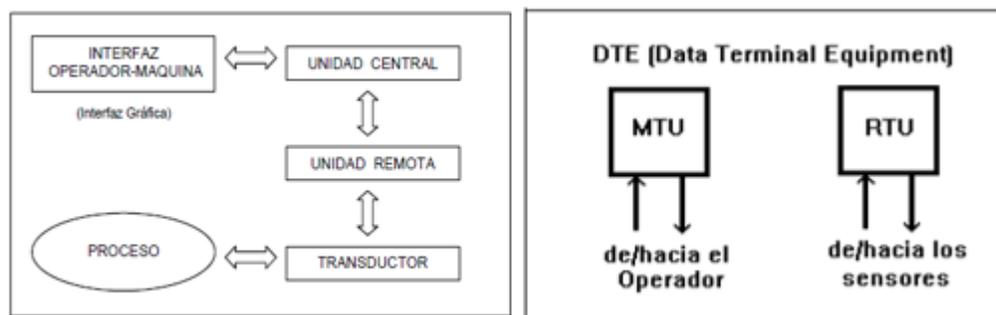


Fig C. 2 Esquemas de conexiones el de la izquierda MTU y operador, el de la derecha de RTU con los dispositivos

La RTU es un sistema que cuenta con un microprocesador e interfaces de entrada y salida tanto analógicas como digitales que permiten tomar la información del proceso provista por los dispositivos de instrumentación y control en un localidad remota y, utilizando técnicas de transmisión de datos, enviarla al sistema central.

Un sistema puede contener varios RTUs; siendo capaz de captar un mensaje direccionado hacia él, decodificando lo actuando, respondiendo si es necesario, y esperar por un nuevo mensaje. La MTU, bajo un software de control, permite la adquisición de la data a través de todas las RTUs ubicadas remotamente y brinda la capacidad de ejecutar comandos de control remoto cuando es requerido por el operador. Normalmente el MTU cuenta con equipos auxiliares como impresoras y memorias de almacenamiento, las cuales son también parte del conjunto MTU. En muchos casos el MTU debe enviar información a otros sistemas computadoras. Estas conexiones pueden ser directas y dedicadas o en la forma de una red LAN.

La conexión entre el RTU y los dispositivos de Campo es muchas veces realizada vía conductor eléctrico. Usualmente, el RTU provee la potencia para los actuadores y sensores, y algunas veces éstos vienen con un equipo de soporte ante falla en la alimentación de energía (UPS, uninterruptible power supply). La data adquirida por la MTU se presenta a través de una interfaz gráfica en forma comprensible y utilizable, y más aún esta información puede ser impresa en un reporte.

C.4.1. Período de Escaneo

Uno de los aspectos importantes que debe ser considerado es el tiempo de escaneo de los RTU's por el MTU, que se define como el tiempo que demora el MTU en realizar una comunicación con cada uno y todos los RTU's del sistema. Uno de los factores que determina el tiempo de escaneo es el número de RTU's, en general a mayor número de RTU's mayor el tiempo de escaneo. Un segundo factor para considerar es la cantidad de datos a ser transmitido el cual puede variar entre un par de estados a cientos de estados lo cual incrementa el tiempo de escaneo. Otro factor importante es el número de bits por segundo que puede soportar el medio de transmisión el cual determina el material del medio y el tipo de modulación. Así como el MTU busca y encuentra cada RTU, el RTU busca y encuentra cada sensor y actuador a los cuales está conectado. Esta búsqueda se realiza a mucha mayor velocidad del MTU hacia los RTU.

C.5 Dispositivos de Campo y Cableado

Los dispositivos de campo con los que se dispone en un sistema SCADA son de diversos tipos y en cada uno de ellos existen parámetros de selección, desde el rango de trabajo, precisión, dimensiones, precio, etc., los cuales hacen que cada sistema sea un caso particular, aunque todos ellos tienen siempre características comunes.

Un detalle que a veces no se toma en cuenta es que los sensores actuadores y el cableado entre ellos también cuesta, generalmente cuestan tres o cuatro veces más que el RTU mismo, UPS, y equipos de comunicaciones para un lugar determinado. Un punto importante es que un sensor cuya lectura puede ser leída directamente por el operador humano, generalmente cuesta menos que un sensor cuya lectura debe ser leída por un RTU, esto es sencillamente por el sistema de acondicionamiento que debe ser usado.

Aún más, un costo adicional debe ser incorporado por el cableado de los equipos hacia el RTU. Alambre de cobre es usado generalmente, porque las señales son generalmente de bajo voltaje. En muchas aplicaciones, un blindaje debe ser adicionado sobre el hilo de cobre para prevenir interferencia electromagnética o ruido sobre la señal. Esto generalmente se manifiesta como un recubrimiento de PVC flexible sobre los conductores. Un corte de un cable típico se observa en la figura C.3:

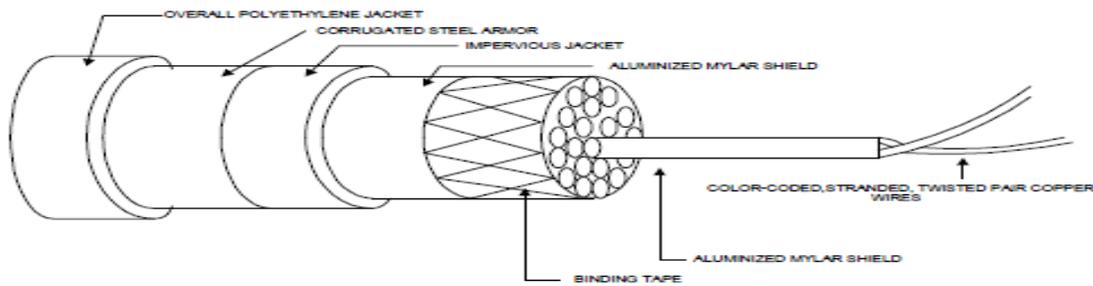


Fig C. 3 Corte transversal de un cable

Generalmente los dispositivos de campo no suelen tener borneras suficientes como para poder realizar todos los empalmes necesarios para el funcionamiento del sistema, deben utilizarse cajas de paso o cajas terminales donde se pueden realizar las uniones de los puntos que se desean empalmar. Muchas veces los cables deben llegar al RTU y salir de él, en ese caso siempre se tiene un tablero de conexiones cerca al equipo que puede incluir pequeños elementos de mando y supervisión como displays, pulsadores, leds indicadores e inclusive albergar otros dispositivos como fuentes y dispositivos de protección y control auxiliar.

Todos estos dispositivos deben estar debidamente documentados. Esto se realiza mediante planos y manuales de instrucciones. Además, todas las licencias, software y protocolos de operación deben ser adjuntados.

Los requerimientos de mantenimiento para un sistema SCADA no son muy diferentes de los requerimientos de mantenimiento de otra alta tecnología de sistemas de control. Los equipos de comunicación, módems, radio y drivers de protocolo no son la excepción. Calibración, validación, y servicio de estos equipos requieren equipo especial y entrenamiento de personal calificado. Este tipo de servicio suele ser muy especializado y uno debe prevenir este tipo de gastos de mantenimiento.

Los sensores y actuadores generalmente tienen un comportamiento en donde su eficiencia va disminuyendo con respecto al tiempo debido a efectos de desgaste y condiciones ambientales. El ingeniero debe proveer la posibilidad de un control manual en caso de reemplazo del equipo para no interferir con el sistema.

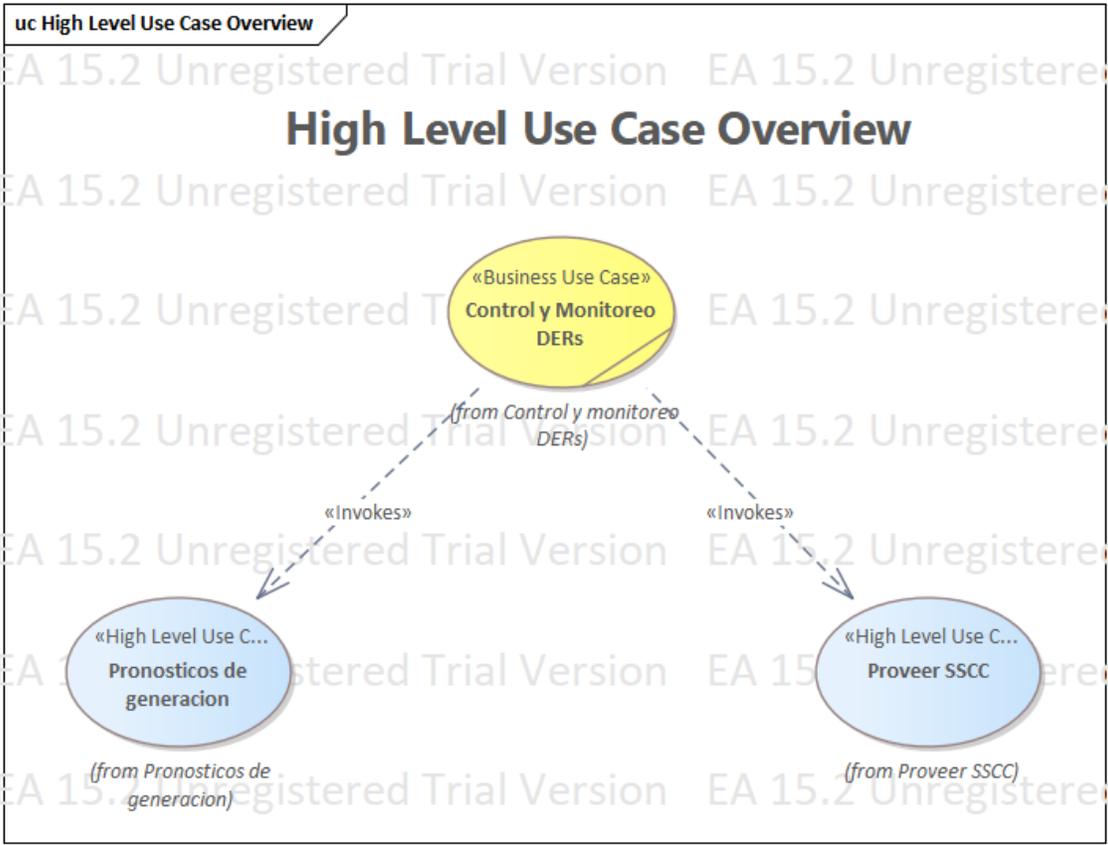
En conclusión, el mantenimiento de esta clase de sistemas suele depender de la magnitud del proyecto, pero en general se debe brindar un mantenimiento general regular una o dos veces al año mínimo, donde se verifiquen los parámetros de calibración, se realicen pruebas dinámicas y estáticas a los equipos y se observe el estado físico de los mismos.

Anexo D. Validación del diseño

Para realizar el modelo visual, se utilizó el programa Enterprise Architect, que permite modular visualmente el caso de negocio con sus respectivos actores, componentes, funciones, modelos, y flujos de datos. Adicionalmente la herramienta SGAM Toolbox cuenta con una guía para facilitar su uso [39]

D.1 Análisis de caso de uso

El primer paso es definir los casos de negocio con sus respectivos actores. Además se definen las labores fundamentales que cumplen estos actores en el mercado eléctrico actual. Esto queda representado en la Figura D.1



D.3 Desarrollo de los casos de uso

El siguiente paso es desarrollar los casos de uso específico de cada caso de alto nivel, identificando los actores que participan del proceso y sus funciones principales, tal como muestra la Figura D.3. A estos se les conoce como caso de uso primario.

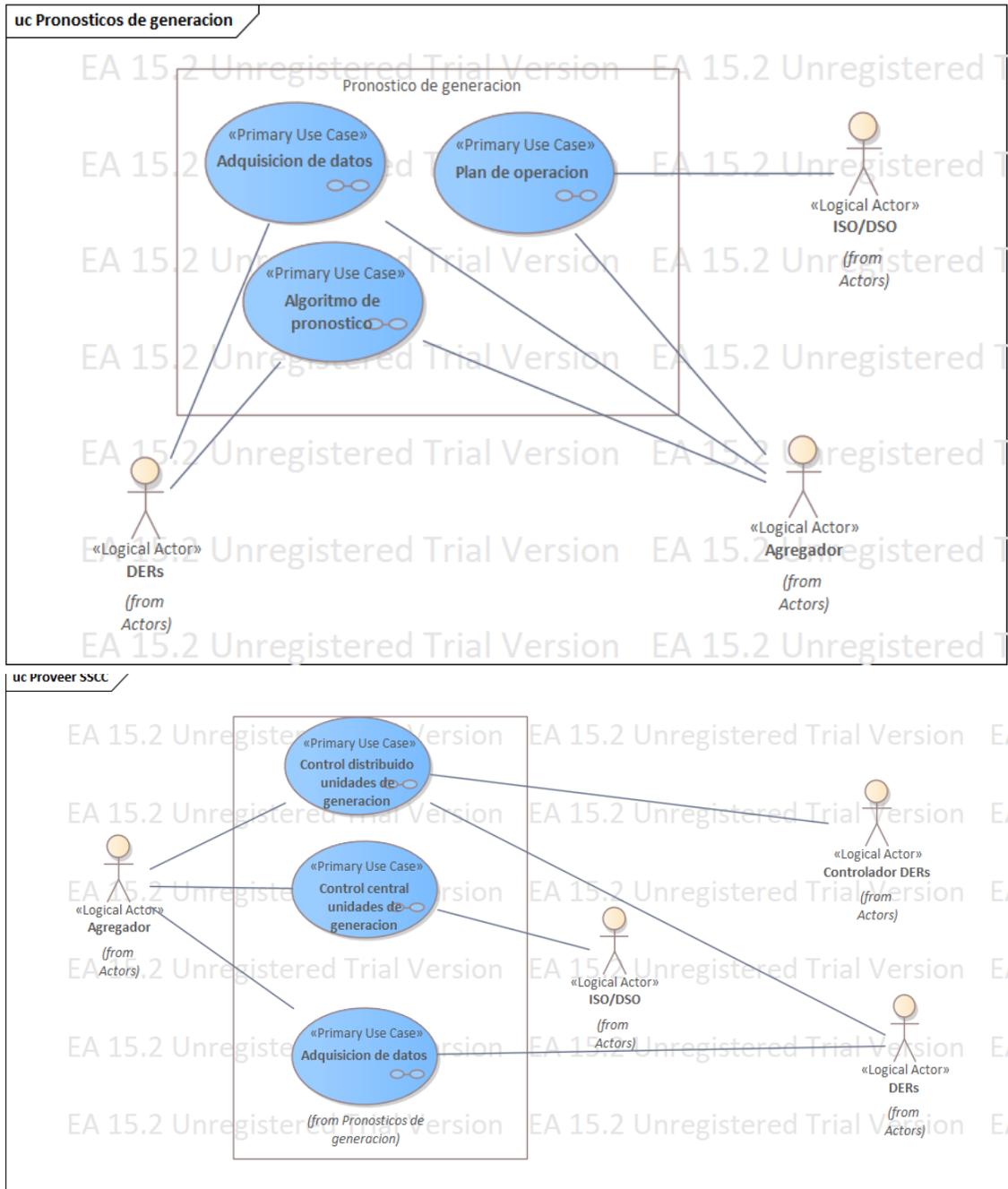


Figura D. 3: Casos de uso primario

D.4 Desarrollo de la capa de funciones

Con los casos de uso primario especificado, se pueden ubicar las funciones identificadas en los casos de uso dentro del plano Smart Grid, tal como muestran las Figuras D.4 y D.5.

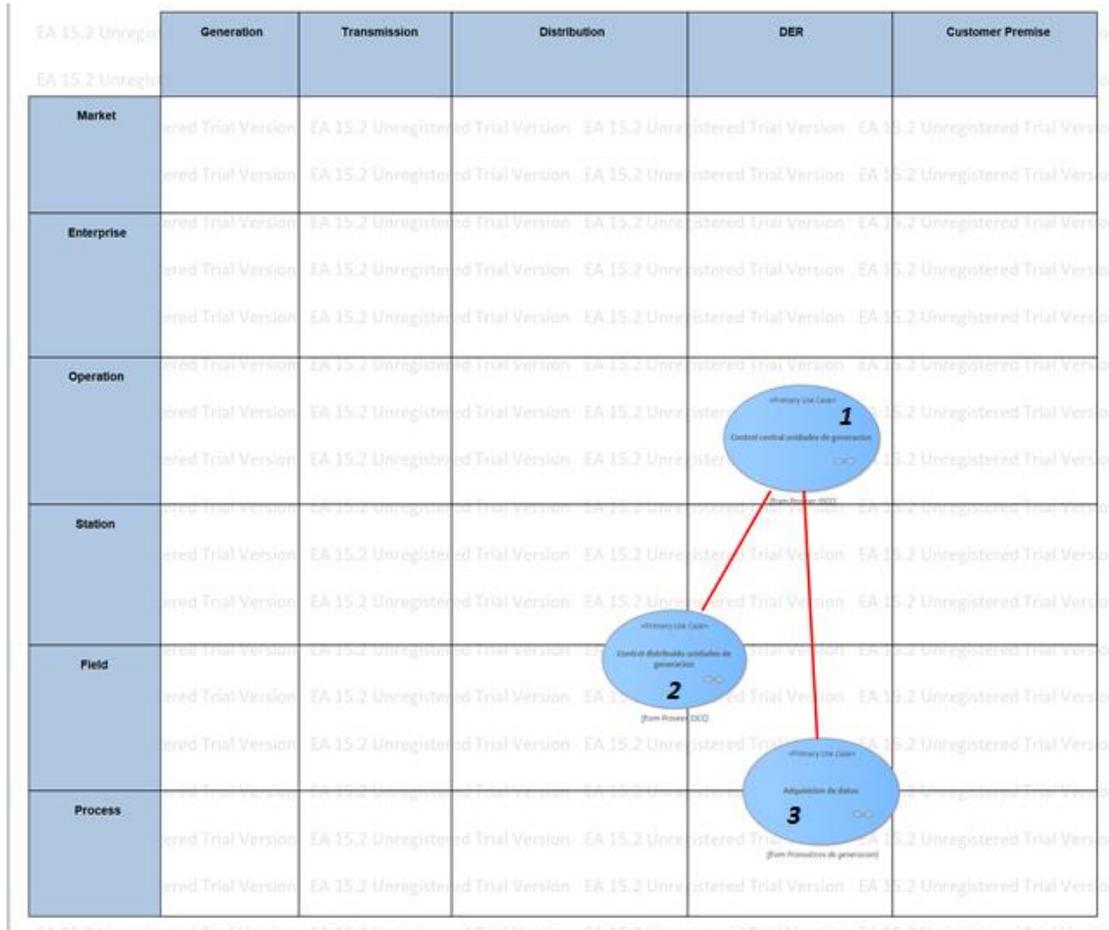


Figura D.4:Capa de funciones para SSCC

Donde:

- 1.- Es el control central de unidades de generación
- 2.- Es el control distribuido de unidades de generación
- 3.- Adquisición de datos.

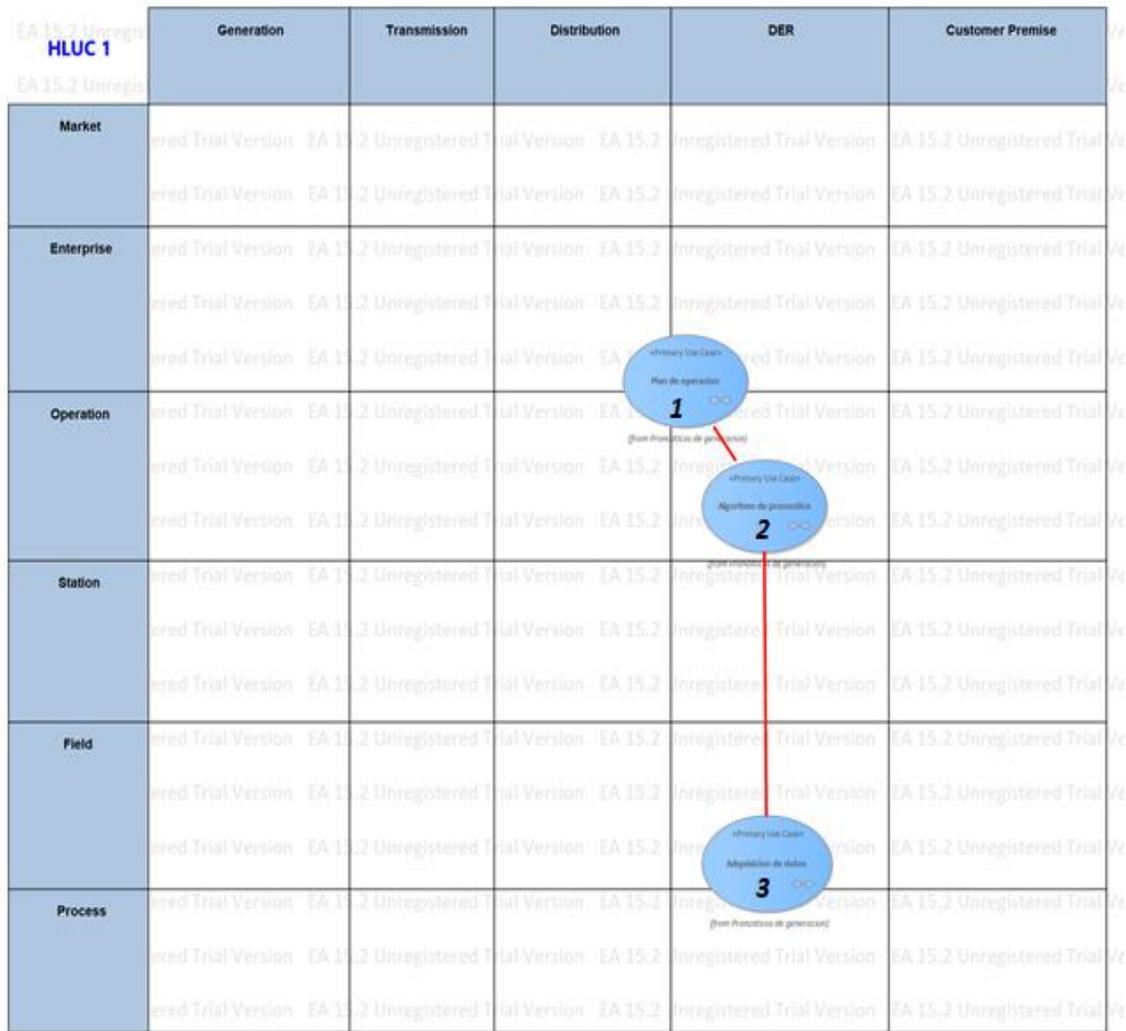


Figura D. 5: Capa de funciones para pronósticos de generación

Donde:

1. Plan de operación
2. Algoritmo de pronósticos
3. Adquisición de datos.

D.5 Desarrollo capa de negocios

Una vez identificadas las funciones se puede definir donde se ubica la capa de negocios dentro del plano Smart Grid, como muestra la Figura D.6

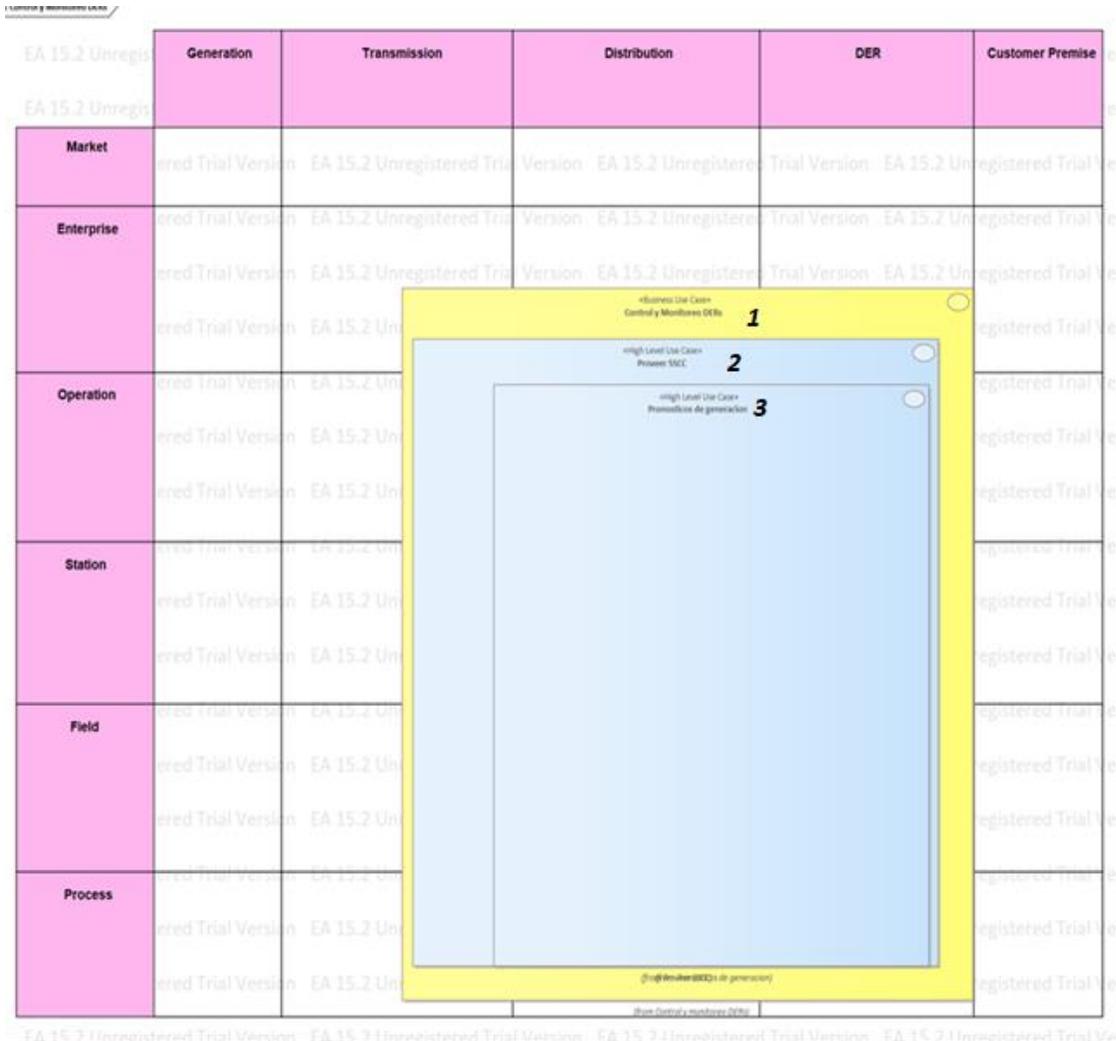


Figura D. 6: Capa de negocios

Donde:

1. Control y monitores de DERs.
2. Prover SSSC
3. Pronóstico de generación.

D.6 Vinculación de actores y componentes

La figura D.7 muestra la relación entre los actores que participan de los casos de uso de alto nivel con los componentes físicos.

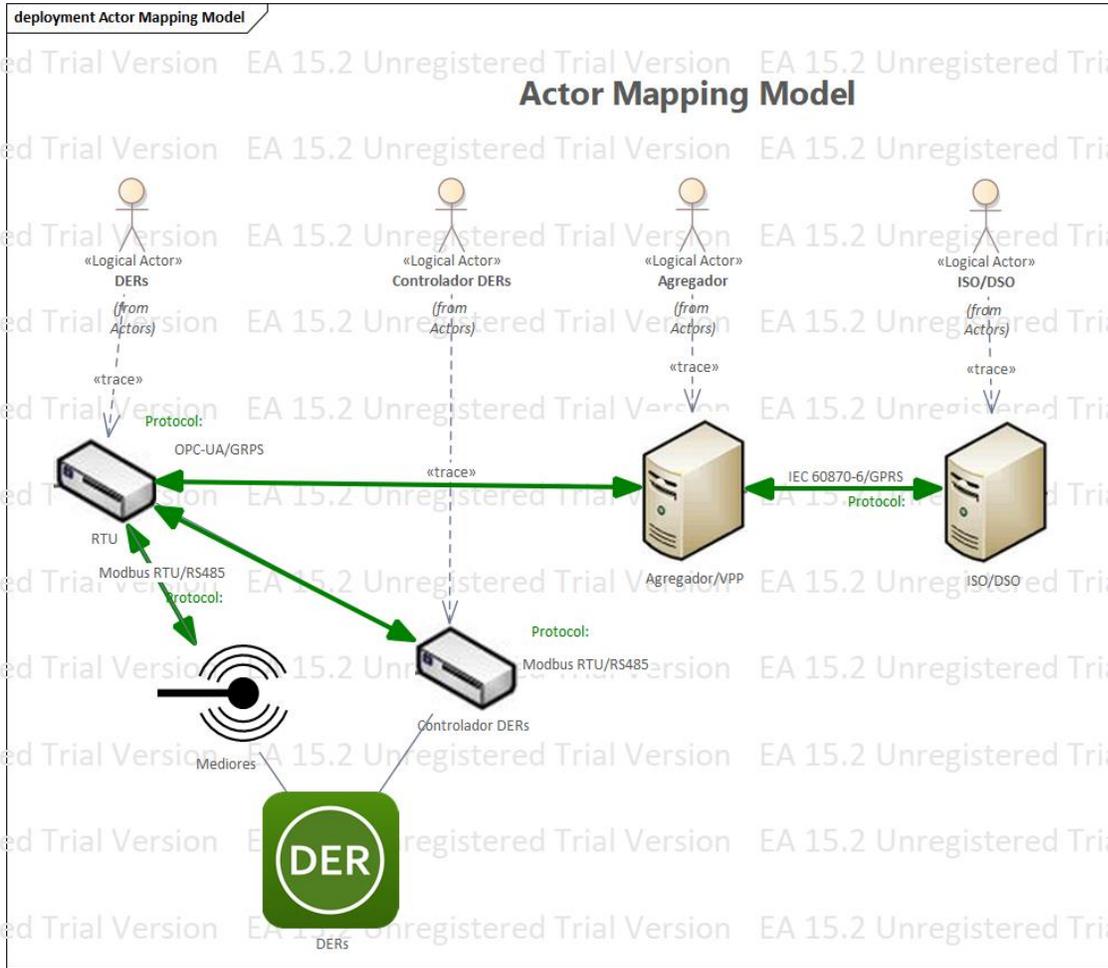


Figura D. 7: Vinculación de actores con dispositivos físicos

D.7 Desarrollo de capa de componentes

La capa de componentes se desprende de la Figura D.7, ubicando cada componente dentro del plano Smart Grid tal como muestra la Figura D.8

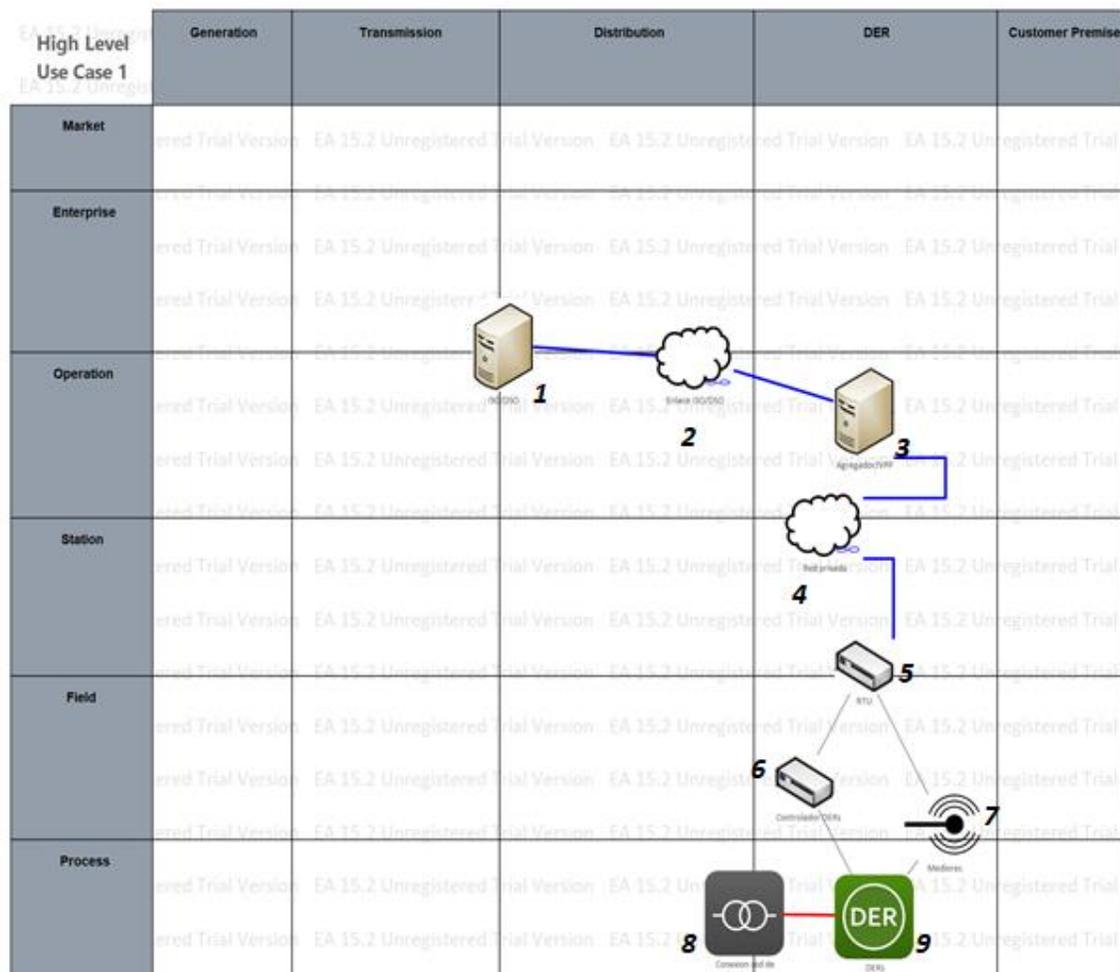


Figura D. 8: Capa de componentes.

Donde:

1. ISO/DCO.
2. Enlace ISO/DCO
3. Agregador Vpp
4. Red privada
5. RTU
6. Controlador DERs.
7. Medidores
8. Conexión red de distribución
9. DER.

D.8 Desarrollo capa de comunicación

Posterior al desarrollo de la capa de componentes se desarrolla la capa de comunicación tal como muestra la Figura D.9

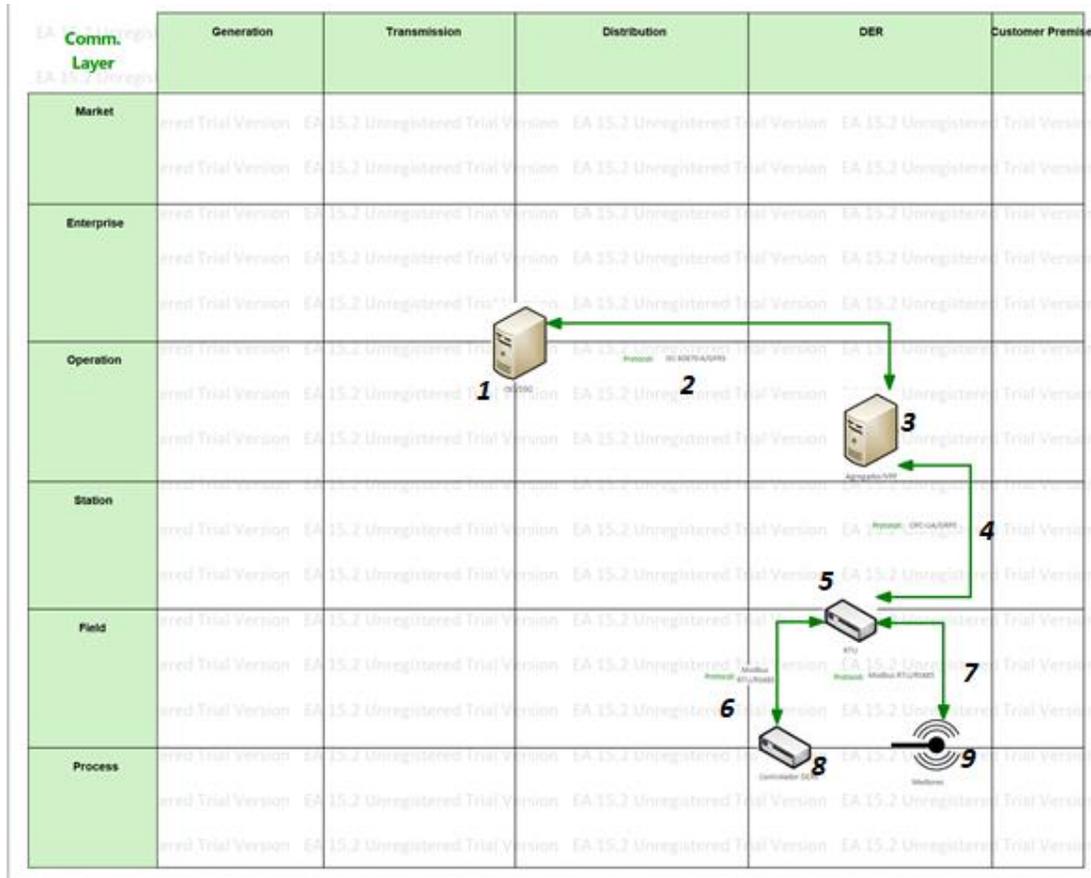


Figura D. 9: Capa de comunicación dentro del plano Smart Grid.

Donde:

1. ISO/DCO
2. IEC 60870-6/GPRS
3. Agregador VPP
4. OPC-UA/GPRS
5. RTU
6. Modbus RTU/RS485
7. Modbus RTU/RS485
8. Controlador DERs
9. Medidores

D.9 Identificación de los objetos de información

El siguiente paso es identificar los objetos de información intercambiado entre los componentes, tal como muestra la Figura D.10.

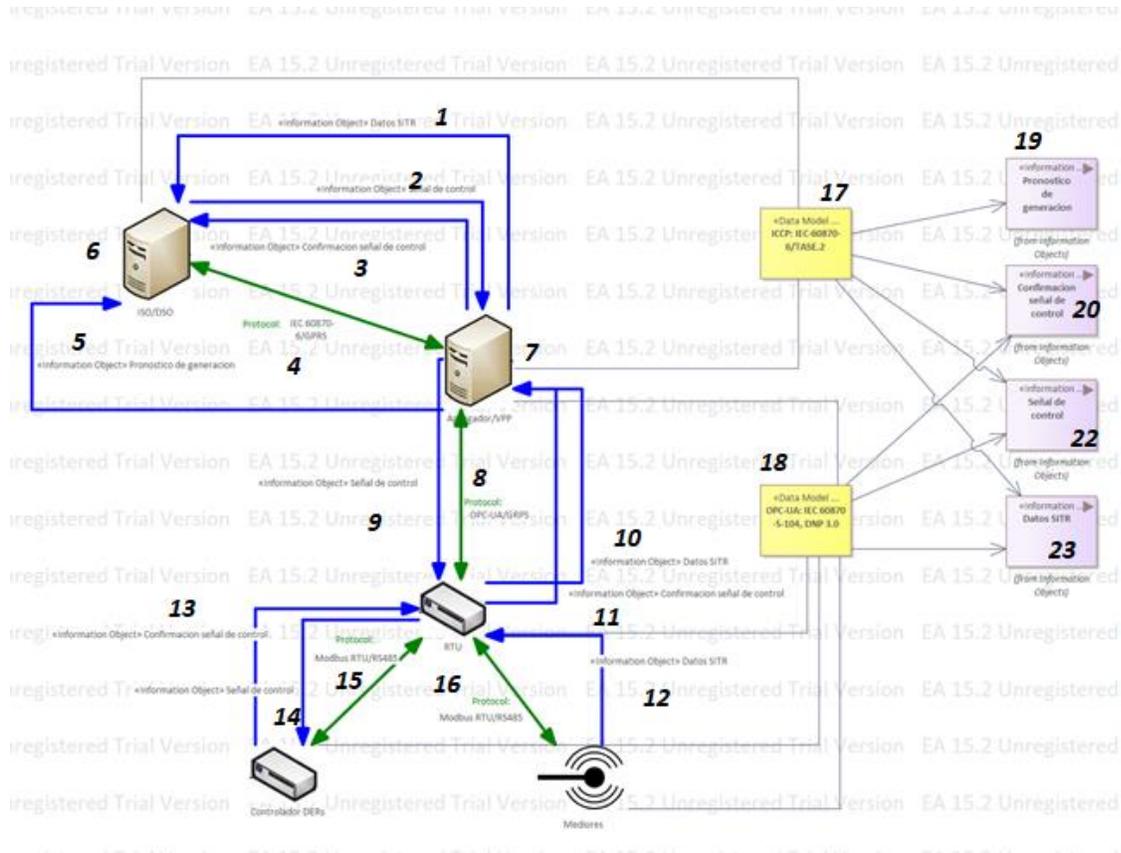


Figura D. 10: Objetos de información intercambiado entre componentes.

Donde:

- 1-10-12-22- Son datos del Sitr.
- 2-9-14-21 Son señales de control
- 3-11-13-20-son confirmaciones de la señal de control.
- 4- Protocolo IEC 60870-6/GPRS
- 5-19 Son pronósticos de generación
- 6.- ISO/DCO
- 7- Agregador VPP
- 8-Protocolo OPC-UA/GPRS
- 15- Protocolo RTU/RS485
- 16- RTU
- 17-ICCP: IEC-60870-6/TASE.2
- 18- OPC-UA: UEC 60870 5-104/DNP 3.0
- 19.-Pronostico de generación
- 20.-Señal de control
- 22.-Confirmacion señal de control
- 23.-Datos Sitr

D.10 Desarrollo de la capa de información

La última capa desarrollada es la capa de información, que utiliza como base la información de la Figura D.11

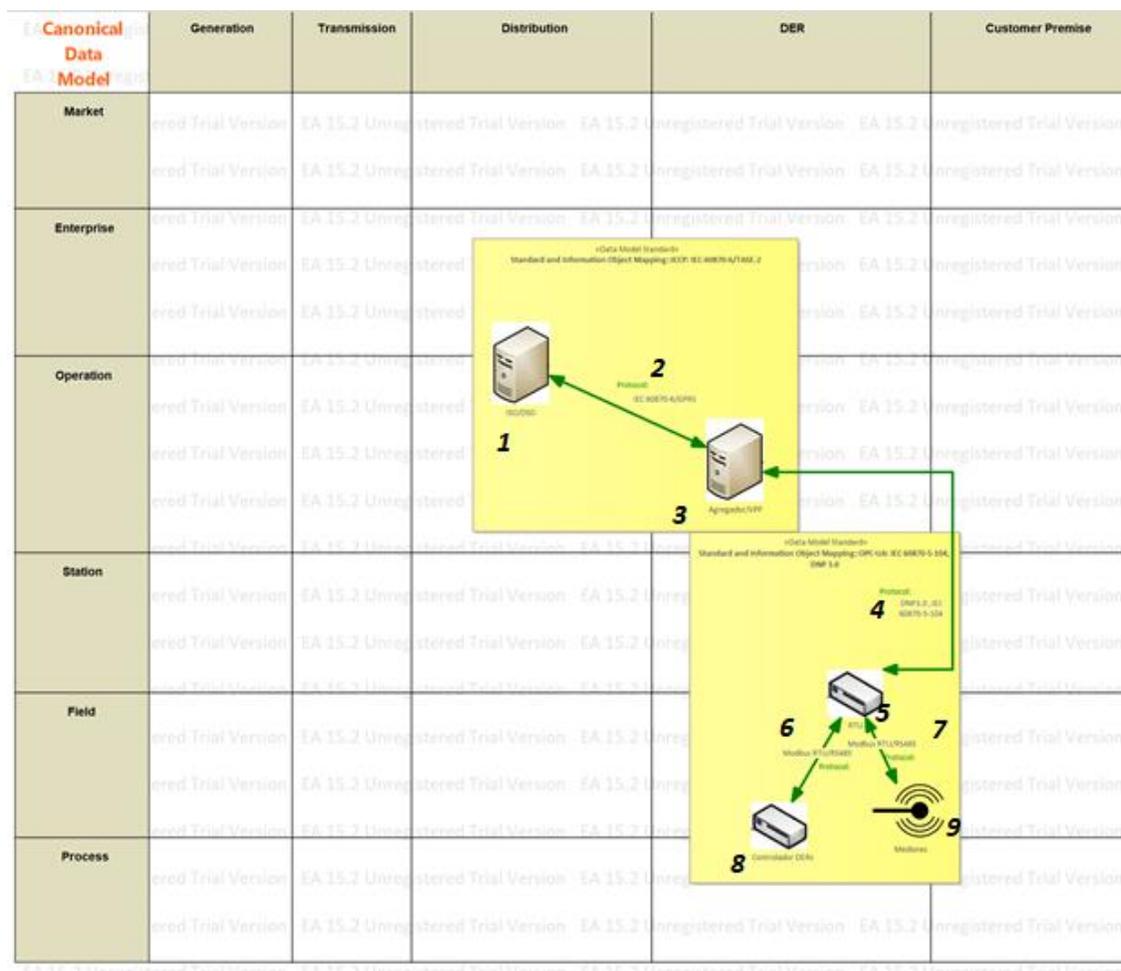


Figura D. 11: Capa de información o modelo de datos canónicos.

Donde:

1. ISO/DSO
2. IEC 60870-6/GPR
3. Agregador/VPP
4. DNP3.0, IEC 60870-5-104
5. RTU
6. Modbus RTU/RS485
7. Modbus RTU/RS485

8. Controlador DERs
9. Medidores.

Finalmente, se visualiza el contexto general del caso de uso propuesto, a través de la vista de contexto comercial o vista general, representada por la Figura D.12.

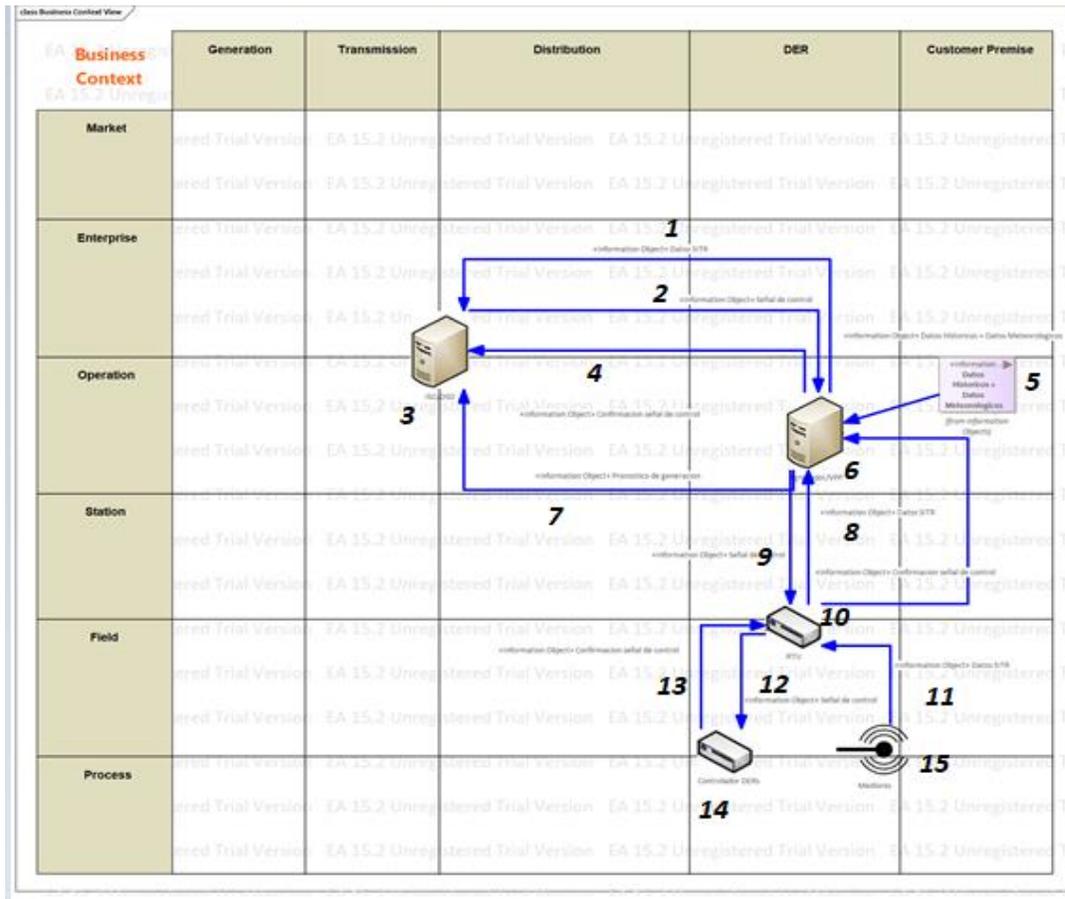


Figura D. 12: Vista general del modelo propuesto.

Donde:

1. Datos de SITR
2. Señal de control
3. ISO/DSO
4. Confirmación señal de control
5. Datos Históricos más datos meteorológicos
6. Agregador/VPP
7. Pronóstico de generación
8. Datos de SITR
9. Señal de control
10. RTU
11. Datos SITR

12. Señal de control
13. Confirmación de señal de control
14. Controlador DERs
15. Medidores.

Referencias

- [1] EBP, Fundacion Chile, & Empresas Electricas AG. (2020). Futuro de la distribucion electrica en Chile ¿ Hacia donde vamos ?
- [2] ACERA. (2021, 22 junio). Revolucion PMGD en 5 meses ingresaron 150 proyectos a EA. <https://acera.cl/revolucion-pmgd-en-cinco-meses-ingresaron-150-proyectos-a-evaluacion-ambiental/>.
- [3] Imelsa Energia. (s. f.). Generadores Imelsa Energia.
- [4] IRENA (2019), Innovation landscape brief: Aggregators, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- [5] MIT Energy Initiative. (2016). Utility of the future.and MIT Energy initiative response to an industry in transition
- [6] A.G.Z., A.Z., S.J., & A.K. (2016). Stochastic operational scheduling of distributed energy resources in a large scale virtual power plant. Science Direct. Published.
- [7] C.S.D., K.-N.D.M., S.G., J.M.M., G.C.K., K.O.O., E.O.K., & J.L.M.R. (2020b). Ancillary Services Offered by Distributed Renewable Energy Sources at the Distribution Grid Level: An Attempt at Proper Definition and Quantification. MDPI. Published.
- [8] IEEE. (2016). IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. IEEE. Published.
- [9] E.A.S.Y.-R.E.S. (2020c). Ancillary Services Market Design in Distribution Networks: Review and Identification of Barriers, in *Energies* 2020, 13 (4), 917. mdpi. Published. <https://doi.org/10.3390/en13040917>
- [10] EASY-RES <https://www.easyres-project.eu/>
- [11] INODU. (2018). ESTUDIO DE INCORPORACIÓN DEL ATRIBUTO DE FLEXIBILIDAD AL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO. GIZ

- [12]. C.N.E. (2021). PMGD en Chile. <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/245691/CAPAC-INSTA-DE-GENER-SEN/>.
- [13] D. Vaidya, S. Mukherjee, MA Zagrodnik y P. Wang, "Una revisión de los protocolos de comunicación y las topologías para convertidores de potencia", IECON 2017 - 43ª Conferencia Anual de la Sociedad de Electrónica Industrial IEEE , 2017, págs. 2233-2238, doi : 10.1109 / IECON.2017.8216376.
- [14] NOVUS. (2015). Concepto Fundamental de RS485 y RS422.
- [15] National grid. (2018). Technical Requirements for participating Distributed Energy Resources. UK Power Network.
- [16] A.N.L. (2015). Guidelines for Implementing Advanced Distribution Management System. <https://publications.anl.gov/anlpubs/2015/08/120642.pdf>.
- [17] European Commission. (2011). Standardization Mandate to European Standardisation Organisations (ESOs) to support European Smart Grid deployment.
- [18] CENELEC. (2012). CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group Smart Grid Reference Architecture.
- [19] National Institute of Standards and Technology(2010). NIST Framework and Roadmap for Smart grid Interoperability Standards.
- [20] GRID-WISE. (2008). Interoperability Context- Setting Framework.
- [21] atco electric. (2015). SCADA The Heart of an Energy Management System.
- [22] Integrated solution for virtual power plants. (s. f.). psi.de. <https://www.psi.de/en/psi-energymangement/magazin/integrated-solution-for-virtual-power-plants/>
- [23] The virtual power plant in zenon. (s. f.). <https://scada-automation.com/en/>. <https://httpsscada-automation.comensmartems>
- [24] P.M., & C.N.E.C. (2017). Desarrollo de la red de Distribución Desafíos y Oportunidades [Diapositivas]. cigre. https://www.cigre.cl/wp-content/uploads/2017/09/pedro_miquel_SYSTEP.pdf
- [25] Rene Miquel y Cigre. (2016). Recomendaciones de Cambios Regulatorios en la Distribución de Electricidad en Chile.
- [26] OPC Foundation. (2017). OPC Unified Architecture Part 5: Information Model.

- [27] E.N.T.E.L. (s. f.). Conectividad redes móviles privadas. entel.cl.
<https://www.entel.cl/corporaciones/fija/conectividad-redes-moviles-privadas>
- [28] Schneider Electric. (2015). Manual ION 7400 PowerLogic.
- [29] Meteo control. (2019). Datasheet Sensor de temperatura TA-EXT-RS485-MB .
- [30] meteo control. (2019). Datasheet PYRANÓMETRO SMP11
- [31] Meteo Control. (2019). *Datasheet Anenometro de salida analoga.*
- [32] Meteo control. (2019b). Datasheet Veleta compacta.
- [33] Isemaren. (2020). Datasheet PPC.
- [34] WIKAI. (2019). Datasheet Termocupla TC10.
- [35] Ammonit. (2019). Datasheet sensor de presion barometrica AB 60/ AB 100.
- [36] Bachmann. (2019). Datasheet MC200 PLC BACHMANN.
- [37] REIVAX. (2020). Datasheet controlador de excitacion REIVAX.
- [38] SIEMENS. (2020). *DATASHEET SICAM A8000.*
- [39] Salzburg University of Applied Sciences. (2014). Introduction to the "SGAM Toolbox".
- [40] SMA. (2018) Datasheet MVPS 2200/2475/2500/2750/3000.
- [41] Coordinador Electrico Nacional. Información de centrales. infotecnica.coordinador.cl
<https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/unidades-generadoras-pmgd>
- [42] United States Department of Energy. Microhydropower Systems. Energy.gov
<https://www.energy.gov/energysaver/buying-and-making-electricity/microhydropower-systems>
- [43] O. Badrana, E. Abdulhadib, R Mamlookc “Evaluation of parameters affecting wind turbine power generation”
- [44] Programa de Energías Renovables y Eficiencia Energética en Chile 4e. Las Energías Renovables en el Mercado Eléctrico Chileno Edición 2018.
<https://www.4echile.cl/publicaciones/libro-las-energias-renovables-no-convencionales-en-el-mercado-energetico-chileno/>
- [45] Institute of Electrical and Electronics Engineers. IEEE Standard Computer Dictionary: A Compilation of IEEE Standard Computer Glossaries. New York, NY: 1990

[46] ACENOR. “Reporte SSCC junio 2021”.

https://acenor.cl/documentos/reportes_sccc/Reporte_SSCC_Junio_2021.pdf

