

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE LA SANTÍSIMA CONCEPCIÓN – UCSC
FACULTAD DE INGENIERÍA
Concepción, Chile



ANÁLISIS Y EXPERIENCIAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE
SISTEMAS DE MEDICIÓN, MONITOREO Y CONTROL EN REDES
ELÉCTRICAS.

Tesis para optar el título de Magister en Gestión de Operaciones y Servicios

Álvaro Sebastián Ojeda Ule

Profesor Guía

Dr. Jorge Beyer Barrientos

Octubre, 2020

ANÁLISIS Y EXPERIENCIAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE
SISTEMAS DE MEDICIÓN, MONITOREO Y CONTROL EN REDES
ELÉCTRICAS.

Ha sido aprobada:

Dr. Jorge Beyer Barrientos

Agradecimientos

A mi esposa Doris y mi hija Ema, por su amor, paciencia y dedicación en este proceso. Además, por su motivación constante para lograr terminar la tesis, y los espacios dados para poder avanzar y terminar mi trabajo.

Dedicatoria

Dedico este proyecto final de tesis a mi Familia, a Dios y a todas las personas que son pilar de mi vida, los amo incondicionalmente.

Resumen.

Hoy en día, el aumento de la demanda eléctrica ha generado gran presión en diversos países para garantizar un abastecimiento confiable, seguro y sostenible; siendo esto la base existencial de la economía y sociedad moderna. La incorporación de fuentes de energía renovables no convencionales y el desarrollo de medidas de uso eficiente, han ido de la mano del ingreso de nuevas tecnologías. Es en ese contexto, aparecen los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control o también llamada Medición Inteligente.

Los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control son un complemento virtuoso para las redes eléctricas inteligentes, con lo cual se logra comunicar y rescatar información para que las empresas eléctricas controlen los flujos y se adapten a las alteraciones que presentan la oferta y demanda en sus redes de transmisión o distribución.

La tesis busca entregar elementos para comprender los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control, su alcance y grado de desarrollo actual, los principales obstaculizadores que han impedido un avance más expedito en Chile y a nivel mundial.

Estos sistemas tienen el potencial de generar numerosos beneficios en la economía de un país, favoreciendo a; trabajadores, consumidores, empresas y medioambiente. Los beneficios dependerán de los objetivos estratégicos de cada país, los que podrían ser tan variados como aumentar la eficiencia, mejorar la confiabilidad, estimular las energías renovables, disminuir las emisiones o postergar inversiones.

Un objetivo específico de este trabajo es analizar experiencias en el contexto americano, europeo y chileno, sobre la implementación de los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control. Existe una gran cantidad de información sobre proyectos realizados, es por esto, que se compara proyectos de Estados Unidos y Europa, donde se puede observar gran similitud; en ambos existe un amplio apoyo gubernamental, tanto en la implementación de tecnologías, como en el desarrollo de planes piloto de demostración.

En el caso de Chile, actualmente se discute la nueva Norma Técnica de Distribución de Energía Eléctrica, que incluye Sistemas de Medición, Monitoreo y Control. Paralelo a lo indicado, se han ejecutado proyectos piloto, destacándose la micro-red Esuscon en Huatacondo; recambio de medidores inteligentes en Chilquinta, Grupo Saesa y Enel.

Este trabajo concluye con el levantamiento de oportunidades que permitan al país enfrentar los desafíos señalados. La Comisión Nacional de Energía (CNE), dependiente del Ministerio de esta cartera, promueve una nueva Norma Técnica de Distribución; en donde se detalla un plan estratégico para promocionar nuevas tecnologías y generar mecanismos de transferencia de conocimientos, que permita difundir lecciones aprendidas en proyectos de Sistemas de Medición y Monitoreo tal como lo hacen los países desarrollados, en la implementación final de una red eléctrica inteligente.

Glosario.

AIE: Agencia Internacional de la Energía.

AMI: Advanced metering infrastructure.

ANSI: Instituto Nacional Estadounidense de Estándares.

ARRA: American Recovery and Reinvestment Act.

BMS: Building management system.

BT: Baja tensión.

BT1: Tarifa eléctrica de baja tensión, destinada a los clientes residenciales.

CEF: Connecting Europe Facility.

CENELEC: Comité Europeo de Normalización Electrotécnica.

CNE: Comisión Nacional de Energía.

D&D: Demonstration & deployment.

DER: Distributed energy resources.

DG: Distributed generation.

DOE: Department of Energy, EEUU.

DR: Demand response.

DSM: Demand-side management.

ESF: Energy Smart Florida, EEUU.

ESUSCON: Proyecto de Energía Sustentable Cóndor, en Huatacondo.

FPL: Florida Power and Light Company, EEUU.

GPRS: General packet radio service.

HAN: Home-Area Network.

I+D: Investigación y Desarrollo.

IAE: International Energy Agency.

IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Unión Europea.

IEC: Comisión Electrotécnica Internacional.

JRC: Joint Research Centre, Unión Europea.

LEA: Laboratorio de Ensayos de Aerogeneradores (LEA), España.

LRAM: Mecanismo de ajuste de ingresos perdidos (Lost Revenue Adjustment Mechanism).

MT: Media tensión.

NT: Norma Técnica de calidad de servicios para sistemas de distribución.

PIB: Producto Interno Bruto.

PLC: Power line communications.

PSCO: Compañía de Servicio Público (Public Service Company).

REFIT: Tarifa de introducción de energía renovable (Renewable Energy Feed in Tariff).

REMS: Sistema de gestión de energía residencial (Residential Energy Management System).

RI: Red Eléctrica Inteligente.

SG: Smart Grids (Redes Inteligentes).

SGDP: Programa de Planes Pilotos de Redes Inteligentes (Smart Grid Demonstration Program).

SGIG: Programa de Subvención de la Inversión para Redes Inteligentes (Smart Grid Investment Grants).

SMMC: Sistemas de Medición Monitoreo y Control.

TEN-T: Red Transeuropea de Transporte.

TIC: Information and communication technology.

UE: Unión Europea.

VAD: Valor agregado de distribución.

VAR: Potencia reactiva (voltamperios reactivos).

VNR: Valor Nuevo de Reemplazo.

VPN: Red privada virtual.

VPP: Central eléctrica virtual.

Índice:

1. Introducción.....	13
2. Objetivos.....	15
2.1 Objetivo General.....	15
2.2 Objetivos Específicos.....	15
3. Metodología de trabajo.....	16
4. Antecedentes preliminares.....	17
4.1 Regulación del mercado eléctrico en Chile.....	17
4.2 Funcionamiento del sector eléctrico en Chile.....	19
4.3 Definición de las redes inteligentes y SMMC.....	20
5. Sistemas de Medición, Monitoreo y Control.....	23
5.1 Beneficios que se obtienen al implementar SMMC.....	23
5.1.1 Disminución del “peak” de demanda (demanda punta).....	24
5.1.2 Disminución de las pérdidas de energía eléctrica.....	24
5.1.3 Automatización de la medición del consumo.....	24
5.1.4 Favorece a la Ley 20571 de Net Billing o Generación Distribuida.....	25
5.1.5 Disminución de las emisiones.....	25
5.1.6 Menores costos.....	25
5.1.7 Compensa el envejecimiento de la infraestructura actual.....	26
5.2 Obstaculizadores para la implementación de SMMC.....	26
5.2.1 Regulatorias.....	26
5.2.2 Interoperabilidad y estándares.....	27
5.2.3 Costos de inversión para implementar SMMC.....	29
5.3 Apoyo gubernamental y de privados para la implementación de SMMC.....	29
5.4 Avances de los SMMC en Chile.....	31
6. Experiencias sobre Sistemas de Medición, Monitoreo y Control.....	34
6.1 Experiencia en la Unión Europea (UE), sobre la implementación de SMMC.....	34
6.1.1 Despliegue de la medición inteligente en la UE.....	35
6.1.2 Proyecto: “Finesce” Alemania (2013- 2015).....	36
6.1.3 Proyecto: “Arrowhead”, Suecia (2013-2018).....	39
6.2 Experiencia en los Estados Unidos sobre implementación de SMMC.....	40
6.2.1 Tennessee: Electric Power Board of Chattanooga (EPB).....	41

6.2.1.1	Aprendizajes obtenidos en EPB de Chattanooga.	42
6.2.2	Energy Smart Florida, experiencia de La Compañía de Servicios Eléctricos de Florida (FLP).	42
6.2.3	The Pacific Northwest Smart Grid Demonstration Project.	44
6.2.3.1	Aprendizajes obtenidos del proyecto de redes inteligentes.	45
6.2.4	Proyecto SmartGridCityTM de Xcel Energy.	47
6.2.4.1	Aprendizajes obtenidos del SmartGridCityTM.	48
6.3	Experiencia en empresas de distribuidoras chilenas.	49
6.3.1	Chilquinta Energía.	50
6.3.2	Grupo Saesa.	51
6.3.3	ENEL (ex Chilectra).	53
6.3.3.1	Proyecto ESUSCON, en poblado rural de Huatacondo.	53
6.3.3.2	Smart Grid en Huechuraba.	54
6.3.3.3	Instalación de SMMC en el Gran Santiago.	55
6.3.4	Aprendizajes obtenidos de las experiencias chilenas.	57
7.	Desafíos y Oportunidades.	58
7.1	Desafíos para las redes inteligentes e instalación de SMMC.	59
7.1.1	Tecnológicos.	60
7.1.2	Estándares.	60
7.1.3	Privacidad.	61
7.2	Recomendaciones para implementar una RI con ayuda de SMMC en Chile.	63
7.2.1	Fomentar los proyectos de generación distribuida.	64
7.2.2	Equilibrio oferta – demanda.	65
7.2.3	SMMC.	67
7.2.4	Incentivos a la gestión de la demanda.	67
7.2.5	Compartir resultados.	68
7.2.6	Eficiencia Energética.	68
8.	Conclusiones.	72
9.	Bibliografía.	76

Índice de Figuras.

Figura 1. Entes Reguladores y fiscalizadores en el mercado eléctrico chileno.....	18
Figura 2. Red Eléctrica Inteligente.....	21
Figura 3. Implementados por las empresas de distribución de energía eléctrica.	33
Figura 4. Comunicación los SMMC a través de RF.....	50
Figura 5. Proyectos pilotos realizados por el grupo SAESA.....	52
Figura 6. Edificio Smart Grid Huechuraba.....	55
Figura 7. Flujo para comunicar el SMMC en ENEL.....	56

Índice de Tablas.

Tabla 1. Diagnóstico para una Nueva Regulación.	32
Tabla 2. Beneficios de las redes inteligentes en Estados Unidos.	59
Tabla 3. Desafíos futuros que se enfrentan los equipos SMMC.	63
Tabla 4. Desafíos en la implementación de RI, con la ayuda de los SMMC.	70
Tabla 4. Desafíos en la implementación de RI, con la ayuda de los SMMC.	70

1. Introducción.

En la actualidad, la demanda de energía eléctrica está creciendo rápidamente, debido al aumento de la población, a la urbanización y al mayor grado de modernización que están alcanzando países emergentes, *“sin embargo un 13% de los habitantes del mundo no cuenta con el servicio de electricidad. Además se estima que la capacidad de las redes eléctricas por el aumento de los vehículos eléctricos triplique su demanda en el año 2050.”* (Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, 2019) [1].

La Agencia Internacional de Energía (AIE), según sus registros, nos indica que dos tercios de la capacidad de generación eléctrica mundial se basan en combustibles fósiles. Esto al menos tiene dos efectos directos; en primer lugar, fuerte exposición a las variaciones del precio internacional de esos combustibles, particularmente en países importadores netos y, en segundo lugar, emisiones de gases causantes del efecto invernadero (cambio climático).

En ese marco, las autoridades gubernamentales y la industria eléctrica en el mundo, enfrentan la presión de garantizar un abastecimiento confiable, seguro y sostenible, base existencial de una economía y sociedad moderna.

De acuerdo a lo señalado anteriormente, la industria eléctrica espera que el ingreso de los SMMC potencie el uso eficiente de la energía eléctrica y asimismo, las fuentes de energía renovables sustituyan la producción de electricidad tradicional (gas natural, petróleo y carbón).

Es importante señalar, que en nuestro país esta propuesta tecnológica se encuentra en etapa de implementación, se destaca el desarrollo de algunos planes de recambio tecnológico, los cuales conoceremos en el detalle de este documento.

La experiencia europea indica que el despliegue de medidores inteligentes en toda la UE es cercano a los 200 millones. *“Para el año 2020 se realizará una inversión potencial de 45 mil millones de euros. Con esta inversión se espera que casi el 72% de los consumidores*

europeos tengan un medidor inteligente para registrar sus consumos eléctricos. El costo de implementación promedia entre 200 euros y 250 euros por cliente, y con la gestión de sus consumos pueden generar un ahorro de energía del 3% por mes.” (Comisión Europea, 2020) [2]. Sin embargo, el desarrollo exitoso en la UE depende de criterios decididos, en gran medida, por los Estados miembros. Esto incluye arreglos regulatorios y sistemas interoperables técnicos y comerciales, así como también, una buena política de privacidad y seguridad de los datos.

En el caso de Chile, se presentarán las experiencias destacadas, en lo que corresponde a ENEL, la micro-red Esuscon en Huatacondo, Smart Grid en Huechuraba; proyecto de recambio de medidores inteligentes en Chilquinta Energía y el Grupo Saesa. Con los proyectos seleccionados de Estados Unidos y Europa, más los incipientes avances de Chile, se cubrirá el despliegue en todos los ámbitos de acción de los SMMC.

2. Objetivos

2.1 Objetivo General

Desarrollar un análisis comparativo de las experiencias internacionales y chilenas sobre el uso de los SMMC en las redes eléctricas inteligentes.

2.2 Objetivos Específicos

- Definir las redes eléctricas inteligentes (RI) y los SMMC.
- Identificar las principales barreras que no han permitido la masificación de los SMMC.
- Analizar experiencias prácticas de implementación a nivel nacional e internacional.
- Recomendar aspectos necesarios para el desarrollo de un SMMC en Chile.

3. Metodología de trabajo

La tesis se ha desarrollado centrado la investigación en la utilización de metodología cualitativa; basada fundamentalmente en características, aplicaciones, beneficios y desventajas, así como en experiencias en la implementación de SMMC en RI de Europa y América.

La metodología se basa en fuentes de información, tanto primarias como secundarias, por lo que el estudio se podría fundamentar sobre la base de la revisión de la literatura. Por tanto, la metodología empleada para poder desarrollar y argumentar el presente trabajo de investigación, y poder responder con ello a la pregunta de estudio, reside en una revisión bibliográfica de numerosos estudios, documentos científicos, ensayos, estudios públicos y artículos de revistas, todos ellos publicados a partir del año 2008.

Por otro lado, la tesis se dividirá en dos apartados principales, exponiendo a continuación la metodología utilizada en cada uno de ellos.

La primera parte, esencialmente descriptiva, la cual contendrá los antecedentes preliminares, que servirán como base para el presente estudio; esto es, definiciones y principales conceptos.

La segunda parte, pondrá en contexto y llevará a la práctica toda la información recabada y estudiada con anterioridad. Para ello, se utilizará una metodología centrada en el método de estudio de caso; esto es, un análisis basado en las distintas experiencias en el desarrollo e implementación de SMMC en RI.

Finalmente, se entregarán las recomendaciones y mejores prácticas para implementar un sistema de RI con ayuda de los SMMC.

4. Antecedentes preliminares.

4.1 Regulación del mercado eléctrico en Chile.

Las empresas eléctricas en Chile son reguladas y fiscalizadas constantemente por organismos encargados de llevar a cabo estas funciones, cada uno con sus propias responsabilidades, estos son:

- **Ministerio de Energía:** Esta secretaría de Estado es el órgano superior que colabora con el Presidente de la República en las funciones de gobierno y administración del sector energía. Elabora y coordina los planes, políticas y normas para el funcionamiento y desarrollo del sector y su cumplimiento. Además, asesora al Gobierno en temas relacionados con la energía; como las actividades de estudio, exploración, generación, transmisión, transporte, almacenamiento, distribución, consumo, uso eficiente, importación y exportación.

- **Comisión Nacional de Energía (CNE):** Organismo público, descentralizado y autónomo; es el encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía; con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica.

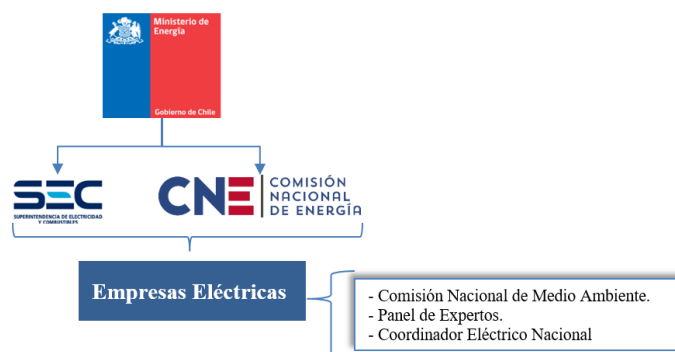
- **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC):** Organismo que fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Además, entrega concesiones temporales e informa al Ministerio de Economía, sobre las solicitudes de concesión definitivas de distribución de electricidad, instalación de centrales hidráulicas, subestaciones de electricidad y líneas de transmisión. También es responsable de verificar la calidad de los servicios que prestan las empresas eléctricas.

- **Coordinador Eléctrico Nacional:** Es un organismo técnico e independiente, encargado de coordinar la operación del conjunto de instalaciones del sistema eléctrico nacional que operan interconectadas entre sí, de acuerdo a las normas técnicas que determine la Comisión Nacional de Energía, la Ley y la reglamentación pertinente, para lo cual, sólo podrá operar directamente las instalaciones sistémicas de control, comunicación y monitoreo necesarias para la coordinación.

- **Comisión Nacional de Medio Ambiente:** Institución que depende de la Secretaría General de la Presidencia y que se encarga de actuar como órgano de consulta, análisis, comunicación y coordinación en temas relacionados con el medio ambiente. También administra el sistema de evaluación de impacto ambiental a nivel nacional, coordina los procesos de generación de las normas de calidad ambiental y determina los programas para que se cumplan.

- **Panel de expertos:** Está conformado por integrantes que son designados por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, mediante un concurso público cada seis años. Se encargan de resolver desacuerdos entre empresas eléctricas y la autoridad; en lo que refiere a la determinación de los costos, peajes y precios regulados de los servicios de electricidad.

La Figura 1, detalla los entes reguladores y fiscalizadores a las empresas eléctricas en Chile.



*Figura 1. Entes Reguladores y fiscalizadores en el mercado eléctrico chileno.
Fuente: Elaboración Propia.*

4.2 Funcionamiento del sector eléctrico en Chile.

La energía llega a los hogares a través de tres procesos: generación, transmisión y distribución, los cuales se detallan:

- **Generación:** Es el proceso tecnológico que transforma las fuentes de energía primaria en energía eléctrica transportable. En este segmento, la competencia y la existencia de diferentes actores es legal, aunque la ley faculta a la autoridad para obligar la interconexión de las instalaciones eléctricas, y así asegurar un sistema eficiente y seguro para todos.

La coordinación del sistema de generación está a cargo del Coordinador Eléctrico Nacional, el que determina planes de operación, líneas de transmisión y subestaciones de poder del sistema, para garantizar que el suministro sea seguro, al menor costo posible y que alcance a todas las personas.

Los generadores enfrentan demandas que provienen de tres mercados básicos: Empresas Concesionarias de Distribución, Clientes no Sujetos a Fijación de Precios y Otros Generadores.

- **Transmisión:** Es el transporte de la energía, desde los puntos en donde se genera hasta los centros de consumo masivo a través instalaciones de transmisión, que son las líneas y subestaciones de transformación que operan en tensión nominal (tensión eléctrica de trabajo para la cual fue diseñado un artefacto eléctrico) superior a 23 kilovoltios (kV).

Las economías de este servicio operan como monopolio, ya que la inversión debe ser única. Es por esto que la legislación eléctrica lo define como un segmento regulado en el sistema. Los propietarios de sistemas de transmisión establecidos, como concesionarios de líneas de transporte de energía (cableado eléctrico) o cuyas instalaciones utilicen bienes nacionales de uso público (como, por ejemplo, cualquier espacio de la vía pública) deben permitir el

paso de la energía a los interesados en transportarla. A cambio, estos deben pagar al propietario a través de peajes, con precios unitarios de energía y potencia transportada.

- **Distribución:** Fase en la que llega la energía a los usuarios finales, es decir, la electricidad que se puede utilizar en cada domicilio: instalaciones, líneas y transformadores que operan en tensión nominal igual o inferior a 23 kV. Al tratarse de un monopolio natural (aquel en que la actividad está a cargo de una sola empresa), los precios deben ser regulados para los clientes finales.

La actividad funciona bajo concesiones de distribución, por lo que las empresas a cargo deben dar servicio de electricidad a las zonas de concesión otorgadas, mientras que las tarifas para clientes con capacidad conectada inferior o igual a 2000 kW son fijadas por la autoridad. Por otro lado, los precios de suministro para clientes con capacidad superior se acuerdan libremente.

Los clientes que tienen una potencia conectada mayor a 500 kW pueden optar entre la tarifa regulada y una de precio libre, después de un período mínimo de 4 años en el régimen que hayan escogido y comunicando su cambio con al menos 12 meses de anticipación.

El sistema regulatorio vigente desde 1982, ha permitido un gran desarrollo del sector eléctrico, además de lograr que el cambio desde un sistema de propiedad estatal a otro de propiedad privado, no afectara los niveles de calidad y seguridad de la electricidad entre 1982 y 1990. El sistema ha generado altas tasas de inversión durante la última década, la diversificación de la oferta en generación e importantes reducciones en los costos de producción, transporte y distribución de energía.

4.3 Definición de las redes inteligentes y SMMC

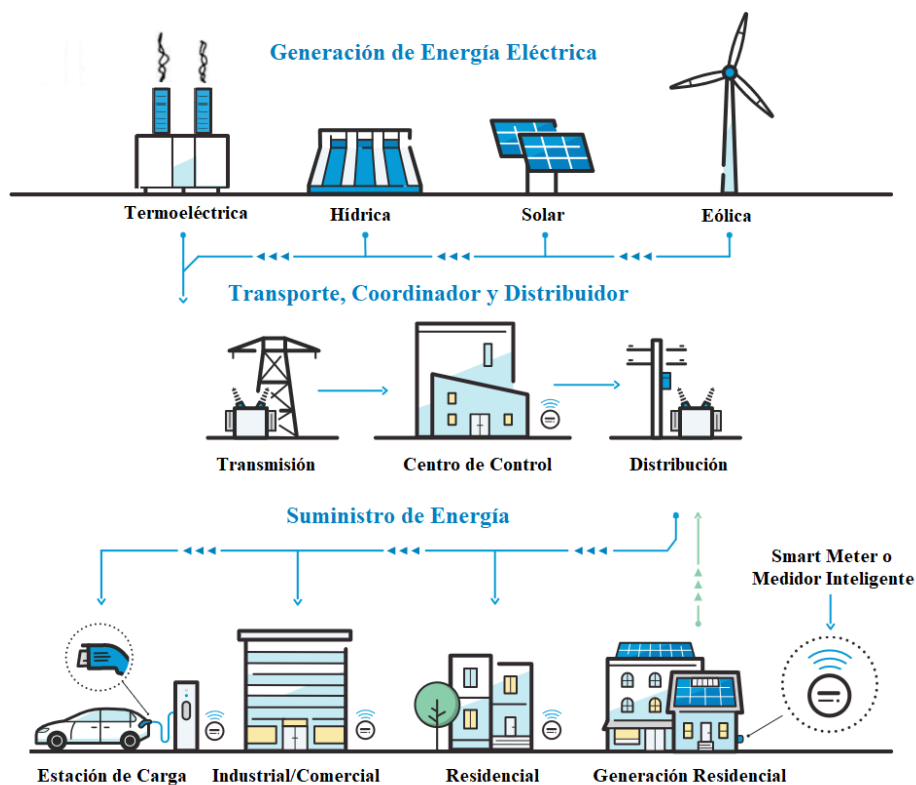
El término “Smart Grid” se utiliza para referirse a las redes eléctricas inteligentes. Se definen como inteligentes las redes bidireccionales, capaces de transmitir electricidad en ambos sentidos. Esto permite, entre otros aspectos, que los usuarios finales puedan

convertirse en un momento dado, en pequeños productores de electricidad y no ser sólo consumidores, como hasta ahora.

“Las Smart Grids son básicamente redes de distribución eléctrica combinadas con modernas tecnologías de información, que proporcionan datos, tanto a las empresas distribuidoras de electricidad, como a los consumidores. Esto supone una ventaja para ambas partes, aunque el funcionamiento de esta red de distribución inteligente es más complejo que el de la red eléctrica actual.”(Fundación Endesa, 2019)[3].

Para dotar de inteligencia a las redes eléctricas tradicionales, se añaden SMMC que permiten conocer consumos en tiempo real, tanto para la compañía como al usuario final. Además, con estos datos se pueden conocer hábitos de consumo y mejorar la eficiencia de la red, así como contribuir al ahorro energético.

La Figura 2 presenta una Red Eléctrica Inteligente, con el complemento de SMMC.



*Figura 2. Red Eléctrica Inteligente.
Fuente: Elaboración propia.*

Como se puede observar en la Figura 2, aparecen nuevos elementos que se adicionan a los componentes tradicionales que hacen parte de las redes actuales de distribución, los cuales incluyen:

- **Generación Distribuida:** Concierno a la generación de energía eléctrica por pequeñas fuentes de energía, como por ejemplo: solar fotovoltaico, localizado en las instalaciones del consumidor.

- **Sensores de la red:** Comprenden una gran variedad de elementos que detectan el estado de la red eléctrica y sus condiciones operativas: que van desde las variables de tensiones y corrientes, las cuales son monitoreadas por el Centro de Control.

- **Automatización de la red:** Considera todos los elementos que permiten realizar diversas funciones, tales como reconfiguración de las redes eléctricas de acuerdo con condiciones operativas o de falla de la red. Esto se interviene a través del Centro de Control.

- **SMMC:** Elementos de medición en tiempo real, los cuales son bidireccionales e informan, tanto al consumidor como a la empresa, las condiciones del servicio y del uso de la energía. El punto de enlace también se denomina medición inteligente o smart meter.

5. Sistemas de Medición, Monitoreo y Control.

Según la Comisión Europea, los SMMC son parte de las redes de energía y pueden controlar los flujos para adaptarse automáticamente a las distintas variaciones que presentan las demandas de los servicios de energía eléctrica.

El DOE en los Estados Unidos nos dice *“que los SMMC son los que permiten la comunicación bidireccional entre el distribuidor y sus clientes, gracias a la tecnología TIC.”* (Elizabeth Doris, Peterson Kim, 2013)[4].

Así, los SMMC no son “una tecnología”, sino que representan los componentes de un nuevo modelo de desarrollo tecnológico que modifica la interrelación entre los actores del sistema de generación y consumo de electricidad, dando mayor participación a estos últimos, los consumidores.

En los siguientes puntos se presentan los principales beneficios asociados a los SMMC.

5.1 Beneficios que se obtienen al implementar SMMC.

Las Empresas Eléctricas han depositado muchas expectativas en los SMMC, ya que se le atribuyen muchos beneficios que redundarán en una industria energética de mayor calidad, más segura, eficiente y sustentable económica y medioambientalmente. Estos beneficios impactarán positivamente en la economía de cada país, favoreciendo a todos los actores del sistema; generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y consumidores.

Los beneficios dependerán del modelo, sistema o arquitectura que las RI adopten en cada país. Y esto, a su vez, dependerá de las motivaciones u objetivos estratégicos definidos: disminuir el consumo final en la facturación de la energía eléctrica, mejorar la automatización y seguridad de la red de distribución, estimular el uso de las energías renovables y el desarrollo sustentable.

A continuación, se detalla un conjunto de beneficios reiterados permanentemente en la bibliografía consultada. Muchos de ellos están interrelacionados, vale decir, pueden ser explicados como consecuencia de otros beneficios.

5.1.1 Disminución del “peak” de demanda (demanda punta).

El uso de medidores inteligentes, proporcionará a los consumidores información sobre su consumo en tiempo real, lo que les permitirá tener una participación activa e inteligente también, en la gestión de su demanda, *“ahorros energéticos que van del 20 % en el caso de la industria y hasta el 40 % en el caso de las viviendas privadas como consecuencia del traspaso de consumo desde horas en que la demanda es mayor y las tarifas son altas, a horas de baja demanda en que las tarifas eléctricas son inferiores.”* (Fundación Telefónica, 2013) [5].

Además, al aplanar la curva de carga del sistema, se puede disminuir o postergar los costos de inversión en nuevas centrales eléctricas para abastecer la demanda de punta.

5.1.2 Disminución de las pérdidas de energía eléctrica.

La generación distribuida permitirá acercar la generación al consumo, evitando las pérdidas que se producen por las ineficiencias propias de los procesos de generación y las pérdidas que se originan en los conductores eléctricos diseñados para el transporte y distribución de la electricidad. *“De esta forma se reducirán y aplazaran las inversiones en redes de distribución y transmisión. Se estima que la energía generada en el propio hogar tiene tasas de aprovechamiento superiores al 90%.”* (Fundación Telefónica, 2013) [5].

5.1.3 Automatización de la medición del consumo.

La utilización de la tecnología a través de un SMMC, mejora los procesos operativos relacionados con la gestión y monitorización remota de los elementos de medidas, disminuyendo la necesidad de intervenciones manuales en terreno. Lo que evidentemente

genera un ahorro para las empresas eléctricas en los gastos asociados a la toma de lectura pedestre, al corte de suministro eléctrico por deuda y a la reposición de servicios.

5.1.4 Favorece a la Ley 20571 de Net Billing o Generación Distribuida.

El Net Billing es un sistema basado en la autogeneración de energías renovables, el cual permite la incorporación masiva de pequeños productores o micro generación. Diversos sectores, como por ejemplo, el residencial, industrial, comercial, agrícola o turismo, pueden producir electricidad con fuentes de energía renovable no convencional, principalmente eólica o solar fotovoltaica, dependiendo del lugar donde se encuentren, para no sólo disminuir su consumo desde la red (autoproducción), sino que alcanzar un nivel de generación tal, que en determinadas horas del día les permita inyectar energía al sistema.

5.1.5 Disminución de las emisiones.

Como referencia, se estima que si los medidores inteligentes mejoran *“la eficacia de la red eléctrica en sólo un 5%, eso equivaldría a reducir las emisiones de efecto invernadero de 53 millones de autos, vale decir, aproximadamente 300 millones de ton de CO2 por año.”* (Fundación Telefónica, 2013)[5].

5.1.6 Menores costos.

Esto es el resultado final de muchos de los beneficios ya mencionados: eficiencia energética, gestión de la demanda, acceso a energías renovables intermitentes de menor costo. El consumidor final se beneficia directamente con una disminución en su “cuenta de la luz” e indirectamente, porque los bienes de consumo también tendrán un menor costo de producción.

Finalmente, en una mirada macro, en los países donde se desarrollan redes inteligentes esperan conseguir importantes beneficios económicos. Un ejemplo es lo que sucede en España, con su plan sobre el *“Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020, en donde realizó*

una estimación de ahorros de 7.900 millones de euros, promedio anual, equivalente a 0,7% de su PIB (Producto Interno Bruto).” (Fundación Telefónica, 2013) [5].

5.1.7 Compensa el envejecimiento de la infraestructura actual.

La inversión en tecnologías inteligentes es menos costosa que el gasto necesario para la modernización de la red eléctrica convencional. En el Reino Unido, *“se estimó que se requerirían 46.000 millones de libras entre los años 2012 y 2050 para modernizar la red eléctrica con tecnologías convencionales y sólo 27.000 millones si se usa tecnología de Redes Inteligentes.” (Ernst & Young, 2012) [6].*

Luego de describir los principales beneficios de los SMMC, es importante señalar cuales son los principales obstaculizadores para la implementación de estos proyectos tecnológicos.

5.2 Obstaculizadores para la implementación de SMMC.

Los principales obstaculizadores que presentan los SMMC, son los relacionados con la regulación, la interoperabilidad, estándares y el costo de la inversión:

5.2.1 Regulatorias.

Las redes de transmisión y de distribución constituyen monopolios naturales y por ello, su actividad está regulada. *“El éxito de la implantación de nuevas tecnologías dependerá de un marco regulatorio y retributivo adecuado.” (González Angel, 2012) [7]*

En el año 2011, la Asociación del sector Eléctrico en Europa, efectuó una investigación para estar al tanto de las principales dificultades regulatorias que deberían afrontarse para acelerar el desarrollo de estas tecnologías. *Eurelectric (2011)[8]*, nos dice:

- *La incertidumbre normativa es la barrera regulatoria más importante.*

- *No existe claridad sobre la regulación de emisiones al medio ambiente.*
- *El discurso del Gobierno no está unificado en la promoción de los sistemas de redes inteligentes, en tal sentido, tampoco se tiene claridad sobre la ayuda para estimular su desarrollo.*
- *En cuanto a los procesos de licitación, es importante mejorar la transparencia y la certeza, con el objetivo de conseguir un rendimiento eficaz de los proyectos, lo que permite lograr una mejor eficiencia en los resultados.*

Agregar, que la regulación también ha frenado el despliegue de tecnologías innovadoras en redes eléctricas, ya que los modelos de regulación han presionado por años a las empresas a reducir costos.

5.2.2 Interoperabilidad y estándares.

Actualmente existen más de 25 definiciones de interoperabilidad para los SMMC. Las definiciones más mencionadas son aquellas descritas en las normas IEC y ANSI. En el caso de IEC, se indica que la interoperabilidad es la habilidad de dos o más dispositivos, de uno o más proveedores, para intercambiar información, utilizándola para una correcta operación. Por otro lado, ANSI define a la interoperabilidad como la habilidad que tienen los sistemas y sus componentes, para trabajar de forma conjunta. De manera efectiva, es necesario unificar las interfaces, protocolos y otros estándares consensuados.

En línea con lo antes expuesto, el Comité Europeo de Normalización Electrotécnica (CENELEC) define interoperabilidad como la habilidad de dos o más redes, sistemas, dispositivos, aplicaciones o componentes de una red, para intercambiar y usar información y así realizar las funciones requeridas. Desde esta definición, también refieren el llamado “perfil de interoperabilidad”, entendido como un documento que describe cómo se implementarán los estándares o especificaciones para dar respuesta a los requerimientos emanados desde una aplicación, componente funcional, comunidad o contexto. Este perfil es, entonces, un elemento clave dentro del diseño de una arquitectura SMMC, basado en

estándares y requerimientos, para lograr la total interoperabilidad. Sin él, existen libertades que atentan contra las garantías y certezas del intercambio de información.

Desde las definiciones antes mencionadas, puede desprenderse que la interoperabilidad es la base y sustento de la escalabilidad y continuidad operacional de los sistemas. Es esta característica, la que extiende la operación de una arquitectura de comunicaciones más allá de la particularidad del diseño de un fabricante.

Considerando lo anterior, debe destacarse que interoperabilidad no es sinónimo de estandarización. La estandarización es sólo un componente de la interoperabilidad; de no existir, no es factible definir perfiles interoperables en las múltiples capas conceptuales de una arquitectura de SMMC (que van desde estándares de capa física hasta el desarrollo de aplicaciones). De esta manera, es factible definir que sin estandarización no existe interoperabilidad, pero la estandarización por sí sola no hace que un sistema sea robusto e interoperable.

En los diversos reportes de interoperabilidad revisados, existe consenso en que la interoperabilidad tiene un *“impacto técnico-económico sobre los mercados asociados a los SMMC. Esto se debe a que su existencia reduce la incertidumbre (más conocido como riesgo de mercado), lo cual permite que el mercado crezca más rápido y genere mayor valor para el consumidor, lo cual se traduce en menores costos para el Cliente Final. También reduce los efectos de bloqueo para los consumidores, servicios públicos y proveedores. Con ello, también se limitan las libertades de diseño y la operación de los SMMC.”* (CENELEC, 2014) [9]

La adopción de un estándar único que habilite la creación de una arquitectura interoperable no reviste sólo un carácter técnico. Existen factores de mercado que deben ser tomados en cuenta, específicamente aquellos asociados a economías de escala. Para explicar este fenómeno, citaremos el ejemplo de la interoperabilidad en la telefonía celular. Existen zonas donde un proveedor de servicios no posee cobertura; el caso típico corresponde a usuarios visitantes de una red celular extranjera (turistas); si no existieran protocolos

normados, estándares de diseño de equipos, entre otros, jamás habría sido posible que operadores firmaran convenios para la existencia del roaming internacional. En una analogía con un SMMC, este fenómeno toma especial importancia en el contexto de generación distribuida, donde equipos no pertenecientes a una red podrían requerir conectarse a ella (tal como en el caso del roaming en sistemas celulares).

5.2.3 Costos de inversión para implementar SMMC.

La falta de recuperación oportuna y los costos de inversión son claramente, una barrera para el despliegue masivo. La implantación global de las redes inteligentes pasa por el despliegue de los múltiples desarrollos tecnológicos o soluciones asociadas a las TI que le dan soporte. *“Estos procesos, generalmente, representan inversiones importantes y tienen prolongados periodos de adaptación, generando que los beneficios esperados no se recuperen en el corto plazo.”* (National Labs Energy.gov., 2014) [10].

Los costos de inversión son una de las principales barreras a la implementación. Los avances tecnológicos ya se han generado: autos eléctricos, medidores inteligentes, domótica; pero su inversión no se puede justificar debido al alto costo para el usuario final. Para acelerar la masificación, se requieren programas de apoyo públicos y privados que colaboren al financiamiento.

5.3 Apoyo gubernamental y de privados para la implementación de SMMC.

En Estados Unidos, el Net Metering, mecanismo destinado a gratificar a los clientes que utilizan generación eléctrica a través de energías no convencionales; ha logrado motivar a los consumidores, gracias al apoyo económico del estado para implementar estas tecnologías.

A partir del año 2009 comenzaron las inversiones federales del DOE, que sumadas a la inversión privada de la industria eléctrica, generaron un financiamiento total de 8 mil millones de dólares en proyectos del SGIG, mediante este programa, se han beneficiado 99

proyectos que involucran a más de 200 empresas de electricidad y otras organizaciones cuyo propósito es modernizar la red eléctrica, fortalecer la seguridad cibernética, mejorar la interoperabilidad; recoger un nivel sin precedentes de datos sobre las operaciones, beneficios e impactos en la distribución de electricidad mediante redes inteligentes.

Por su parte, en Europa, existen algunas iniciativas de financiamiento para investigación e infraestructura. Por ejemplo, “Horizonte 2020”, que es el mayor programa de financiamiento de investigación y desarrollo de la Unión Europea, con fondos disponibles entre 2014 y 2020 por casi 80.000 millones de euros; en el año 2015 destinó 67 millones de euros a temas de electro movilidad y 106 millones a ciudades y comunidades inteligentes. Para los años 2016 y 2017 contempla un fondo de 58 millones de euros para pequeñas y medianas empresas de transporte. Además, la Comisión Europea cuenta con otros fondos estructurales y de inversión (ESIF: European Structural and Investment Funds) para, entre otras materias, apoyar el desarrollo de productos, encontrar nuevos mercados, invertir en la banda ancha, tecnologías de la información y telecomunicaciones. *“También tiene fondos para iniciativas destinadas a la conexión europea mediante la Red Transeuropea de Transporte (a veces denominado en plural, en inglés TEN-T / CEF) y fondos de inversión combinados con subsidios.” (Xcel Energy.2016) [11].*

En Chile, el año 2016, el Congreso Nacional inicia el desarrollo de un proyecto de ley que busca eximir expresamente al cliente final de cancelar por el retiro y cambio de medidores y empalmes, ante motivos de fuerza mayor. Este proyecto, modificaría la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), que en esa fecha definía a los usuarios como propietarios de medidores y empalmes, determinando que las empresas distribuidoras serían ahora dueñas de estos equipos. El 19 de febrero del año 2018, se aprueba la modificación de la LGSE y se publica el 27 de febrero como artículo único en la ley N°21.076. Por otro lado, durante la elaboración de la ley N°21.076, en diciembre de 2017 la Comisión Nacional de Energía (CNE) entrega los nuevos requerimientos a las empresas de distribución de energía eléctrica orientados principalmente a la calidad del servicio:

Los puntos a mejorar en la calidad del servicio son los siguientes:

- Menores interrupciones de suministro eléctrico.

- Mejor calidad de la información entregada a los consumidores.
- Implementación de sistemas en la red para comunicar al cliente con la empresa eléctrica.

Los puntos señalados anteriormente se encuentran disponibles en la “*Norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución (NT)*.”(Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, 2017) [12].

La industria eléctrica anhela contar con una norma que permita mejorar la comunicación entre consumidor y empresa. En ese sentido, la NT, cuyo plazo de implementación es de nueve años, a partir de 2019, posee las siguientes exigencias:

- a) Medir: Los gastos de energía de eléctrica de forma remota, para todos los servicios eléctricos.
- b) Monitorear: El comportamiento de un servicio eléctrico y las redes, entregando alertas; por ejemplo, cada vez que existan interrupciones en sus sistemas.
- c) Controlar: Accedera conectar y desconectarlos servicios eléctricos y sistemas de distribución.

5.4 Avances de los SMMC en Chile.

Los nuevos estándares de la NT son más exigentes y se traducen en mayores costos de inversión, por lo que, tal como señala el artículo transitorio segundo de la ley N°21.076, estos costos se reflejan en los decretos tarifarios correspondientes. Es así, como la autoridad llamó a un estudio tarifario interperíodo, que finalmente culmina con la promulgación del Decreto N°5T en septiembre del año 2018, el que modifica las tarifas a clientes finales, con el fin de reconocer a las empresas distribuidoras los mayores costos por los medidores y los nuevos estándares exigidos. De esta forma, se modificaron las tarifas particularmente en el componente asociado al VAD.

Como dato importante, en el país existen 26 empresas concesionarias de distribución, vigentes en el mercado, quienes juntos a la CNE, realizan estudios tarifarios cada cuatro

años. Dichos estudios, determinan costos eficientes que son reconocidos a las empresas distribuidoras. En particular, la Tabla N° 1 muestra el componente asociado a la infraestructura de distribución denominada VNR y el número de clientes de las principales distribuidoras de Chile.

Tabla1. Diagnóstico para una Nueva Regulación de la Distribución Eléctrica en Chile.

Empresa	N° de Clientes	VNR (millones de dólares)
CGE	2.910.908	1.664
CHILQUINTA	722.345	497
ENEL	1.909.061	1.189
SAESA	852.590	751
OTRAS	233.962	279
TOTAL	6.628.866	4.380

Tabla 1. Diagnóstico para una Nueva Regulación.

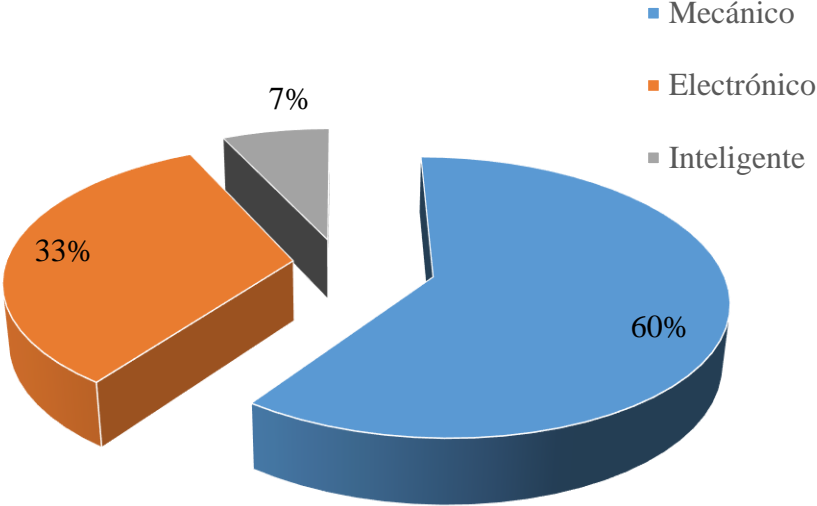
Fuente: Ministerio de Energía, 2018.

Si bien, resulta imprescindible que las empresas reguladas de servicios básicos sean capaces de recuperar sus costos a través de las tarifas (objetivo regulatorio de garantizar la viabilidad financiera de las empresas reguladas), el rol de la autoridad es velar por que las inversiones y costos de dichas empresas sean realizadas de forma eficiente (objetivo regulatorio de garantizar eficiencia productiva).

Sin embargo, la discusión en el caso de los medidores, no es menor, considerando que el costo de inversión total del recambio estaría en torno a los mil millones de dólares. Cabe destacar, que la inversión podría ser menor, dependiendo del costo unitario de los medidores. El orden de magnitud de la inversión es relevante, en particular, considerando el peso que tendrán estos activos en el VNR de las empresas de distribución nacionales.

La siguiente figura muestra que, hasta mediados del año 2018, las empresas distribuidoras presentan entre sus tecnologías de medición, un 7% de medidores inteligentes instalados, en un universo de 6,6 millones de medidores a nivel nacional. Dejando como evidencia que existe todavía un camino largo que recorrer para la implementación de SMMC.

La Figura 3, detalla el parque tecnológico de los sistemas de medición implementados por las empresas de distribución de energía eléctrica:



Total Industria: 6.600.00 equipos de medida.

*Figura 3. Implementados por las empresas de distribución de energía eléctrica.
Fuente: Ministerio de Energía, 2018.*

6. Experiencias sobre Sistemas de Medición, Monitoreo y Control.

A nivel mundial existe una serie de iniciativas sobre SMMC a diferentes escalas y niveles; dichas iniciativas atienden las condiciones, características y necesidades de cada país. Para conocer las distintas experiencias es importante citar a la Unión Europea y Estados Unidos, donde existe gran cantidad y variedad de proyectos. Se revisará su evolución, las características de los proyectos más grandes iniciados en estos últimos años y, de ellos, los resultados particulares del proyecto Finesce.

Paralelo a lo señalado anteriormente, se destaca el proyecto SmartGridCity™ de Xcel Energy, en Boulder, Colorado; el que según la evaluación de sus clientes, fue un proyecto fallido, por lo costoso de las inversiones y además, por la escasa retroalimentación de parte de la Empresa a sus consumidores finales.

6.1 Experiencia en la Unión Europea (UE), sobre la implementación de SMMC.

El informe denominado “Smart Grid Projects Outlook 2017”, detallado por la *Comisión Europea, (2017) [13]* indica:

“Que desde el año 2002 se han lanzado 459 proyectos en 47 países, con una inversión total de 3.150 millones de euros. De éstos, ya se han completado 238 proyectos, por 1.150 millones de euros, con un promedio de 5 millones de euros cada uno y aún se encuentran en marcha 221 proyectos, con una inversión total de 2.000 millones de euros, vale decir, con un promedio de 9 millones cada uno. Los recursos financieros han provenido, aproximadamente, en partes iguales de capitales privados y públicos. Es relevante señalar que más del 90% de los proyectos ha recibido algún tipo de fondo público.”

6.1.1 Despliegue de la medición inteligente en la UE.

Del total de 459 proyectos desarrollados en la UE, 145 consideran los SMMC como una de sus principales aplicaciones y la mayoría se focaliza en el sector residencial.

La instalación de estos SMMC es esencial para el éxito de las Redes Inteligentes. Es por ello que la UE requiere que sus Estados miembros aseguren su implementación, condicionada a un análisis positivo de costo-beneficio. El sistema de medición inteligente debe entregar a los consumidores información precisa, frecuente y debe dar la posibilidad de cambiar de proveedor para aprovechar las oportunidades de precios más económicos y acceso a tecnologías emergentes (“smart homes”). Para la red de distribución, significará una importante disminución en sus costos de operación y mantenimiento.

Al 2014, la Comisión Europea reportó un despliegue de 45 millones de medidores inteligentes. Se estima que al 2020 exista un 77% de los usuarios con medidores inteligentes, esto equivale a un despliegue de 200 millones de medidores instalados.

Lo más costoso del sistema de medición inteligente radica en los medidores propiamente tal, seguido del sistema de comunicación de datos. El costo total de medición por cliente varía ampliamente entre países, dependiendo de las diferentes opciones de infraestructura, funcionalidades de los medidores y condiciones locales (ubicación geográfica, contexto económico). Además, cada país utiliza sus propios parámetros en el análisis de costo-beneficio, como por ejemplo, diferentes períodos de evaluación o tasa de descuento. Teniendo presente estos antecedentes, en los países que han completado o están avanzando en su despliegue, *“el sistema de medición inteligente cuesta en promedio € 223 por cliente, con una amplia desviación estándar de € 143. En promedio, se espera que estos países registren un beneficio global por cliente de € 309 (\pm € 170) y un ahorro de energía promedio de 3% (\pm 1,3%), dependiendo de cada realidad particular.”*(Comisión Europea, (2017) [13].

Si bien, son cuantiosos los proyectos, sólo unos pocos países se destacan en materia de inversión, ya que la mitad se concentra en Francia, Reino Unido, Alemania y España. Ahora bien, es importante conocer y presentar algunos de los más grandes proyectos iniciados en Europa.

6.1.2 Proyecto: “Finesce” Alemania (2013- 2015).

El Proyecto Finesce, cuya sigla significa Future INternet Smart Utility ServiCEs, fue coordinado principalmente por Ericsson GMBH (Sociedad de Responsabilidad Limitada). Su objetivo se situó en desarrollar las TIC en el sector energético en 11 países de la Unión Europea. Según lo indicado en el informe del proyecto Finesce, la *Dra. Williams Fiona (2015) [14]* nos dice lo siguiente:

“Este proyecto contó con un presupuesto: de mediana escala entre 7,5 y 20 millones de euros y se desarrolló en siete sitios de Europa, y se enfocó en educar a los consumidores sobre la eficiencia energética en los inmuebles residenciales e industriales, desarrollando un nuevo mercado de energía (productor-consumidor), considerando la construcción de una central eléctrica privada virtual internacional, usando vehículos eléctricos y sistemas de respuesta a la demanda, facilitando a los proveedores de energía pasar de una gestión reactiva a una proactiva, proporcionando la internet del futuro y permitiendo una mejor integración al sistema de la energía solar y eólica. Adicionalmente, el proyecto tuvo como propósito desarrollar una comunidad activa de pequeñas y medianas empresas innovadoras, para la captura de las oportunidades de negocios emergentes en materia de energía, dando la oportunidad de crear fuentes de trabajo y generar nuevos ingresos económicos.

Los siete sitios en que se desarrollaron las pruebas y sus correspondientes ámbitos de acción son: Edificios inteligentes Malmö, Suecia; Prosumer inteligente, Horsens Dinamarca; Edificios inteligentes Madrid, España; Fábrica inteligente y VPP Aachen, Alemania; Redes inteligentes y mercado de la energía Terni, Italia; Integración del vehículo eléctrico a la red Dublin, Irlanda y Comunicación de RI Portlaoise, Irlanda”.

Finesce es un proyecto de Redes Inteligentes correspondiente a la segunda fase del programa de Asociación Público Privada para la Internet del Futuro, financiado por la UE.

El proyecto fue exitoso en su ejecución. El programa diseñado fue llevado a cabo según lo planificado, sólo con ligeras desviaciones que no afectaron los resultados finales; inclusive, se obtuvieron resultados muy aceptables.

La evaluación interna del proyecto señala que Finesce realizó una contribución considerable al conocimiento público de las RI, siendo de gran interés para muchos actores del sector energético en Europa, Estados Unidos y Japón. Estos conocimientos están siendo madurados comercialmente por los socios del proyecto.

En la ciudad de Malmö, Suecia, se desarrollaron importantes soluciones para optimizar la demanda del consumo energético en edificios de uso mixto. Se analizó el consumo de 350 clientes de 5 edificios, durante un año; levantando información mediante sensores. En materia de optimización, se realizaron pruebas de reducción y desplazamiento de la carga, encontrando en este último caso resultados mayores a los esperados, donde se observaron *“ahorros de 5% en la facturación mensual de los clientes. El despliegue de la infraestructura generaría beneficios a toda la ciudad, bajando el costo de la energía y las emisiones de CO₂, mediante la disminución de la demanda de punta.”* (McKeever Padraic, 2015) [15].

En Dinamarca, el ensayo se realizó en una comunidad de casas unifamiliares dentro de un pequeño pueblo cerca de Horsens, donde las viviendas están situadas fuera de la zona de suministro de calefacción urbana y originalmente utilizaban calderas a gas o petróleo. Se instaló equipos y componentes para producir y consumir energía eléctrica. Al mismo tiempo, *“la red eléctrica fue estudiada para controlar y gestionar la demanda (DSM) de los prosumers, término utilizado para referirse a los clientes que son consumidores y a la vez productores de energía eléctrica.”*(McKeever Padraic, 2015). [15].

Se estudiaron cuatro focos de interés de la RI: tecnología y comportamiento social, visualización de la energía, control externo de los recursos energéticos y prosumers.

El proyecto también consideró pruebas de carga controlada para 19 vehículos eléctricos. Se demostró reducción de la demanda de punta en la red de 400 V, baja en la generación de dióxido de carbono y en el costo de la energía del usuario final. Sin embargo, en Dinamarca, el modelo de negocio para aplicar esta tecnología no existe aún.

En España, el foco fue la gestión integrada de energía para edificios de oficina. Acciona, socio principal, lleva a cabo la implementación en uno de sus edificios en Madrid, el cual fue monitoreado y controlado con un sistema de gestión de edificios (BMS, Building Management System). A través de una red de sensores inalámbricos se midió, por ejemplo, la temperatura, la humedad relativa, la luminosidad en el exterior del edificio, la generación y consumo de energía. *“El edificio cuenta con paneles fotovoltaicos, generación de energía eólica, batería de almacenamiento de electricidad, medidores y sensores inteligentes, y un servicio de predicción meteorológica para alimentar a los algoritmos de control de energía del edificio.” (McKeever Padraic, 2015). [15].*

Se demostró que la conciencia sobre el consumo de energía se incrementó, los usuarios pudieron suscribirse a datos y alertas personalizadas sobre los diferentes dispositivos de consumo de energía del edificio, de esta forma se mejoró la eficiencia del uso de la energía eléctrica.

En Alemania se realizaron estudios *“de DR industrial con una planta de energía virtual (VPP) transfronteriza. El centro de ensayo es una fábrica inteligente en Aachen. La VPP de prueba se encuentra en Colonia y comprende una decena de DER situados en Bélgica y Alemania.” (McKeever Padraic, 2015). [15].*

Se demostró que el método de balance propuesto entre el consumo de energía de la fábrica inteligente y las proyecciones de producción de la VPP, tuvo un impacto positivo en la

operación de la red, con rápidos tiempos de respuesta a los cambios intra-día y a las desviaciones de los pronósticos.

En Italia se desplegó una prueba basada en una red de MT y BT en la ciudad de Terni. Se desarrolló un mercado de energía para proporcionar DR a partir de DER.

Se instalaron dos nuevos modelos de contadores inteligentes, el primero de ellos se basa en *“la comunicación GPRS y el segundo mediante comunicación G3 PLC, los cuales son leídos cada 5 minutos. Ambos métodos están trabajando y no interfieren entre sí. G3 PLC es una especificación de comunicación que fomenta la interoperabilidad”* (McKeever Padraic, 2015) [15].

En Dublin, Irlanda, se construyó un sistema de carga para vehículos eléctricos. El proyecto contempló vehículos eléctricos propiamente tal, puntos de carga, redes de comunicación y sistema de control. El piloto creó un sistema de optimización a partir de toda la información recogida de la red, tomando como base, criterios tales como los patrones de consumo del cliente, la seguridad en el sistema eléctrico y la utilización de energías renovables. Además del algoritmo de optimización, se desarrolló un mecanismo para interrumpir el proceso de carga en caso de una emergencia en la red.

En Portlaoise, Irlanda, se desarrolló una nueva arquitectura informática de comunicaciones para las compañías distribuidoras, con el propósito de mejorar la confiabilidad y generar una mayor eficacia de sus redes eléctricas. *“Este sistema de comunicaciones permite el desarrollo de nuevas aplicaciones operacionales, lo que trae como beneficio un sistema mucho más versátil.”* (McKeever Padraic, 2015) [15].

6.1.3 Proyecto: “Arrowhead”, Suecia (2013-2018).

Este proyecto fue coordinado por la Universidad Tecnológica de Lulea y financiado por la Unión Europea. Sus objetivos principales estaban orientados en incrementar la eficiencia energética y flexibilizar el uso de la energía a través de la automatización de las RI.

Este piloto tuvo un *“presupuesto de 80 millones de euros y contempló diseñar un sistema inteligente para crear patrones de ahorro en los clientes finales, de acuerdo al monitoreo de sus consumos diarios. Teniendo excelentes resultados para la economía de los grupos sociales.”* (Delsing Jerker, 2017) [16].

6.2 Experiencia en los Estados Unidos sobre implementación de SMMC.

Estados Unidos identificó a los SMMC como un elemento clave para su desarrollo económico y energético de las RI. El departamento destinado para esta operación (DOE) recibió un presupuesto de 4,5 mil millones de dólares para otorgar un impulso importante a programas de desarrollo de cinco años. Se estimó que las inversiones federales del DOE más la inversión privada en estos proyectos, sumó prácticamente 8 mil millones de dólares hasta el 2015.

Los principales programas federales de apoyo son:

- Programa de Subvención de la Inversión para Redes Inteligentes (SGIG). Focalizado en la implementación de tecnologías, herramientas y técnicas de RI. Estos financiaron 99 proyectos por hasta el 50% de la inversión total, con un máximo de 200 millones de dólares cada uno. El monto total de este fondo es de 3.400 millones de dólares.
- Programa de Planes Piloto de Redes Inteligentes (Smart Grid Demonstration Program, SGDP). Cuyo propósito es explorar sistemas de almacenamiento de energía, de RI avanzados y evaluar su rendimiento para aplicaciones futuras. El monto total de este programa es de 600 millones de dólares y con él se financió a 32 proyectos, hasta un máximo de 50% de su costo.
- Programa de entrenamiento de la fuerza laboral del sector eléctrico.
- Programa de estándares de interoperabilidad y ciberseguridad.

Según el informe de avance entregado a la Comisión de Energía en los Estados Unidos, la instalación de medidores inteligentes en el año 2015 llegó a 65 millones de unidades, lo que implica una cobertura de más del 30% de clientes en todo el país. Es así, que esta

tecnología es acompañada de mayor información y tarifas flexibles. Además, genera reducción en las demandas de punta a niveles que permiten aplazar la construcción de grandes centrales eléctricas. Por ejemplo, en Oklahoma se estima que el aporte de las redes inteligentes permite diferir la construcción de una central de 170 MW.

Por otro lado, se ha mejorado la confiabilidad y la eficiencia con la incorporación de tecnologías avanzadas de control automatizado. Por ejemplo, en la ciudad de Chattanooga, Tennessee, se repuso inmediatamente el suministro eléctrico a la mitad de los clientes residenciales afectados por una fuerte tormenta de viento, luego que la compañía distribuidora instalara los equipos de respaldo, para fortalecer la red tradicional y convertirla en una red más inteligente.

Los avances tecnológicos en redes de transmisión y subestaciones eléctricas también son destacables. Por ejemplo, la tecnología de sincrofasores, que son dispositivos que miden las ondas eléctricas y proporcionan datos *“100 veces más rápidos que la tecnología convencional, permitiendo a los operadores de la red maniobrar las líneas de transmisión a mayor capacidad, identificar y corregir inestabilidades. Se ha determinado que el flujo de energía entre California y Oregon ha podido aumentar en 100 MW gracias a los datos de los sincrofasores.”* (National Labs Energy.gov, 2014)[17]

En los siguientes puntos, se dan a conocer algunos proyectos que están transformando la forma en que la electricidad se suministra en Estados Unidos.

6.2.1 Tennessee: Electric Power Board of Chattanooga (EPB).

La EPB de Chattanooga, Tennessee, es una de las más grandes empresas públicas que provee energía eléctrica en Estados Unidos. Entre el año 2010 y 2012, el objetivo de esta empresa fue automatizar las redes eléctricas que distribuyen energía en la ciudad, agregando nuevos sistemas para volver más inteligente la operación de la red. Esta nueva robustez del sistema, ha permitido que el suministro sea más confiable y responda más efectivamente ante los eventos de tempestades que a menudo afectan la ciudad. *“Este*

proyecto fue particionado en un cincuenta por ciento por apoyo federal, mediante el programa SGIG de ARRA y significo además una inversión de 113 millones de dólares por parte de la empresa.” (U.S. Department of Energy, 2014) [18].

6.2.1.1 Aprendizajes obtenidos en EPB de Chattanooga.

- Los equipos inteligentes que se instalaron para automatizar las redes, han mejorado la confiabilidad, reduciendo la frecuencia y duración de las interrupciones.
- Disminución de los costos de operación y mantención por 1,6 millones de dólares anuales, gracias a la automatización de la lectura de los medidores. Además, el control automatizado ha reducido significativamente la necesidad de enviar personal a terreno durante y después de las tormentas. Por ejemplo, luego de una gran tempestad registrada el 5 de julio de 2012, la empresa constató ahorros en costos de horas extra por más de 1 millón de dólares, asociados al menor esfuerzo de restauración.
- La vigilancia remota del voltaje ha permitido a la empresa reducir la demanda máxima, ahorrando 2 millones de dólares al año.

En este proyecto, como principal hito, se destaca el paso del sistema eléctrico que data del año 1960 a una red automatizada e integrada, o más bien llamada Smart Grid.

6.2.2 Energy Smart Florida, experiencia de La Compañía de Servicios Eléctricos de Florida (FPL).

Una de las mayores Compañías eléctricas de Estados Unidos, entre los años 2009 y 2012, implementó uno de los proyectos más grandes y acabados de la cartera del DOE y con apoyo SGIG. Durante algunos años, FPL había estado instalando medidores inteligentes y ejecutando pilotos como preparación para el proyecto SGIG. *“La subvención del DOE aceleró los planes y permitió mejoras adicionales al transporte y distribución de la*

electricidad, así como también a la medición remota de los consumos de los consumidores.”(Florida Power & Light, 2012) [19].

La expansión de más de tres millones de medidores inteligentes, la automatización de la red de distribución, un piloto para educar al consumidor sobre las horas más eficientes en el uso de la electricidad y el monitoreo avanzado de equipos de la red de transporte, son los principales objetivos de este proyecto. Lo descrito anteriormente, *“fue financiado en un treinta y cinco por ciento mediante el apoyo federal del ARRA, mientras tanto la compañía aportó 379 millones de dólares.” (Lehmann Sofia, Rich David. 2017) [20]*

6.2.2.1 Aprendizajes obtenidos por la Compañía de Servicios Eléctricos de la ciudad de Florida (FLP).

- Disminuyó el costo de lectura de la medición y los costos operacionales de la mantención a través de incrementos en la eficiencia. Se observa también, una mejoría en la satisfacción del cliente, a través de la disminución de los reclamos de facturación.
- Mejoró la confiabilidad y calidad del servicio. La automatización del sistema de distribución y transmisión, redujo el número de interrupciones y optimizó el proceso de reposición.
- El monitoreo remoto ha permitido a la Compañía centrarse en las reparaciones, en lugar de la inspección y predecir con exactitud cuándo el equipo requerirá reemplazo. Esto permite que, mediante una adecuada planificación, se realicen licitaciones competitivas y ahorro de costos.

El aprendizaje de este proyecto, se relaciona con garantizar el éxito operativo; el desarrollo de las aplicaciones que utilizan los datos de los medidores inteligentes (facturación) debe hacerse en estrecha coordinación con las instalaciones de los equipos en terreno y así, asegurar la calidad de la comunicación. Por lo tanto, una programación objetiva y realista hace más eficiente la ejecución del proyecto.

6.2.3 The Pacific Northwest Smart Grid Demonstration Project.

Este proyecto fue desarrollado por Battelle Memorial Institute, compañías distribuidoras de electricidad y universidades de los Estados Unidos. Se trata de un plan piloto de demostración de redes inteligentes, que atraviesa cinco Estados (Idaho, Montana, Oregon, Washington, y Wyoming) y que cubre el proceso, desde la producción de energía eléctrica hasta la utilización de esta energía en los clientes finales.

El proyecto se inició en 2010, completó su diseño en 2011 y se puso en marcha el 2013.

“La inversión fue financiada en un cincuenta por ciento con apoyo del SGIG, mientras que las empresas participantes aportaron 90 millones de dólares. Fue uno de los 16 proyectos de demostración del funcionamiento de SMMC y único que incluyó múltiples Estados, compañías distribuidoras de electricidad, incluyendo cooperativas eléctricas rurales, municipalidades y un campus universitario” (U.S. Department of Energy, 2014) [21]

Corresponde a un tipo de proyecto que cubre áreas relacionadas con recursos de energía distribuida (solar, eólica, hídrica, generadores de respaldo), sistema de distribución (interruptores, reguladores de voltaje, reconectores de circuitos, banco de condensadores), medidores inteligentes y sistemas de clientes. Su propósito es validar nuevas tecnologías que proveen comunicación bidireccional entre la generación distribuida, almacenamiento, activos de demanda y la infraestructura de la red existente; elaborar estándares y metodologías de comunicación y control, seguras y escalables; medir costos y beneficios de todos los usuarios del sistema, para servir de base a las futuras inversiones; avanzar en interoperabilidad, seguridad cibernética y validar nuevos modelos de negocio.

Se probaron más de 20 tipos de activos de redes inteligentes en 11 empresas de distribución, que suministran energía a clientes residenciales, comerciales e industriales. Se incluyó una microred operada en isla, con el fin de evaluar su potencial para mejorar la confiabilidad y aliviar la demanda de energía. Además, los socios del proyecto se comprometieron a comercializar las tecnologías probadas.

6.2.3.1 Aprendizajes obtenidos del proyecto de redes inteligentes

- Este proyecto es uno de los primeros sistemas transactivos que se pusieron en marcha con éxito en el mundo, donde la oferta y la demanda comunican y negocian el precio y la cantidad de energía eléctrica que se suministra y se consume. *“Un sistema transactivo es un conjunto de mecanismos económicos y de control que permite el equilibrio dinámico de la oferta y la demanda, a través de toda la infraestructura eléctrica, utilizando el valor como un parámetro operativo clave.”*(U.S. Department of Energy. 2015)[22].
- La gran cantidad de datos sobre el estado de la red permite el control en tiempo real, haciéndola más eficiente, flexible y segura.
- El sistema transactivo fue validado, probando la conexión de toda la región, desde el sistema de transmisión a los equipos individuales, permitiendo una respuesta dinámica de los activos en los puntos finales.
- Fue una valiosa experiencia para las empresas distribuidoras, ya que con los resultados están orientado sus inversiones para convertir todas sus redes a sistemas inteligentes y automatizados.
- *“El 97% de los participantes de la Cooperativa Eléctrica Flathead declaró estar satisfecho con los resultados, debido a que se demostró un potencial del 8% de reducción de la carga máxima regional.”*(U.S. Department of Energy. 2015)[22].
- Los recursos eólicos se predijeron con precisión.
- Las señales de incentivos para optimizar el consumo y minimizar costos, fueron adecuadamente comunicadas en el sistema.

- Con base en los datos recopilados, se determinó el tiempo en que los activos del lado de la demanda demoraban en responder.
- Se requiere seguir realizando pruebas para reducir el costo de la integración de los equipos en las redes inteligentes. Para que las inversiones sean exitosas y no terminen en activos malgastados, las compañías distribuidoras deben planificar adecuadamente los requisitos funcionales y arquitectónicos, considerando los avances actuales en la integración de los recursos de energía distribuida.

Según los aprendizajes destacados anteriormente, también es importante precisar las dificultades de este gigantesco proyecto:

- Ocurrieron inconvenientes con empresas proveedoras inexpertas, como por ejemplo, vendedores de pequeños sistemas de generación solar y eólica que no fueron capaces de entregar sus productos o el nivel de energía producida fue inferior al comprometido. Es recomendable examinar a fondo las capacidades técnicas y fortaleza financiera de los proveedores, antes de tomar este tipo de decisiones.
- Como cada empresa distribuidora escogió su propio sistema AMI, algunas seleccionaron medidores que cumplían sólo con los requisitos básicos de lectura, conexión, desconexión remota y reporte de interrupciones de servicio a los clientes. En algunos casos, estos medidores no pudieron entregar información precisa del consumo e incluso algunos no transmitían datos en intervalos inferiores a un día.
- Se evidenció escaso análisis para examinar la gran cantidad y diversidad de datos de la red.

6.2.4 Proyecto SmartGridCity™ de Xcel Energy.

Es importante considerar algún caso que haya presentado dificultades en su implementación. En tal situación, se encuentra la SmartGridCity™, proyecto de demostración de la empresa Xcel Energy, desarrollado en la ciudad de Boulder, Colorado, Estados Unidos; que buscaba crear la primera ciudad inteligente, que fuera alimentada completamente por una RI, eficiente y autocontrolada.

Xcel Energy es un holding que provee electricidad a más de 3 millones de clientes y gas natural a cerca de 2 millones, en 8 estados de Estados Unidos. Su sede está en Minneapolis. *“Tiene ingresos anuales cercanos a 12 mil millones de dólares. Su actividad en el sector eléctrico abarca desde la generación hasta la distribución, concentrándose ésta última, solamente en Colorado, donde opera su filial Public Service Company of Colorado.”* (Xcel Energy. 2016)[23]

“El proyecto fue desarrollado entre los años 2008 y 2009, con un presupuesto estimado de 100 millones de dólares. Su objetivo era proveer a sus clientes tecnologías de RI que aportaran beneficios ambientales, financieros y operativos.” (IEEE, 2019) [24]

Como referencia, Boulder es una ciudad comparable con la comuna de Vitacura, en cuanto a la cantidad de habitantes (alrededor de 100 mil) y con La Florida, en cuanto a superficie (70 km²).

En octubre de 2011, la empresa consultora Metavu elaboró la evaluación del que era hasta ese momento, el proyecto de demostración de RI más completo de Estados Unidos. En esos años, las RI estaban en una etapa muy incipiente de desarrollo y no se contaba aún con subvención del gobierno. Según el informe, la evaluación arrojó beneficios para los clientes de la SmartGridCity™ y de la Public Service Company of Colorado. *“Mejóro la confiabilidad, disminuyendo la cantidad de minutos sin servicio. Se implementaron tarifas diferenciadas para que los clientes pudieran gestionar su demanda. Se mejoró la*

información, publicando diariamente en la web los consumos detallados cada 15 minutos.”(Metavu, 2011) [25]

6.2.4.1 Aprendizajes obtenidos del SmartGridCityTM.

Algunas de los aprendizajes son los que se describen a continuación:

- Para controlar la carga de los clientes se usó redes de área doméstica (HAN) que resultaron poco eficaces, con muchos requisitos, costosas y de rápida obsolescencia tecnológica.
- Los medidores inteligentes presentaron muchos beneficios, pero el periodo de recuperación de su costo fue extremadamente extenso.
- El monitoreo de la red de distribución en tiempo real aumenta la rapidez de detección y solución de fallas. Para mejorar el retorno de la inversión, el sistema de monitoreo debe desplegarse selectivamente en zonas de baja confiabilidad o donde la resolución de los problemas consume mucho tiempo, como por ejemplo, en instalaciones rurales o subterráneas.
- Los controles integrados de voltaje y potencia reactiva generan beneficios económicos potenciales altos a los clientes.

No obstante, el informe de Metavu señala que el proyecto cumplió los objetivos establecidos (se implementó y actualmente se encuentra en funcionamiento un set de tecnologías de RI, se implementó un laboratorio de pruebas y se consiguió el conocimiento necesario para generar un caso de negocios y despliegue de nuevas inversiones) y fue declarado como exitoso por la empresa, sin embargo, existen críticos que señalan que el proyecto fue un fracaso.

Las principales críticas apuntan al sobrecosto del proyecto y a la falta de comunicación con los clientes. La empresa admitió estos errores, señalando que debieron hacer mejores

estimaciones de costos y moderar las expectativas de los clientes, quienes esperaban conseguir viviendas completamente equipadas con dispositivos electrónicos y ver el desarrollo de tecnologías de generación distribuida, vehículos eléctricos, baterías, turbinas eólicas y generación solar.

El sobrecosto de Xcel se estima en 45 millones de dólares. Se argumenta que los errores se cometieron debido a que se trataba de un proyecto innovador, no desarrollado anteriormente por ninguna otra empresa. *“En 2011 la Comisión de Servicios Públicos de Colorado le permitió a Xcel traspasar a sus clientes 28 millones de dólares de costo. Los 17 millones restantes, sólo los podrá traspasar cuando se demuestre que sus clientes reciban beneficios reales. Esta decisión de la Comisión ha hecho que la Compañía evalúe nuevas inversiones.”* (Helms Marisa, 2013) [26].

Lo más complicado para Xcel, fue la mala evaluación por parte de los habitantes de la ciudad de Boulder, ya que, la empresa tenía un grave conflicto, producto de la emanación de gas efecto invernadero, debido a que mayoritariamente la generación de energía eléctrica no era producida por fuentes renovables. *“En ese sentido, la energía suministrada por Xcel, generada en Colorado, provenía en un 80% de combustibles fósiles. Esta situación hizo que la ciudad iniciara un proceso de municipalización (compra) de la infraestructura local de Xcel, que actualmente se encuentra en un proceso legal. Adicionalmente, el objetivo de la ciudad de Boulder es reducir la emisión de gas efecto invernadero en un 80% en el año 2050.”*(Fei Charleen, Rinehart Ian. 2014) [27].

6.3 Experiencia en empresas distribuidoras chilenas

El camino para la implementación de redes inteligentes en Chile, todavía se encuentra en etapa de pilotos, estos han sido desarrollados principalmente por tres compañías: Enel (ex Chilectra), Chilquinta Energía y el Grupo Saesa.

6.3.1 Chilquinta Energía

La empresa de distribución de la Región de Valparaíso, “*Chilquinta Energía, desarrolló un proyecto de instalación de medición inteligente en todos sus clientes industriales y comerciales, utilizando la tecnología de comunicación de radio frecuencia.*”(Chilquinta Energía, 2018)[28]

En la Figura 4, se detalla el esquema de Comunicación de radio frecuencia, a través de antenas para comunicar los SMMC.

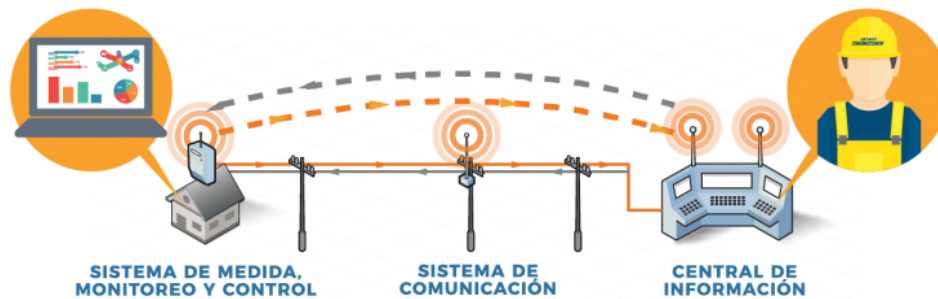


Figura 4. Comunicación los SMMC a través de RF
Fuente: Empresas Eléctricas AG.

Chilquinta Energía ha instalado 3.500 medidores, lo que equivale a un 45% del total del parque de servicios con demanda, es decir, no residenciales. Esperando concluir el total del proyecto para fines de 2020, el gran anhelo de esta compañía es contar con todos estos equipos con lectura remota, debido a que así aseguran la correcta facturación del 50 % de su venta de energía.

En relación a la tecnología utilizada, se diseñó una red de radio frecuencia (RF), la que consiste en instalar un punto de acceso (antena) con una cobertura de 5 kilómetros aproximadamente. Para controlar remotamente los medidores inteligentes, esta red se encuentra integrada con el sistema comercial.

Principales características que presenta esta tecnología de acuerdo al informe de (*GTD Ingeniería, 2016*)[29], señala:

- *“Puede realizar lectura de los consumos de energía eléctrica, corte y reposición de forma totalmente remota.*
- *En caso de producirse una falla (clientes sin energía eléctrica) el medidor emite una señal de no voltaje, con el propósito de direccionar más rápidamente el recurso en terreno y reducir los tiempos de reposición.”*

6.3.2 Grupo Saesa.

El Grupo Saesa es una compañía que distribuye energía eléctrica en el tramo sur del país. Con una zona de concesión que parte en la región de Ñuble hasta llegar a la región de Aysén en la ciudad de Villa O'Higgins.

El Grupo Saesa realizó un análisis de costos para la implementación de un sistema de medición remota a través de radio frecuencia (RF) (idéntico al de Chilquinta Energía), los cuales son compartidos en este texto y se detallan a continuación:

- Medidor monofásico (por cliente residencial) 100 US\$.
- Medidor trifásico (por cliente industrial o comercial) 400 US\$.
- Sistema de puntos de accesos (antenas) y software 12.000 US\$.
- Software para el manejo y almacenamiento de datos con modalidad Hosting; 20.000 US\$ al año.
- Costos de aprendizaje y fiscalización por parte del proveedor; 50.000 US\$.
- Finalmente, la mano de obra por la instalación del medidor, que puede llegar a los 25 US\$ por medidor.

El Grupo Saesa implementó la solución de radio frecuencia (RF) para zonas urbanas y la tecnología de comunicación de medidores por el mismo conductor eléctrico (PLC o TWACS) para zonas rurales.

En la Figura 5, se detallan los proyectos pilotos realizados por el grupo SAESA, en lo que se destaca la instalación de 9.000 medidores hasta abril del año 2020:

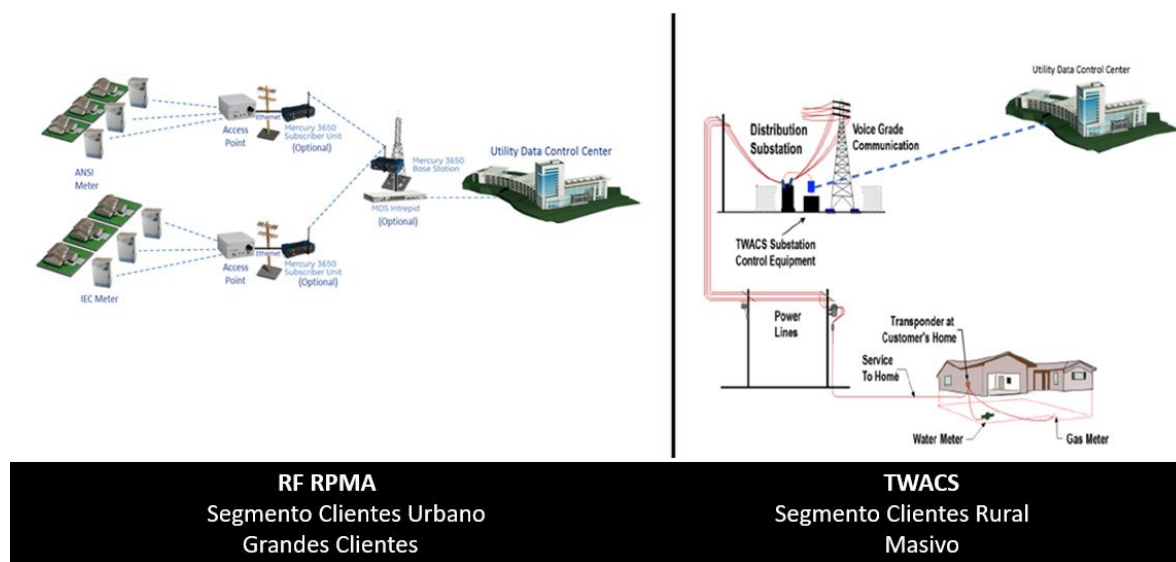


Figura 5. Proyectos pilotos realizados por el grupo SAESA.
Fuente: Grupo Saesa.

Grupo Saesa tiene un plan, que va en la misma línea y exigencias de la nueva Norma Técnica del Ministerio de Energía, en el cual se programa la sustitución del 100% del parque de medidores en un plazo máximo de 9 años (finaliza el 2029).

Su evaluación de costos para la ejecución total del proyecto, es de 160 millones de dólares, divididos de la siguiente manera, de acuerdo a (GTD Ingeniería, 2016) [29].

- “57% para equipos (medidores, antenas y comunicación).
- 40% para la mano de obra en la instalación de los equipos en terreno.
- 4% para el manejo y almacenamiento de la información.”

6.3.3 ENEL (ex Chilectra).

Enel es la empresa de distribución más grande de Chile, su concesión de servicio de distribución de energía eléctrica corresponde a la región metropolitana. En relación a su experiencia en redes inteligentes, Enel realizó proyectos muy importantes relacionados con la micro-red Esuscon en Huatacondo, Smart Grid en Huechuraba y un plan para la instalación de SMMC.

6.3.3.1 Proyecto ESUSCON, en poblado rural de Huatacondo.

Es el primer proyecto de micro-red inteligente desarrollado en Chile, que integró energías renovables no convencionales, generación diésel, almacenamiento de energía y colaboración por parte de la población para propiciar la operación del sistema. Convirtió a Huatacondo en el primer poblado energéticamente autosustentable de Latinoamérica. De 10 horas de electricidad al día, pasó a contar con un suministro permanente las 24 horas.

Huatacondo es un pequeño poblado rural de no más de 80 habitantes, perteneciente a la comuna de Pozo Almonte, en la Región de Tarapacá. *“Su sistema eléctrico se basaba en un generador diésel de 150 kVA, operado manualmente por la comunidad. Suministraba energía en los siguientes horarios: lunes y viernes a partir de las 14 horas hasta las 24 horas y los fines de semana, desde las 16 horas hasta las 24 horas.”* (Weber Pablo, 2011) [30]. El elevado costo del combustible y la dificultad logística del abastecimiento, impedía mayor disponibilidad eléctrica. Su consumo principal se caracterizaba por casas particulares, alumbrado público ineficiente y una bomba para llenar el estanque de agua potable.

La micro-red fue instalada en septiembre de 2010. *“Cuenta con 84 paneles fotovoltaicos que aportan el 70% de la energía consumida (23 kW), un aerogenerador (3 kW), un motor diésel que genera muy poca energía eléctrica durante las noches y 96 baterías que aportan energía durante la madrugada.”* (Universidad de Chile FCFM, 2016) [31]. Esta micro-red significó un importante cambio en el nivel de vida de los habitantes, por ejemplo, ahora

cuentan con internet en el único establecimiento educacional del poblado, alumbrado público, televisión y refrigeración a toda hora y atención nocturna en posta en caso de urgencias.

Si bien se demostró que es un sistema viable, *“es costoso de implementar, por lo que necesita aporte privado y estatal. El costo total del proyecto, considerando diseño, implementación y marcha blanca, bordeó los 200 millones de pesos.”* (Rosenberg Andrés, 2010) [32].

6.3.3.2 Smart Grid en Huechuraba.

En la comuna de Huechuraba, Región Metropolitana, se ejecutó un proyecto de Smart Grid, orientado en siete impulsos tecnológicos. Cuyo principal objetivo es mejorar la calidad de vida de los consumidores. En ese sentido se destacan las iniciativas:

- Educar a los consumidores sobre la eficiencia energética.
- Convertir algunas viviendas para el uso de la domótica (casa inteligente).
- Mejorar la calidad de la iluminación (instalación lámparas LED).
- Internet gratis en espacios y servicios públicos.
- El transporte eléctrico; instalación de puntos para recarga de automóviles eléctricos.
- La automatización de la red eléctrica.
- Instalación de medición inteligente.

En la Figura 6, se observa el Centro Tecnológico Interactivo de 300 metros cuadrados de superficie. Edificio Smart Grid Huechuraba



Figura 6. Edificio Smart Grid Huechuraba. Fuente. Enel-Pipartner Group.

En este edificio, se realiza el monitoreo en tiempo real de la red eléctrica de la comuna de Huechuraba. Es por esto, que considera un “laboratorio-ciudad”, en donde concurren universidades y colegios para conocer el modelo con el que se gestionan los recursos energéticos de las siete iniciativas mencionadas anteriormente.

Este es un proyecto destinado a educar a la población sobre las redes inteligentes y los reales beneficios que se pueden obtener mediante la gestión en la utilización de la energía eléctrica.

6.3.3.3 Instalación de SMMC en el Gran Santiago.

El plan piloto desarrollado en el Gran Santiago, cuenta con 50 mil equipos con tecnología SMMC, los que fueron instalados en un periodo de ocho meses, durante el año 2018. El costo asociado a este piloto corresponde a 7,5 millones de euros, segmentados de la siguiente forma:

- 39% para medidores inteligentes y concentradores de datos.
- 47% corresponde a la instalación de los equipos.
- 14% se destina para la tecnología de la información y manejo de datos.

Al igual que el Grupo Saesa, Enel cuenta con un plan de recambio masivo de medidores para el año 2020, el que tiene un plazo de ejecución de 9 años, el costo por medidor instalado es de 125 dólares por servicio. Agregar, que el total de clientes conectados a esta compañía, corresponde a 1,8 millones de usuarios del servicio eléctrico.

La tecnología utilizada para la comunicación de los medidores, corresponde a la transmisión de información a través de los mismos conductores eléctricos (Power line Communication PLC), la cual tiene las siguientes características de acuerdo a (GTD Ingeniería, 2016)[33]:

- “- Ejecuta el corte y reposición de forma remota.
- Ejecuta cortes de advertencia para consumidores morosos.
- El medidor puede registrar tanto el consumo del hogar, así como también las inyecciones, en caso de contar con equipos de generación”.

En la Figura 7, se detalla el flujo para comunicar el SMMC con el centro de control y así gestionar la información:

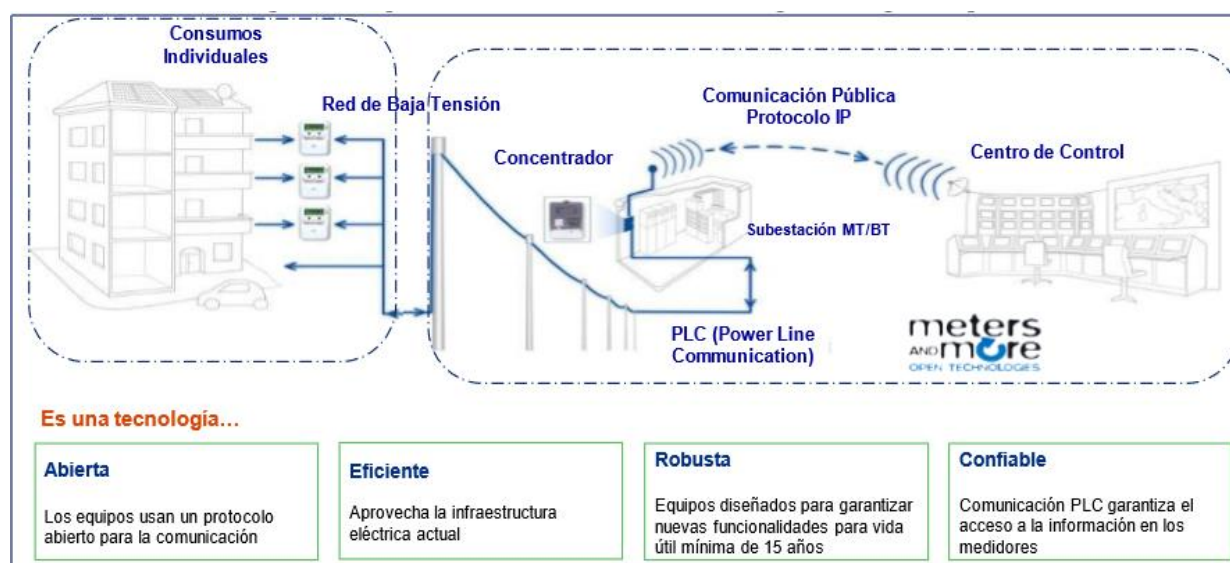


Figura 7. Flujo para comunicar el SMMC en ENEL.
Fuente: Consultora GTD Ingeniería.

6.3.4 Aprendizajes obtenidos de las experiencias chilenas.

Los proyectos que han desarrollado las empresas eléctricas en Chile representan un hito muy relevante en el proceso de evolución hacia las nuevas tecnologías, que necesariamente, deberá experimentar el mercado eléctrico chileno. En relación con eso, el desarrollo de las redes inteligentes se encuentra en una etapa inicial y de aprendizaje. En este aspecto, las principales dificultades que han subsistido en las empresas eléctricas en Chile son las siguientes:

- Costo inicial de instalación; los SMMC y equipos de comunicación son muy costosos y la inversión inicial ha sido muy elevada en el desarrollo de sus planes piloto.
- El rechazo por el usuario final en la instalación de SMMC; lo que trae como consecuencia, la baja instalación de estos equipos y no lograr convertir la red eléctrica tradicional en RI.
- La educación al usuario final; punto clave para convertir todos los beneficios indicados en los capítulos anteriores, en realidad.

El camino para el desarrollo de las RI es extenso, sin embargo, Chile ha comenzado con el desarrollo de importantes iniciativas por parte de las empresas eléctricas y un fuerte apoyo gubernamental. Además, con el constante trabajo para sociabilizar estos proyectos con los usuarios finales, que es el eslabón principal de esta cadena.

7. Desafíos y Oportunidades

De acuerdo a lo revisado en los capítulos anteriores, tanto en Europa como en los Estados Unidos, existen algunas semejanzas en los proyectos desarrollados, entre las que destacan:

- Programas de apoyo gubernamental.
- Visión compartida acerca del aporte de las RI al sector energético en particular y a la economía en general.
- Vanguardia en los desarrollos tecnológicos. Inversión en I+D.

En cuanto a la inversión en redes inteligentes, en los Estados Unidos ha sido mucho más intensa. Entre los años 2010 y 2013, se invirtió un promedio de 4.500 millones de dólares. Mientras tanto, en la Unión Europea las cifras corresponden a 900 millones de dólares entre los años 2011 y 2012.

En Estados Unidos destaca mayormente la inversión privada. En cambio, en la UE prácticamente la mitad de los recursos son aportes gubernamentales. Al mirar el despliegue de los SMMC, Estados Unidos lleva la delantera, lo que resulta consistente con el mayor nivel de inversión. Al año 2015 había instalados 65 millones de unidades, equivalentes a un 30% de cobertura. En cambio, en la UE, la última información reportada al año 2014, señalaba 45 millones con una cobertura cercana al 20%.

Los beneficios esperados, una vez que se implemente en su totalidad las redes inteligentes en los Estados Unidos, pueden llegar a 131.000 millones de dólares anuales, a partir del año 2019, lo que equivale a un 0,7% de su PIB.

Por su parte, las redes inteligentes en España pueden aportar beneficios anuales de 7.900 millones de euros. Coincidentemente, este valor también es equivalente al 0,7% del PIB, lo cual transforma a esta cifra en una estimación bastante sólida acerca del beneficio potencial del despliegue de las RI en el mundo.

La Tabla 2 detalla los beneficios de las redes inteligentes en Estados Unidos. Información obtenida de *McKinsey & Company (2010) [34]*:

Ámbito	Beneficio en millones de dólares
Aplicación para clientes	59.000
Desplazamiento de la demanda máxima	16.000
Programa de gestión de la demanda. Disminuyen la energía consumida y requerida	17.000
Disminución de costo por menor necesidad de construir nuevas centrales	26.000
Infraestructura de medición avanzada (AMI)	9.000
Medición automatizada. Eliminan la necesidad de lectura manual	7.000
Funciones avanzadas de los medidores	2.000
Aplicación de la RED	63.000
Optimización Volt-VAR, incrementa la eficiencia a través de la conservación de reducción de voltaje	43.000
Detección de fallas, aislamiento y restauración. Disminuye el tiempo fuera de servicio a través de control automático	10.000
Monitoreo y diagnóstico. Reduce los costos de inspección y mantención	8.000
Medición de áreas más amplias. Incrementa el rendimiento de trasmisión	2.000

*Tabla 2. Beneficios de las redes inteligentes en Estados Unidos.
Fuente; McKinsey & Company. U.S. smart grid value at stake.*

7.1 Desafíos para las redes inteligentes e instalación de SMMC

Los desafíos futuros que enfrentan los países para desplegar las redes inteligentes a nivel mundial son muchos, significativos y dicen relación con superar los obstáculos mencionados en el capítulo 4, para avanzar en la hoja de ruta que hayan planificado. En función a las experiencias revisadas, se detallan un análisis de elaboración propia de los principales desafíos para implementar estos proyectos:

7.1.1 Tecnológicos.

Se necesita mantener una constante retroalimentación y monitoreo, para que las inversiones asociadas a las investigaciones, mejoras de procesos y desarrollos; cumplan con los resultados esperados.

Los países con voluntad y capacidad profesional deben seguir destinando recursos a I+D, para que los avances tecnológicos en RI alcancen un grado de madurez tal, que permita su incorporación en los mercados y se traduzcan, finalmente, en una disminución de costos que posibilite su masificación.

7.1.2 Estándares.

La incorporación de nueva infraestructura de tecnología avanzada, representa un desafío técnico que va mucho más allá de la simple conexión de las TIC a la red eléctrica tradicional.

Los dispositivos o equipos asociados a la electrónica de consumo y telecomunicaciones tienen una vida útil, por obsolescencia, que por lo general, no supera los cinco años. Es por esta razón, que se requiere el aumento de estándares de interoperabilidad y seguridad cibernética, que permita a las compañías distribuidoras comprar equipos o piezas de equipos con total confianza de que van a funcionar o se van a comunicar adecuadamente con la infraestructura existente.

El objetivo no es imponer especificaciones técnicas detalladas a nivel mundial, sino que focalizarse en las interfaces clave, generando estándares de interoperabilidad eficientes que den espacio a la innovación.

El desafío más importante en esta materia, es asegurar que las RI se comuniquen. No sólo que transmitan datos, sino que sean capaces de aprovechar todo el potencial que cada

proveedor de tecnología propone como valor. Se debe minimizar la incompatibilidad entre versiones o entre similares equipos, para maximizar el rendimiento de las inversiones.

7.1.3 Privacidad.

Un desafío muy complejo para el desarrollo de la automatización, monitoreo y control de la red eléctrica, han sido los famosos “spam” (correo basura), troyanos (maliciosos), suplantación de identidad y otros posibles ataques informáticos.

En Estados Unidos ya se detectaron problemas con la privacidad de los datos de clientes en RI, como, por ejemplo: seguimiento del comportamiento del cliente y la vigilancia en tiempo real. Se ha visto vulnerada la información del estilo de vida e incluso el estado de salud de los consumidores, mediante la captura de datos de uso de electrodomésticos, sensores de movimiento y dispositivos relacionados con la medicina.

La seguridad de la información de las RI está siendo abordada desde varios ángulos. Para proteger la transmisión de datos a través de internet se usan las VPN (redes privadas virtuales). Para proteger la autenticación de identidad, existen variados protocolos de validación relacionados con claves de acceso.

En septiembre de 2014, Estados Unidos, preocupado por la seguridad de la información de los consumidores, publica un documento denominado *Guidelines for Smart Grid Cyber Security*, “este presenta un marco analítico inicial para que las organizaciones puedan desarrollar estrategias de seguridad eficaces, adecuadas a sus propias características, relacionadas con la red inteligente, sus riesgos y vulnerabilidades.” (U.S. Department of Commerce, 2014) [35]

Los SMMC acarrearán desafíos normativos en el acceso, uso, confidencialidad y seguridad de los datos. Según lo expuesto en Ley N°19.628 sobre el derecho a la privacidad; dicha ley no establece quien es el propietario de la información, cuándo pueden cederse o transferirse los datos, cómo debe ser el consentimiento y qué medidas de seguridad deben adoptarse,

tampoco consagra un órgano especializado. Estas certezas son relevantes para las empresas eléctricas, dado que los SMMC envían la información del consumo de energía y la calidad del servicio eléctrico, así como también otra información valiosa (cuándo una vivienda está desocupada, cuántas personas viven, a qué hora se levantan) que podría utilizarse para otros fines.

Un avance es el presentado por el “*Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control*”, (Comisión Nacional de Energía, 2019) [36] en elaboración, que obliga a las empresas eléctricas a implementar medidas de seguridad en el almacenamiento, acceso y comunicación de datos, a asegurar su confidencialidad y a permitir al cliente el acceso a información respecto a su consumos y calidad del servicio eléctrico. Sin embargo, lo permitido, obligatorio y facultativo, no estará definido mientras no exista una legislación actualizada y coherente con los requerimientos técnicos del sector que resuelva las incertidumbres.

En ese sentido, la ciberseguridad es relevante para la distribución eléctrica, tanto por la escala de un potencial ilícito, dado que la Empresa Eléctrica almacena datos de millones de usuarios, como porque la perturbación a sus sistemas informáticos podría interrumpir un servicio público y el acceso a bienes y servicios que dependen de la electricidad.

Es importante indicar que el proyecto para modificar la Ley N° 19.223 sobre delitos informáticos, si bien es un avance al actualizar y establecer nuevos delitos y al aumentar la pena en caso de afectación a servicios públicos; mantiene incoherencias y vacíos. Falta también establecer estándares de seguridad y planes de contingencia coordinados que aseguren la continuidad operativa de los servicios frente a estos delitos.

El monopolio de la distribuidora en su zona de concesión, le da acceso a información privilegiada de sus clientes que permite hacerles ofertas personalizadas sobre bienes y servicios en otros mercados como la generación distribuida. Levantado este riesgo, la Fiscalía Nacional Económica ha recomendado perfeccionar la normativa, prohibiendo a las

distribuidoras realizar ofertas personalizadas basándose en información que no esté disponible para sus competidores.

Una regulación adecuada debería cumplir los objetivos de otorgar certeza respecto a qué se puede hacer o no con los datos y velar porque la información obtenida en el mercado de la distribución eléctrica no restrinja la competencia en otros mercados.

De acuerdo a lo revisado, es importante entregar una síntesis de los puntos más importante para la implementación de una red inteligente con la telegestión de equipos SMMC.

La Tabla 3 detalla los desafíos futuros que se enfrentan los equipos SMMC.

Desafíos	Principales Observaciones
Tecnológicos	Sostener y aumentar los recursos destinados a investigación y así generar interesantes innovaciones.
Estándares	Minimizar la incompatibilidad de las distintas versiones o entre equipos similares, pero de diferentes proveedores, para maximizar el rendimiento de las inversiones.
Privacidad	Los sistemas de monitoreo de las redes y de clientes, han presentado amenazas de virus, es por eso que la regulación internacional posee estrictas normas asociadas a la seguridad informática.

Tabla 3. Desafíos futuros que enfrentan los equipos SMMC.

Fuente: Elaboración Propia.

7.2 Recomendaciones para implementar una RI con ayuda de SMMC en Chile.

Chile ha experimentado cambios en el último tiempo. La elaboración de una Agenda de Energía en el 2014 y una Política Energética de Largo Plazo (2050) en el 2015, ha sido muy bien valorada por la industria. Ambos documentos fueron construidos con la participación de diversos actores sociales, políticos, empresariales y académicos.

En diciembre de 2017 se dicta una nueva norma, para implementar y medir la calidad del servicio eléctrico. *“La nueva normativa contiene una sucesión de requerimientos que deben ser implementados por las empresas de distribución. Estas exigencias están plasmados en*

el capítulo seis de la norma denominado “Sistemas de Medición, Monitoreo y Control.” (Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, 2017)[37].

7.2.1 Fomentar los proyectos de generación distribuida.

Chile es un país privilegiado en materia de irradiación solar, particularmente desde la Región de Arica y Parinacota hasta la Región de Coquimbo, donde los índices de radiación son unos de los más altos del mundo. *“Aún así, la generación solar fotovoltaica chilena es apenas un décimo de lo que genera Alemania, inclusive medido en GWh per cápita. Esto resulta más llamativo aún al saber que la radiación promedio de Alemania es similar a la de Osorno (3,1 kWh/m² día).”(Leiva Roberto, Herrera Cynthia, Bolocco Rafael, 2008) [38].*

Si bien, el costo de los paneles de generación fotovoltaica ha bajado en los últimos tiempos, la Ley N° 20.571 de Generación Distribuida, no ha resultado de gran ayuda para estimular su masificación a nivel residencial, comercial o de pequeñas industrias, con potencia menor a 100 kW. De acuerdo a la revisión de esta normativa, es preciso indicar la siguiente observación y análisis de elaboración propia: En primer lugar, el límite de 100 kW está inhibiendo la participación de interesados con mayor capacidad de aportar energía a la red. En segundo lugar, el mecanismo de valorización de las inyecciones al mismo precio que las empresas distribuidoras, traspasa el costo de la energía a sus clientes. En la práctica, esto implica que las inyecciones de energía eléctrica son valorizadas aproximadamente al 50% del precio que paga el cliente, esto resulta muy poco atractivo para las inversiones en estos proyectos.

Se recomienda el apoyo a través de subsidios. En el mismo caso de Alemania, líder mundial en generación solar fotovoltaica, el 90% de los paneles solares instalados en el país se encuentra sobre los techos de las casas o edificios, gracias al sistema de subsidio denominado Renewable Energy Feed in Tariff (REFIT). Este sistema de apoyo permite a todos los generadores renovables que inyecten energía al sistema, recibir un precio especial

establecido por ley, mayor al que pagan los consumidores. Estos sistemas REFIT son eficaces cuando la tarifa o incentivo permite asegurar rentabilidad.

7.2.2 Equilibrio oferta – demanda.

La generación es el punto de nacimiento del producto energía. Una primera característica de la producción de electricidad, es su diversidad tecnológica. Algunas de estas fuentes, tienen una historia de explotación que se remonta a los inicios de la industria de la energía y por ello, se les agrupa bajo la denominación de fuentes convencionales (carbón, petróleo, agua), mientras que otras corresponden a fuentes no convencionales (solar, fotovoltaica, eólica, entre otras). De estas fuentes de energía, los factores distintivos más importantes son: i) su costo económico; ii) su impacto en el medio ambiente y iii) la disponibilidad de cada fuente.

La capacidad para almacenar energía en pilas o baterías, ha sido desarrollada sólo para volúmenes menores y disponibles para equipos que requieren de consumos bajos. A lo anterior, se suma el hecho de que el almacenamiento en pilas o baterías posee bajos niveles de duración, es así que todavía existe un camino por recorrer en el desarrollo de esta tecnología.

La energía generada debe ser inmediatamente consumida, existiendo una relación de simultaneidad entre el consumo que provoca la demanda de energía y la producción destinada a satisfacer ese consumo. No es posible disponer arbitrariamente de la energía eléctrica, ya que no es posible modificarse ni destruirse, sino sólo consumirse minuto a minuto, segundo a segundo, a través de artefactos.

La demanda de energía eléctrica tiene relación con la cantidad de clientes conectados a la red y a la utilización del servicio, debiendo ser la oferta la que se adapte al requerimiento de la demanda. Para lograr tal equivalencia, la Ley N° 20.936, publicada en el Diario Oficial el 20.07.2017, crea oficialmente un organismo especializado en el despacho de centrales generadoras denominado: “Coordinador Eléctrico Nacional”.

Es precisamente, ante la necesidad del sistema eléctrico de que constantemente la oferta sea equivalente a la demanda, que la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) desarrolla el esquema básico del mercado y habla de transferencias de energía y potencia entre empresas de generación, de la valorización de las mismas y del derecho a las ventas en este escenario (que se denomina comúnmente como mercado spot).

Cabe señalar que, cuando la LGSE nos habla de transferencias de energía entre empresas eléctricas que resulten de la aplicación de una coordinación, se está refiriendo, desde luego, a transferencias entre agentes del mercado y no entre plantas productoras de energía eléctrica. La energía que se vende a los consumidores, por parte de un agente del mercado, no es la energía producida con sus propias plantas; lo que se vende al consumidor final, es la energía del sistema.

Otra singularidad de la energía eléctrica, es que no existen posibilidades técnicas ni económicas para implementar un solo tipo de tecnología de generación, capaz de abastecer la demanda total de electricidad. Por ello, en un mercado eléctrico deben coexistir tecnologías con costos divergentes, aunque todas entreguen un mismo producto.

La entrada en funcionamiento de una planta generadora de electricidad, obedecerá a la demanda que necesite el sistema eléctrico. En consecuencia, corresponderá solicitar el ingreso en operación a la planta generadora con más alto costo de inversión, pero con un bajo costo de operación.

Chile necesita energía limpia, económica y confiable. Para garantizar el suministro, el país debe modernizar su sistema eléctrico internalizando los beneficios que ya han sido demostrados en los países más desarrollados; Estados Unidos y la Unión Europea son claros ejemplos de ello.

7.2.3 SMMC

Los SMMC fueron introducidos en las políticas energéticas de Chile el año 2012, con la promulgación de la Ley N° 20.571: “*Generación Distribuida*”. Más tarde y como se mencionó en los capítulos anteriores, el año 2017 se estableció la exigencia para comenzar con el recambio tecnológico a través de la Norma Técnica de calidad de servicios para sistemas de distribución.

Se debe aprender de aquellas experiencias en países que ya tienen práctica. En Estados Unidos, específicamente en “The Pacific Northwest Smart Grid Demonstration Project”, la instalación de SMMC no fue fácil, ya que algunas compañías distribuidoras reportaron que la capacidad de comunicación de algunos equipos no era interoperable debido a la incompatibilidad de versiones. Por lo tanto, para evitar que Chile replique el mismo escenario, las compañías distribuidoras, en conjunto con la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), en asociación con empresas de tecnología y universidades, deberían plantearse como desafío estudiar estos antecedentes, para que las inversiones futuras en SMMC sean productivas rápidamente y no queden desplazadas por falta de compatibilidad. Al mismo tiempo, es recomendable que se realicen pruebas para reducir el costo de la integración de los equipos.

7.2.4 Incentivos a la gestión de la demanda.

Para el perfeccionamiento de un sistema inteligente, es crucial que las empresas de distribución de energía eléctrica y los reguladores planeen el futuro en función de los marcos regulatorios específicos de cada país. “*Para explotar los beneficios de una red inteligente con costos sociales y financieros mínimos, se necesitan amplios aportes regulatorios, así como también actualizar la estructura de tarifas para los consumidores y proporcionar incentivos para nuevos modelos de negocios.*” (Yi Ji, Hallack Michelle, 2018) [39].

7.2.5 Compartir resultados.

En Estados Unidos, los resultados de las experiencias en RI se comparten ampliamente a través de los informes de los programas de apoyo SGIG y SGDP. Se emiten reportes de beneficios y métricas, reportes de comportamiento de los consumidores, informes de desempeño tecnológico, informes de resultados, mejores prácticas y lecciones aprendidas de los proyectos; muchos de los cuales se convierten en casos de estudio. También el Ministerio de Energía (DOE) emite reportes al Congreso. Los mecanismos de comunicación de esta información radican principalmente en el DOE, a través de su página institucional www.smartgrid.gov, pero también los proyectos tienen sus propias páginas donde publican sus resultados.

En Chile, el Ministerio de Energía debe tomar un rol activo en la generación de un mecanismo de difusión de los avances nacionales e internacionales en RI, que sirva de base a las empresas locales. Es conveniente levantar y sistematizar antecedentes de interés. Mientras exista más y mejor información, más favorables serán los resultados de la implementación de RI a nivel nacional.

7.2.6 Eficiencia Energética.

El espíritu de la Ley de Eficiencia Energética en Chile, busca educar sobre el uso eficiente de los recursos energéticos, cuyo objetivo es optimizar la producción y competencia económica, con las misiones de contribuir al bienestar de las personas y disminuir las emisiones de contaminantes. En este sentido, esta ley instruirá a los servicios industriales del rubro minero, cementero y forestal a gestionar su demanda, así como también al sector residencial y pymes.

A fin de cuentas, *“la expectativa es disminuir el consumo eléctrico en clientes finales en un 5,5% al cierre del 2030 y un 7% a 2035.”* (Ministerio de Energía Gobierno de Chile, 2020)[40].

Para lograr un desacople de los ingresos por las ventas de energía y demanda de las empresas eléctricas, se han estudiado algunas propuestas tales como “*el ingreso autorizado, y el LRAM (Lost Revenue Adjustment Mechanism), basado en la compensación de pérdidas de venta.*” (Gilleo Annie y Kushler Martin, 2015)[41].

Para comprender los conceptos LRAM e ingreso autorizado, es importante revisar el modelo de desacople implementado con éxito en California, Estados Unidos, desde el año 2007. Los ingresos de las compañías distribuidoras no son afectados por los menores consumos que generan los programas de eficiencia, ya que ellas tienen garantizado un ingreso fijo que les permite rentabilizar su inversión. Para lograr mejoras de eficiencia y maximizar sus ingresos, las empresas distribuidoras deben conseguir metas de ahorro y dependiendo del nivel del logro alcanzado, pueden conservar parte de los mismos. Y en caso contrario, si no logran alcanzar el nivel mínimo de cumplimiento, deben pagar multas en función de la energía no ahorrada.

“California tiene un consumo de energía per cápita 42% inferior al promedio de Estados Unidos, por distintas razones, pero una de ellas es el resultado de los programas de eficiencia energética.” (Empresas Eléctricas AG, 2014) [42].

La metodología de tarificación del modelo de desacople requiere, en primer lugar, determinar los ingresos esperados de las compañías distribuidoras; a este valor se le denomina “ingreso autorizado”. Luego, se establecen los precios esperados con base en la venta estimada de energía. Los ingresos corresponderán a la multiplicación de los precios esperados por el consumo real de cada cliente. Por lo tanto, al final de cada periodo, que puede ser anual, se deben reconciliar los ingresos totales de cada compañía distribuidora, ajustando positiva o negativamente los precios esperados del periodo siguiente. Los mecanismos de ajuste del ingreso esperado corresponden a factores no relacionados con las ventas de energía, como por ejemplo, inflación, cantidad de clientes, productividad. Así, las empresas distribuidoras son indiferentes a los niveles de venta de energía.

Este desacople implica un gran desafío, ya que requerirá cambios tarifarios, ajustes al modelo de negocios y una fuerte campaña de medidas de eficiencia energética. Todo esto, es una gran oportunidad para la masificación de las RI. Si se logra instalar los incentivos correctos para hacer partícipe a las compañías distribuidoras en el desafío de la eficiencia energética, habrá una gran oportunidad para que los consumidores obtengan beneficios económicos importantes, no sólo marginales, sino que a través de programas de eficiencia energética atractivos, que recompensen a los consumidores por instruirse en la gestión de su demanda. En el corto plazo, el beneficio económico o ahorro de costos para el cliente no está determinado por una menor tarifa de distribución, no es lo que busca este mecanismo, sino que por un menor consumo. Sólo en el largo plazo podrían existir menores tarifas de potencia, por postergación o menor inversión en generación.

De acuerdo a lo revisado en los puntos anteriores, es importante complementar un resumen que detalle los principales desafíos.

La Tabla 4, detalla los desafíos en la implementación de RI, con la ayuda de los SMMC.

Desafíos	Principales Observaciones
Visión País	En Chile, en diciembre de 2017, se publicó la Norma Técnica (NT) con requerimientos y altos estándares, con el fin de mejorar la calidad del servicio. En relación con eso, las empresas eléctricas deben otorgarle mayor protagonismo a las redes inteligentes. Cuyo principal desafío es el monitoreo de la calidad de la energía en los clientes finales.

*Tabla 4. Desafíos en la implementación de RI, con la ayuda de los SMMC.
Fuente: Elaboración Propia.*

Continuación de Tabla 4.

Desafíos	Principales Observaciones
SMMC	<p>Los medidores inteligentes, son equipos que poseen la capacidad de rescatar información de un servicio eléctrico, como por ejemplo el consumo de energía eléctrica en tiempo real. Además, precisan el periodo de mayor y menor consumo de energía.</p> <p>Adicionalmente, estos equipos inteligentes pueden suspender y reponer un servicio eléctrico a distancia, envían alerta de manipulación por terceras personas y entregan señales “sin luz”.</p> <p>Es por esto, que se debe apoyar la visión país y trabajar para que la ciudadanía comprenda los reales beneficios de esta tecnología.</p>
Incentivos a la gestión de la demanda	<p>Los clientes deben contar con opciones que les permitan participar activamente en el sistema energético. Deben ser incentivados a mejorar sus patrones de consumo, distribuyendo su demanda equitativamente en todo el día. Para esto, se requieren nuevas opciones tarifarias, con el fin de disminuir efectivamente la cuenta de la luz y reducir los costos de la red.</p>
Compartir resultados	<p>En Chile, el Ministerio de Energía debe tomar un rol más activo en la generación de un mecanismo de difusión de los avances nacionales e internacionales en redes inteligentes, para ser transmitido como experiencia a empresas locales.</p>
Riesgos	<p>Riesgo operacional La visita no regular a los clientes incrementa las intervenciones por terceros en los equipos de medición. Otro obstáculo visualizado, se relaciona con clientes empoderados que no permitan el recambio tecnológico.</p> <p>Riesgos financieros La inversión inicial alta, repercute en la viabilidad del proyecto. Costos operacionales y de mantención de los equipos, incrementan ante el aumento de las fallas.</p>

Tabla 4. Desafíos en la implementación de RI, con la ayuda de los SMMC.

Fuente: Elaboración Propia.

8. Conclusiones.

Los SMMC generan múltiples beneficios a la economía de un país y a la calidad de vida del consumidor. Dichos beneficios dependerán exclusivamente de los lineamientos estratégicos de cada país y estarán orientados principalmente a automatizar la medición del consumo y disminuir la demanda de punta, aplanando la curva de carga, lo que a su vez, permite postergar inversiones en nuevas centrales de generación. Además, se podrá reducir las pérdidas de electricidad, incorporando sistemas de NetBilling, es decir, la generación está más cerca del usuario de energía eléctrica.

A nivel internacional, el siglo XXI ha impulsado potentemente el desarrollo de las Redes Inteligentes y SMMC. Muchos países han realizado inversiones públicas y privadas para comprobar, documentar y potenciar sus beneficios. En términos económicos, los beneficios se estiman en 0,7% del PIB. El cálculo de este porcentaje, coincide con las estimaciones realizadas en Estados Unidos y en España. No obstante, todos los beneficios mencionados, aún se deben superar la principal barrera que es la incertidumbre normativa. En cuanto a la tecnología, existe un diagnóstico de necesidad de mayor investigación y desarrollo. También hay obstáculos de estandarización, que implican enfrentar un proceso difícil de normalización de protocolos de comunicación e interfaces, para que las soluciones de diversos fabricantes se puedan integrar de forma óptima. Se demostró que aún queda acciones a ejecutar en materia de estándares de interoperabilidad, por incompatibilidad de las versiones de los equipos que se han instalado. Otro obstaculizador fundamental, que dificulta la masificación de los SMMC, es el alto costo de inversión y el largo tiempo para la recuperación de lo invertido. También existen barreras de mercado, donde destaca la incertidumbre y la escasa información sobre los beneficios, además, la inexistencia de un modelo de negocio con señales de precios que incentiven la gestión de la demanda.

El análisis de las experiencias internacionales dio cuenta de diversos aprendizajes, los que deben ser considerados en Chile para el desarrollo de las Redes Inteligentes y la instalación de los SMMC.

Es recomendable que las compañías distribuidoras de electricidad desarrollen planes piloto, ya que éstos entregan información valiosa que orientan de mejor manera las inversiones (tal como se está trabajando en la industria en la actualidad). De esta forma, para el éxito de las inversiones, se recomienda que las empresas planifiquen adecuadamente los requisitos funcionales y arquitectónicos; si se agrega un cronograma realista al proyecto, este se vuelve más eficiente.

Para mejorar el retorno de la inversión, el sistema de monitoreo de la red debe desplegarse selectivamente en zonas de baja confiabilidad o donde la resolución de los problemas consume mucho tiempo, como por ejemplo, en instalaciones rurales o subterráneas.

Los SMMC presentaron múltiples beneficios, pero en algunos casos, el periodo de recuperación de su costo fue extremadamente extenso. Por este motivo, es que la Unión Europea requiere que sus estados miembros aseguren la implementación, condicionada a un análisis positivo de costo-beneficio.

Las tecnologías de la información requieren de un trabajo para predecir el comportamiento de la oferta y demanda de energía. De esta forma, el usuario podría gestionar mejor sus patrones de consumo y provocar reducciones en sus facturaciones.

Por otra parte, las claves para el desarrollo de las RI no son sólo fondos para inversión, como en Estados Unidos y Europa, muy importantes, por cierto, sino que también una planificación de largo plazo, con metas y evaluaciones. Los datos rescatados en los proyectos son sistematizados, evaluados y compartidos con el resto de la sociedad mediante elaboración de casos y de lecciones aprendidas. En el desarrollo de las RI están trabajando reguladores, generadores, proveedores, legisladores, instituciones de investigación, universidades y otros sectores involucrados; inclusive, el Departamento de Energía de Estados Unidos debe reportar al Congreso Nacional, cada dos años, el estado de las implementaciones de las RI en todo el país y de los obstáculos regulatorios o gubernamentales para su despliegue continuo.

Chile se encuentra distanciado de las experiencias antes descritas. El primer avance consistiría en alinear la visión de futuro respecto a RI. Lo óptimo sería que el país defina participativamente el modelo de redes eléctricas inteligentes que quiere construir y elabore una estrategia de desarrollo apropiada de mediano y largo plazo, con definición de etapas, alcance, plazos, recursos y metas; el rol coordinador del Estado es relevante. A continuación, y de manera complementaria, al igual que en los países desarrollados, se deben crear programas de apoyo a la inversión en RI, tanto para investigación y desarrollo, como para planes pilotos de demostración y capacitación. Además, se deben compartir los resultados y evaluaciones mediante diversos mecanismos de difusión.

Otro desafío para Chile, es el fomento de los proyectos de generación distribuida, aprovechando las ventajas comparativas en materia de fuentes de energía renovables no convencionales. La normativa actual no estaría generando los resultados esperados, ya que es poco atractiva para incentivar este tipo de tecnología.

Las RI representan un camino complementario a la construcción de megacentrales y torres de transmisión, que muchas veces enfrentan oposición ciudadana. Para impulsarlas, Chile debe crear un marco regulatorio que propicie modelos de negocio que incentiven a los clientes a mejorar sus patrones de consumo. Nuevas tecnologías, mejor información a través de medidores inteligentes, capacitación y tarifas flexibles, han permitido que los clientes de otras latitudes hayan alcanzado una participación activa en la optimización del consumo eléctrico, con ahorros de consumo de energía de 5% y ahorros de costo de 20%.

Otra oportunidad que tiene el país, es de tipo normativa. Se trata del Proyecto de Ley de Eficiencia Energética, que se estima sea enviado al Congreso el segundo semestre del año 2020. Uno de sus objetivos debiera ser *“promover el uso racional y eficiente de los recursos energéticos, fomentando mejoras en la productividad y competitividad, mejorando la calidad de vida, y contribuyendo con el desarrollo sostenible del país.”* (Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, 2020) [43]. Esto representa una gran oportunidad para la masificación de las redes inteligentes y sus equipos. La meta nacional es disminuir 5,5% el consumo proyectado de energía al año 2030, mediante iniciativas de eficiencia.

Finalmente, al igual que en los países desarrollados, donde se difunden los aspectos favorables y desfavorables de las respectivas experiencias, para que las empresas puedan proyectar y construir sobre avances que otros ya han alcanzado; Chile debe generar un mecanismo de transferencia de conocimientos, que permita replicar las buenas prácticas y corregir aquellos aspectos más desafortunados.

9. Bibliografía.

- [1] Ministerio de Energía Gobierno de Chile (Diciembre 2019). *Planificación Energética de Largo Plazo*. Santiago, Chile. Ministerio de Energía. Recuperado de https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20191209_actualizacion_pelp_iaa_2019.pdf
- [2] Comisión Europea (Mayo 2020). *Sistemas inteligentes de electricidad e interoperabilidad*. Bruselas, Bélgica. Comisión Europea. Recuperado de <https://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-metering-deployment-european-union>
- [3] Fundación Endesa. (Agosto 2019). *SmartGrid*. Madrid, España. Fundación Endesa. Recuperado de: <https://www.fundacionendesa.org/es/recursos/a201908-smart-grid>
- [4] Elizabeth Doris y Peterson Kim (Noviembre 2013). *Government Program Briefing: Smart Metering*. Colorado, Estados Unidos. Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE). Recuperado de <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2013/11/f5/smartmetering.pdf>
- [5] Fundación Telefónica (Julio 2013). *Smart Energy. TIC y energía: un futuro eficiente*. Madrid, España. Fundación Telefónica. Recuperado de <https://www.fundaciontelefonica.com.mx/publicaciones/pagina-item-publicaciones/itempubli/232/>
- [6] Ernst & Young (Abril 2012). *Smart Grid: a race worth winning?* Russell, London. Ernst & Young. Recuperado de https://www.smartgrid.gov/files/documents/Smart_Grid_Race_Worth_Winning_Report_on_Economic_Benefits_201209.pdf

[7] González Angel. (Febrero 2012). *Gestión de la Energía en una Red Inteligente*. González Angel. Leganés, España. Recuperado de <https://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/14698#preview>

[8] Eurelectric. (Febrero 2011). *Regulación para Redes Inteligentes*. Eurelectric, Bélgica. Recuperado de <https://www.cre.gob.mx//documento/3978.pdf>

[9] CENELEC (Noviembre 2014). *Methodologies to facilitate Smart Grid system interoperability through standardization, system design and testing*. Bruselas, Bélgica. CENELEC. Recuperado de <https://www.cenelec.eu/standards/Sectorsold/SustainableEnergy/SmartGrids/Pages/default.aspx>

[10] National Labs Energy.gov. (Agosto 2014). *Smart Grid System Report Now Available*. National Labs Energy.gov. Washington, Estados Unidos. Recuperado de <https://www.energy.gov/oe/articles/2014-smart-grid-system-report-now-available>

[11] Xcel Energy. (Enero 2016). *Corporate Responsibility Report*. Xcel Energy. Minneapolis, Minnesota, Estados Unidos. Recuperado de <https://www.xcelenergy.com/staticfiles/xcel-responsive/Company/Corporate%20Responsibility%20Report/2016%20Corporate%20Responsibility%20Report.pdf>

[12] Comisión Nacional de Energía. (Diciembre 2017). *Norma Técnica de Calidad De Servicio para Sistemas de Distribución*. Comisión Nacional de Energía. Santiago, Chile. Recuperado de https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/Norma-T%C3%A9cnica-de-Calidad-de-Servicio-para-Sistemas-de-Distribuci%C3%B3n_vf.pdf

- [13] Gangale Flavia, Vasiljevska Julija, Covrig Catalin Felix, Mengolini Anna, Fulli Gianluca (Septiembre 2017). *Smart Grid Projects Outlook 2017*. Comisión Europea. Luxembourg. Recuperado de http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC106796/sgp_outlook_2017-online.pdf
- [14] Dra. Williams Fiona. (Septiembre 2017). *Consolidated Innovation and Business Report*. Dra. Williams Fiona. Munich, Germany. Recuperado de http://finesce.eu/global/images/cms/Results/The_FINESCE_smart_energy_platform.pdf
- [15] McKeever Padraic. (Septiembre 2015). *FINESCE D7.8 Version 1.0 Consolidated Trial Results*. McKeever Padraic. Munich, Germany. Recuperado de http://finesce.eu/global/images/cms/Results/FINESCE_deliverable_%20D7.8_consolidated_trial%20results_final.pdf
- [16] Jerker Delsing (Febrero 2017). *Arrowhead*. Jerker Delsing. Eindhoven, Países Bajos recuperado de <https://artemis-ia.eu/project/49-arrowhead.html>
- [17] National Labs Energy.gov. (Agosto 2014). *Smart Grid System Report Now Available*. National Labs Energy.gov. Washington, Estados Unidos. Recuperado de <https://www.energy.gov/oe/articles/2014-smart-grid-system-report-now-available>
- [18] U.S. Department of Energy (Septiembre 2014). *Smart Grid Highlight: Jump starting a Modern Grid*. U.S. Department of Energy. Washington, Estados Unidos. Recuperado de https://www.smartgrid.gov/document/american_recovery_and_reinvestment_act_smart_grid_highlight_jumpstarting_modern_grid
- [19] Florida Power & Light. (Enero 2012). *Florida Power & Light Company Case Study*. Florida Power & Light. Florida, Estados Unidos. Recuperado de https://www.smartgrid.gov/document/florida_power_light_company_case_study

[20]Lehmann Sofia, Rich David. (Enero 2017). *Florida Power & Light Company*. Florida Power & Light. Florida, Estados Unidos. Recuperado de <http://www.psc.state.fl.us/Files/PDF/Publications/Reports/General/Electricgas/FPLNuclear/June%202017.pdf>

[21] U.S. Department of Energy (Septiembre 2014). *Smart Grid Highlight: Jump starting a Modern Grid*. U.S. Department of Energy. Washington, Estados Unidos. Recuperado de https://www.smartgrid.gov/document/american_recovery_and_reinvestment_act_smart_grid_highlight_jumpstarting_modern_grid

[22] U.S. Department of Energy. (Junio 2015). *Pacific Northwest Smart Grid*. Department of Energy. Washington, Estados Unidos. Recuperado de https://esci-ksp.org/wp/wp-content/uploads/2016/11/OE0000190_Battelle_FinalRep_2015_06.pdf

[23]Xcel Energy. (Enero 2016). *Corporate Responsibility Report*. Xcel Energy. Minneapolis, Minnesota, Estados Unidos. Recuperado de <https://www.xcelenergy.com/staticfiles/xcel-responsive/Company/Corporate%20Responsibility%20Report/2016%20Corporate%20Responsibility%20Report.pdf>

[24] IEEE (Agosto 2019). *Smart Grids: Reinventing the Electric Power System*.IEEE. Chicago, Estados Unidos. Recuperado de <https://www.ieee-pes.org/images/files/pdf/2012-pe-smart-grid-compendium.pdf>

[25] Metavu. (Octubre 2011). *SmartGridCity™ Demonstration Project Evaluation Summary*. Metavu. Colorado, Estados Unidos. Recuperado de http://magrid.raabassociates.org/Articles/SmartGridCity_Evaluation_Report_FINAL_121021.pdf

[26] Helms Marisa (Abril 2013). *The lessons of smart grid test in Boulder*. Finance-Commerce. Minneapolis, Estados Unidos. Recuperado de <https://finance-commerce.com/2013/04/the-lessons-of-smart-grid-test-in-boulder/>

[27] Fei Charleen, Rinehart Ian. (Junio 2014). *Taking Back the Grid*. Fei Charleen, Rinehart Ian. Washington, Estados Unidos. Recuperado de https://us.boell.org/sites/default/files/fei_rinehart_taking_back_the_grid.pdf

[28] Chilquinta Energía. (Septiembre 2018). *Prospecto Chilquinta Energía S.A.* Chilquinta Energía. Valparaíso, Chile. Recuperado de <https://www.chilquinta.cl/storage/pdf/88c9320ecf572bf0e9cc8ec9ccc61749.pdf>

[29] GTD Ingeniería (Diciembre 2016). *Estudio de medidores inteligentes y su impacto en tarifas*. GTD Ingeniería. Las Condes, Santiago. Recuperado de https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/03/Medidores-Inteligentes-Informe-Final2017_01_31.pdf

[30] Weber, Pablo (Abril 2011). *Diseño e Implementación de Plataforma Scada para Sistema de Electrificación Sustentable en la Localidad de Huatacondo*. Weber, Pablo. Santiago, Chile. Recuperado de <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/104356>

[31] Universidad de Chile FCFM . (Diciembre 2016). *Proyecto de generación eléctrica ESUSCON de la FCFM en Huatacondo (Tarapacá)*. Universidad de Chile FCFM. Santiago, Chile. Recuperado de <http://centroenergia.cl/programas-y-proyectos/difusion-y-extension/>

[32] Rosenberg Andrés, (septiembre 2010). *Huatacondo: Primera localidad chilena con 100% de energía renovable*. Plataforma Urbana. Santiago, Chile. Recuperado de <https://www.plataformaurbana.cl/archive/2010/09/19/huatacondo-primera-localidad-chilena-con-100-de-energia-renovable/>

[33]GTD Ingeniería (Diciembre 2016).*Estudio de medidores inteligentes y su impacto en tarifas*. GTD Ingeniería. Las Condes, Santiago. Recuperado de https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/03/Medidores-Inteligentes-Informe-Final2017_01_31.pdf

[34] Booth Adrian, Greene Mike, Tai Humayun (Enero 2010) *U.S. smart grid value at stake: The \$130 billion question*. McKinsey & Company. Nueva York, Estados Unidos. Recuperado de https://www.mckinsey.com/~media/mckinsey/dotcom/client_service/EPNG/PDFs/McK%20on%20smart%20grids/MoSG_130billionQuestion_VF.aspx

[35] U.S. Department of Commerce. (Septiembre 2014). *Guidelines for Smart Grid Cybersecurity*. Washington, Estados Unidos. Recuperado de <https://nvlpubs.nist.gov/nistpubs/ir/2014/NIST.IR.7628r1.pdf>

[36] Comisión Nacional de Energía (Agosto 2019). *Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control*. Santiago, Chile. Recuperado de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/08/Anexo-T%C3%A9cnico-SMMC-Agosto-2019.pdf>

[37] Comisión Nacional de Energía. (Diciembre 2017). *Norma Técnica de Calidad De Servicio para Sistemas de Distribución*. Comisión Nacional de Energía. Santiago, Chile. Recuperado de https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/Norma-T%C3%A9cnica-de-Calidad-de-Servicio-para-Sistemas-de-Distribuci%C3%B3n_vf.pdf

[38] Leiva Roberto, Herrera Cynthia, Bolocco Rafael (Julio 2008). *Estudio de contribución de ERNC al SIC al 2025*. Universidad Técnica Federico Santa María. Valparaíso, Chile. Recuperado de https://www.archivochile.com/Chile_actual/patag_sin_repre/03/chact_hidroya-3%2000028.pdf

[39] Yi Ji, Hallack Michelle. (Abril 2018) *La revolución digital en energía*. Washington: Blogs IADB. Recuperado de <https://blogs.iadb.org/energia/en/how-smart-is-a-smart-grid/>

[40] Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (Marzo 2020) *Proyecto de Ley de Eficiencia Energética*. Santiago: Ministerio de Energía. Recuperado de https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=191168&prmTipo=DOCUMENTO_COMISION

[41] Gilleo Annie y Kushler Martin (Junio 2015) *Valoración de la eficiencia: una revisión de los mecanismos de ajuste de ingresos perdidos*. Washington, Estados Unidos. Gilleo Annie y Kushler Martin. Recuperado de <https://www.aceee.org/sites/default/files/publications/researchreports/u1503.pdf>

[42] Empresas Eléctricas AG. (Noviembre 2014). *Rodrigo Castillo y experiencia de California*. Las Condes, Chile. Empresas Eléctricas AG. Recuperado de <https://www.electricas.cl/rodrigo-castillo-y-experiencia-de-california-apoyamos-una-nueva-normativa-que-fomente-la-eficiencia-energetica/>

[43] Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (Marzo 2020) *Proyecto de Ley de Eficiencia Energética*. Santiago: Ministerio de Energía. Recuperado de https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=191168&prmTipo=DOCUMENTO_COMISION