

CENTRO DE ENERGÍA
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
UNIVERSIDAD DE CHILE
Dirección: Plaza Ercilla 847, Santiago

Contacto: Myriam Reyes Ramírez
Email: mreyes@centroenergia.cl
Teléfono: +56 2 2978 4203



Análisis y propuesta de mejora al marco regulatorio chileno para la Digitalización del sector Energía

Informe Final

27 de Enero de 2023

Contrato CH-T1228-P001

Cooperación técnica ATN/OC-18207-CH

Tabla de contenidos

| | | |
|-------|--|----|
| 1 | Introducción | 7 |
| 1.1 | Estructura del documento..... | 8 |
| 2 | Metodología y plan de trabajo | 9 |
| 2.1 | Actividad 1: Definición de alcance de aplicaciones y tecnologías en las áreas de interés | 10 |
| 2.2 | Actividad 2: Revisión de marco regulatorio internacional | 10 |
| 2.3 | Actividad 3: Realización de mesas de trabajo para el levantamiento de información | 10 |
| 2.4 | Actividad 4: Diseñar una hoja de ruta y propuesta específicas de implementación | 11 |
| 2.5 | Aplicaciones digitales y tecnologías habilitantes | 12 |
| 3 | Revisión/actualización de aplicaciones y tecnologías de digitalización en el sector energía .. | 14 |
| 3.1 | Ámbitos de interés | 14 |
| 3.1.1 | Redes Inteligentes | 14 |
| 3.1.2 | Industria | 15 |
| 3.1.3 | Usuario final | 16 |
| 3.2 | Aplicaciones y tecnologías de redes inteligentes..... | 17 |
| 3.2.1 | Subestación inteligente en transmisión | 18 |
| 3.2.2 | Automatización de alimentadores | 20 |
| 3.2.3 | Gestión de demanda | 22 |
| 3.2.4 | Generador virtual | 23 |
| 3.2.5 | Micro-redes | 24 |
| 3.3 | Aplicaciones y tecnologías de Industria | 25 |
| 3.3.1 | Gestión de energía | 25 |
| 3.3.2 | Automatización y optimización de procesos..... | 28 |
| 3.3.3 | Monitoreo de emisiones | 29 |
| 3.3.4 | Mantenimiento predictivo | 31 |
| 3.4 | Aplicaciones y tecnologías de Usuarios finales | 33 |
| 3.4.1 | Comercialización, facturación y orientación al usuario | 34 |
| 3.4.2 | Pay-for-Performance (P4P) | 35 |
| 3.4.3 | Agregador de demanda y Prosumer | 38 |

| | | |
|-------|--|-----|
| 3.5 | Aspectos transversales de la digitalización del sector energía | 40 |
| 3.5.1 | Ciberseguridad | 40 |
| 3.5.2 | Trazabilidad | 41 |
| 3.5.3 | Interoperabilidad..... | 43 |
| 3.6 | Panorama resumido de las principales aplicaciones y tecnologías de digitalización en el sector energía | 46 |
| 3.7 | Análisis preliminar de aplicaciones y tecnologías habilitantes | 51 |
| 4 | Revisión de marco regulatorio internacional de digitalización en el sector energía | 53 |
| 4.1 | Revisión marco regulatorio Estados Unidos..... | 54 |
| 4.1.1 | Aspectos transversales..... | 62 |
| 4.1.2 | Redes inteligentes | 68 |
| 4.1.3 | Industria | 76 |
| 4.1.4 | Usuario final | 88 |
| 4.2 | Revisión marco regulatorio Corea del Sur..... | 94 |
| 4.2.1 | Aspectos transversales:..... | 101 |
| 4.2.2 | Redes inteligentes | 104 |
| 4.2.3 | Industria | 110 |
| 4.2.4 | Usuario final | 118 |
| 4.3 | Revisión marco regulatorio Australia | 120 |
| 4.3.1 | Aspectos transversales:..... | 124 |
| 4.3.2 | Redes inteligentes | 127 |
| 4.3.3 | Industria | 135 |
| 4.3.4 | Usuario final | 144 |
| 5 | Revisión del marco regulatorio chileno..... | 147 |
| 5.1 | Aspectos transversales..... | 150 |
| 5.1.1 | Ciberseguridad | 150 |
| 5.1.2 | Trazabilidad | 153 |
| 5.1.3 | Interoperabilidad..... | 154 |
| 5.2 | Redes inteligentes | 154 |

| | | |
|-------|---|-----|
| 5.2.1 | Subestación inteligente en transmisión | 154 |
| 5.2.2 | Automatización de la distribución..... | 156 |
| 5.2.3 | Gestión de demanda, agregación de demanda y generador virtual..... | 157 |
| 5.2.4 | Generador o Planta virtual, prosumidores..... | 163 |
| 5.3 | Industria | 165 |
| 5.3.1 | Gestión de energía | 165 |
| 5.3.2 | Monitoreo de emisiones | 166 |
| 5.3.3 | Automatización y optimización de procesos..... | 168 |
| 5.3.4 | Mantenimiento predictivo | 168 |
| 5.4 | Usuario final | 169 |
| 5.4.1 | Comercialización, facturación y orientación al usuario | 169 |
| 5.4.2 | Pay-for-performance..... | 170 |
| 6 | Talleres participativos: Resumen y Análisis..... | 171 |
| 6.1 | Usuario final | 172 |
| 6.2 | Redes inteligentes | 174 |
| 6.3 | Industria | 175 |
| 7 | Análisis, priorización, recomendaciones y mejores prácticas para el desarrollo normativo y regulatorio..... | 178 |
| 7.1 | Redes inteligentes | 180 |
| 7.1.1 | Subestaciones inteligentes en Transmisión | 180 |
| 7.1.2 | Automatización de la distribución..... | 181 |
| 7.1.3 | Gestión de demanda | 182 |
| 7.1.4 | Generador o Planta Virtual..... | 184 |
| 7.1.5 | Micro-redes | 186 |
| 7.2 | Usuario final | 187 |
| 7.2.1 | Agregación de demanda y prosumidores | 187 |
| 7.2.2 | Pay for Performance..... | 188 |
| 7.2.3 | Comercialización | 189 |
| 7.3 | Industria | 190 |

| | | |
|--------|---|-----|
| 7.3.1 | Mantenimiento predictivo | 190 |
| 7.3.2 | Automatización y optimización de procesos..... | 191 |
| 7.3.3 | Monitoreo de emisiones | 194 |
| 7.3.4 | Gestión de la energía..... | 196 |
| 7.4 | Aspectos transversales..... | 197 |
| 7.4.1 | Ciberseguridad | 197 |
| 7.4.2 | Interoperabilidad..... | 199 |
| 7.4.3 | Trazabilidad | 200 |
| 7.5 | Otros aspectos..... | 202 |
| 7.5.1 | Infraestructura digital..... | 202 |
| 7.5.2 | Capital humano | 202 |
| 7.6 | Resumen de brechas, oportunidades y recomendaciones | 203 |
| 8 | Plan de acción..... | 206 |
| 8.1 | Redes inteligentes | 208 |
| 8.2 | Industria | 221 |
| 8.3 | Usuario final | 228 |
| 8.4 | Aspectos transversales..... | 247 |
| 9 | Hoja de ruta para la digitalización del sector Energía | 258 |
| 10 | Conclusiones..... | 260 |
| 11 | Anexo: Elaboración de lista de países candidatos y selección de 3 países de interés | 265 |
| 11.1 | BloombergNEF digitalization ranking..... | 265 |
| 11.2 | IMD World Digital Competitiveness Ranking | 266 |
| 11.3 | Criterios de selección | 269 |
| 11.3.1 | Aplicaciones destacadas por ámbitos | 269 |
| 11.3.2 | Composición de la industria | 270 |
| 11.4 | Lista preliminar de países..... | 271 |
| 11.5 | Países adicionales..... | 271 |
| 11.5.1 | Australia | 271 |
| 11.5.2 | Israel | 272 |

| | | |
|--------|---|-----|
| 11.5.3 | Portugal | 272 |
| 11.6 | Lista definitiva de países de interés | 272 |
| 12 | Anexo: Metodología de Talleres..... | 274 |
| 13 | Anexo: Reporte de talleres presenciales | 276 |
| 13.1 | Programa | 276 |
| 13.2 | Invitados | 276 |
| 13.3 | Taller sector Usuarios finales | 278 |
| 13.4 | Taller sector Redes inteligentes | 279 |
| 13.5 | Taller sector Industria | 279 |
| 14 | Anexo: Reporte de seminario participativo virtual | 281 |
| 14.1 | Programa | 281 |
| 14.2 | Invitados | 281 |
| 14.3 | Realización del seminario..... | 283 |
| 14.4 | Realimentación durante el seminario | 283 |
| 14.5 | Dinámica de trabajo participativo virtual..... | 285 |
| 15 | Anexo: Síntesis por ámbito y aplicación | 288 |
| 15.1 | Redes inteligentes | 288 |
| 15.1.1 | Gestión de demanda | 288 |
| 15.1.2 | Subestación inteligente en transmisión | 291 |
| 15.1.3 | Microrredes..... | 293 |
| 15.1.4 | Generador virtual | 295 |
| 15.1.5 | Automatización de alimentadores | 297 |
| 15.1.6 | Comentarios generales..... | 299 |
| 15.2 | Industria | 301 |
| 15.2.1 | Gestión de energía | 301 |
| 15.2.2 | Monitoreo de emisiones | 305 |
| 15.2.3 | Automatización y optimización de procesos..... | 307 |
| 15.2.4 | Mantenimiento predictivo | 308 |
| 15.2.5 | Comentarios generales..... | 309 |

| | | |
|--------|---|-----|
| 15.4 | Usuario final | 311 |
| 15.4.1 | Agregador de demanda y prosumer | 311 |
| 15.4.2 | Pay for Performance (P4P) | 317 |
| 15.4.3 | Comercialización, facturación y orientación al usuario | 318 |
| 15.4.4 | Comentarios generales..... | 320 |
| 16 | Anexos: Material de talleres presenciales y seminario participativo virtual | 322 |
| 16.1 | Anexo 1: Fichas resumen de aplicaciones para el taller..... | 322 |
| 16.2 | Anexo 2: Listado de asistentes al taller | 322 |
| 16.2.1 | Asistentes Taller 1: Usuarios finales..... | 322 |
| 16.2.2 | Asistentes Taller 2: Redes inteligentes..... | 324 |
| 16.2.3 | Asistentes Taller 3: Industria | 325 |
| 16.3 | Anexo 3: Ficha de realimentación de talleres presenciales | 326 |
| 16.4 | Anexo 4: Murales de talleres presenciales..... | 326 |
| 16.5 | Anexo 5: Murales del seminario participativo virtual | 326 |
| 16.6 | Anexo 6: Presentaciones plenarias | 327 |
| 16.7 | Anexo 7: Feedback del seminario participativo virtual en Mentimeter | 327 |
| 16.8 | Anexo 8: Entrevistas con actores clave | 327 |
| 16.8.1 | Comisión Nacional de Energía (CNE)..... | 327 |
| 16.8.2 | Agencia de Sostenibilidad Energética (ASE) | 329 |
| 16.8.3 | Subsecretaría de telecomunicaciones (SUBTEL) | 330 |
| 16.8.4 | Entrevistas anteriores | 331 |
| 17 | Anexo: Reporte del seminario de cierre..... | 333 |
| 17.1 | Programa | 333 |
| 17.2 | Invitados | 333 |
| 17.3 | Realimentación..... | 335 |
| 18 | Referencias | 340 |

1 Introducción

Este documento corresponde al informe final por parte del Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile para el estudio “Análisis y propuesta de mejora al marco regulatorio chileno para la Digitalización del Sector Energía” en el contexto de la Cooperación Técnica “Apoyo a la Modernización Energética con Sello Ciudadano (CH- T1228)” que entrega el BID al Ministerio de Energía de Chile.

El objetivo general del proyecto es elaborar un plan de trabajo para avanzar en la digitalización de las áreas de redes inteligentes, industria y usuarios finales en Chile, con especial atención a las redes de transmisión y distribución eléctrica, considerando las dimensiones tecnológica, regulatoria, económica y social. Para este fin, se deberá realizar un levantamiento del estado actual, brechas y oportunidades en estas áreas en el ámbito de digitalización, mediante mesas de trabajo con distintos actores, y en base a estos resultados y experiencia internacional, se deberá elaborar el plan de trabajo mencionado.

Los objetivos específicos del estudio son los siguientes:

- i. En base al estudio “Prospection in Energy Digitization” (GIZ, 2020), se deberá acotar cuáles son las aplicaciones y tecnologías específicas sobre las que se hará el levantamiento de información y propuesta de plan de trabajo, en las áreas de redes inteligentes (transmisión y distribución eléctrica), industria y usuarios finales.
- ii. Diseñar mesas de trabajo para el levantamiento de información en las tres áreas de redes inteligentes, industria y usuarios finales, para el levantamiento de situación actual y conocer la impresión de los actores en estas áreas, acerca de dificultades y oportunidades que ven en el ámbito de la digitalización.
- iii. Revisar el marco regulatorio de tres países con avance en las tres áreas seleccionadas del estudio, para realizar un análisis comparado con el marco regulatorio e institucionalidad de Chile, y diagnosticar potenciales mejoras al marco regulatorio chileno.
- iv. Elaborar un plan de trabajo con medidas concretas y con estimación de costos y beneficios esperados, para avanzar en la digitalización de las tres áreas priorizadas en el estudio.

1.1 Estructura del documento

El informe está dividido en diez secciones más siete anexos. En la Sección 2 se presenta la metodología de trabajo. En la Sección 3 se realiza la revisión y actualización de las aplicaciones digitales de interés en los tres ámbitos, correspondiente a la Actividad 1 del proyecto. En la Sección 4 y 5 se presentan las revisiones de los marcos normativos y regulatorios internacional y nacional respectivamente, correspondiente a la Actividad 2 del proyecto. En la Sección 6 se presenta un resumen de la experiencia de los talleres participativos presenciales y virtual, correspondiente a la Actividad 3 del proyecto. En la Sección 7 se realiza un análisis, priorización y recomendaciones para los tres ámbitos de interés, como antesala al desarrollo de la hoja de ruta y plan de acción. En esta sección se reconocen brechas, barreras y oportunidades para cada aplicación de los ámbitos de interés. En la Sección 8 se presenta el plan de acción para los tres ámbitos de interés, así como para los aspectos transversales. En la Sección 9 se presenta la Hoja de Ruta y en la Sección 10 se presentan las principales conclusiones.

2 Metodología y plan de trabajo

Para el cumplimiento del objetivo principal, se propone una metodología de trabajo en cuatro etapas, en línea con los cuatro objetivos específicos. El diagrama de la Figura 2.1 resume la metodología.

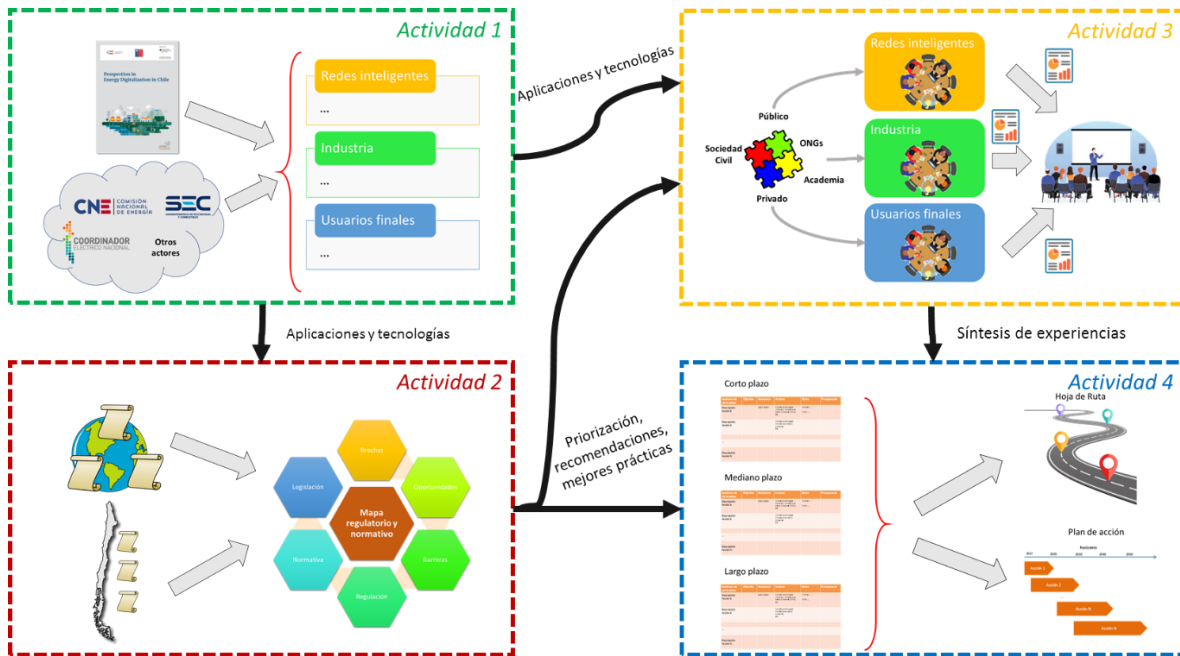


Figura 2.1: Diagrama de la metodología de trabajo

Las primeras dos actividades están enfocadas en el levantamiento de la información necesaria para alimentar el proceso participativo y el desarrollo de la hoja de ruta. La tercera actividad, que diseña, prepara y desarrolla la actividad participativa del proyecto, genera los insumos adicionales necesarios para la realización de la hoja de ruta. La última actividad se enfoca en el desarrollo de propuestas específicas en las tres áreas de enfoque del proyecto enunciados en los TdR (Redes inteligentes, Industria y Usuarios finales), así como el desarrollo de la hoja de ruta.

A continuación, se presentan las actividades que comprende este estudio, descritas según figuraron en los términos de referencia.

2.1 Actividad 1: Definición de alcance de aplicaciones y tecnologías en las áreas de interés

En esta actividad se realiza una ampliación de la revisión, así como una actualización de las aplicaciones y tecnologías de digitalización analizadas en el estudio (GIZ, 2020), reconociendo en esta actualización a un conjunto extendido de aplicaciones clave en las tres áreas de enfoque. En la incorporación de los procesos clave en el mercado de la energía a la revisión, el consultor tuvo la experiencia de realizar entrevistas con el Coordinador y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para el estudio (GIZ, 2020) y reconocer potenciales aplicaciones de digitalización para cada uno. El consultor adiciona a la Comisión Nacional de Energía, la Subsecretaría de Telecomunicaciones y la Agencia de Sostenibilidad Energética mediante un conjunto de nuevas entrevistas a realizar con estos tres actores clave. En el análisis de aplicaciones y tecnologías en transmisión y distribución para la operación de sistemas eléctricos altamente renovables, el consultor también incluye estos aspectos en las entrevistas con los actores ya mencionados. Esta actividad culmina con el acuerdo con la contraparte técnica de las aplicaciones y tecnologías que se abordan en profundidad en el resto de las actividades.

2.2 Actividad 2: Revisión de marco regulatorio internacional

Esta actividad, en línea con los objetivos, desarrolla un mapa regulatorio y normativo y propone lineamientos para el desarrollo normativo y regulatorio. El consultor tiene la experiencia de realizar análisis de brechas, barreras y oportunidades tanto para Chile como para otros países en el ámbito de la digitalización. Si bien se ha reconocido en estudios anteriores a países clave en el desarrollo de la digitalización del sector energía, y realizó un análisis de políticas públicas que promueven la digitalización en 3 de esos países, para propósitos de este proyecto se acuerda con la contraparte técnica el análisis de tres países con un foco en las tres áreas de enfoque.

2.3 Actividad 3: Realización de mesas de trabajo para el levantamiento de información

Esta tarea sirve de base para debatir sobre los progresos realizados en el levantamiento de información y en el aporte de los expertos convocados a las tres mesas temáticas. De esta forma, el consultor gestiona una serie de mesas redondas público-privada, de manera tanto presencial como virtual con las partes interesadas pertinentes (más de 50 organizaciones y más de 100 participantes según la lista de actores invitados, en acuerdo con la contraparte). Esto incluye la planificación, la invitación, la moderación de los debates, la consolidación de

los resultados y la elaboración de presentaciones y reportes. Los temas a debatir, la metodología de participación y la lista de actores interesados se desarrollan y validan conjuntamente entre el consultor y la contraparte técnica del estudio.

Se propone el desarrollo de 4 mesas de trabajo (talleres), que incluyen las 3 mesas temáticas, un seminario participativo que sirve para la difusión de los resultados de las mesas, y un seminario de cierre en que se presenta la hoja de ruta.

El equipo consultor se encargó de preparar las presentaciones técnicas que se discutieron con los participantes de las mesas de trabajo y de preparar todo el material técnico complementario que se utilizó en las mesas de trabajo. Ello en los ámbitos tecnológico, regulatorio, económico y social. El consultor elaboró reportes temáticos por cada mesa y objetivo asociado a cada una de ellas. Adicionalmente, organizó un seminario público en el que se expongan los resultados del levantamiento realizado, previamente discutido con la contraparte técnica, a fin de obtener la validación final de los stakeholders.

2.4 Actividad 4: Diseñar una hoja de ruta y propuesta específicas de implementación

En esta actividad el consultor realiza, por una parte, una síntesis de las brechas de la digitalización y sus aplicaciones en el sector energía a partir de la revisión de las experiencias internacionales y los resultados de las mesas de trabajo descritas en las etapas anteriores. Por otra parte, el consultor desarrolla una hoja de ruta para la digitalización del sector energía en Chile. El plan de acción, que acompaña a la hoja de ruta, identifica las medidas concretas y con estimación de costos y beneficios esperados, para avanzar en la digitalización de las tres áreas priorizadas en el estudio.

El plan de acción contiene:

- Identificación de brechas existentes institucionales, regulatorias, técnicas, económicas, etc. asociadas a la digitalización de las tres áreas identificadas del estudio.
- Descripción de acciones de corto, mediano y largo plazo para superar las brechas identificadas.
- Cambios legales, reglamentarios y normativos.
- Identificación de instituciones y roles para la digitalización del sector energía.
- Evaluación de las acciones a desarrollar. Estimación de beneficios y costos esperados de la medida, definiendo cualitativa y cuantitativamente el beneficio social de las

implementaciones de tecnología de digitalización, y su apoyo al logro de la política pública.

- Costo unitario de las acciones (si existen o se pueden estimar).
- Análisis de riesgos en la implementación y posterior operación, teniendo especial énfasis a la ciberseguridad.

El Plan de Acción establece las pautas para determinar los pasos a seguir, responsables, plazos y recursos necesarios para alcanzar los objetivos, de acuerdo con la misión institucional y los objetivos de la política pública. Durante el desarrollo del Plan de Acción también se considera un proceso de consulta que asegure un espacio dedicado a la recepción de comentarios y observaciones de los participantes de las mesas de trabajo que se desarrollaron durante el estudio.

2.5 Aplicaciones digitales y tecnologías habilitantes

Para propósitos del proyecto, se entenderán como

- **Tecnologías habilitantes:** tangibles tales como equipos, dispositivos o maquinaria, así como también técnicas y metodologías. Ejemplos de tecnologías habilitantes son los medidores inteligentes, inteligencia artificial y sensores inteligentes.
- **Aplicaciones:** usos de una o más tecnologías habilitantes para enfrentar un desafío o resolver un problema particular. Ejemplos de aplicaciones son la gestión de demanda, mantenimiento predictivo y generador virtual.

Un ejemplo que ayuda a distinguir estos dos conceptos se presenta en la Figura 2.2, donde se presenta una serie de tecnologías habilitantes, tales como estaciones de carga de vehículos eléctricos, uso de blockchain para trazar la energía cargada, información georreferenciada de estaciones de carga, entre otras. La aplicación digital, que indica la problemática a resolver, es en este caso la carga inteligente de vehículos con tarificación óptima.

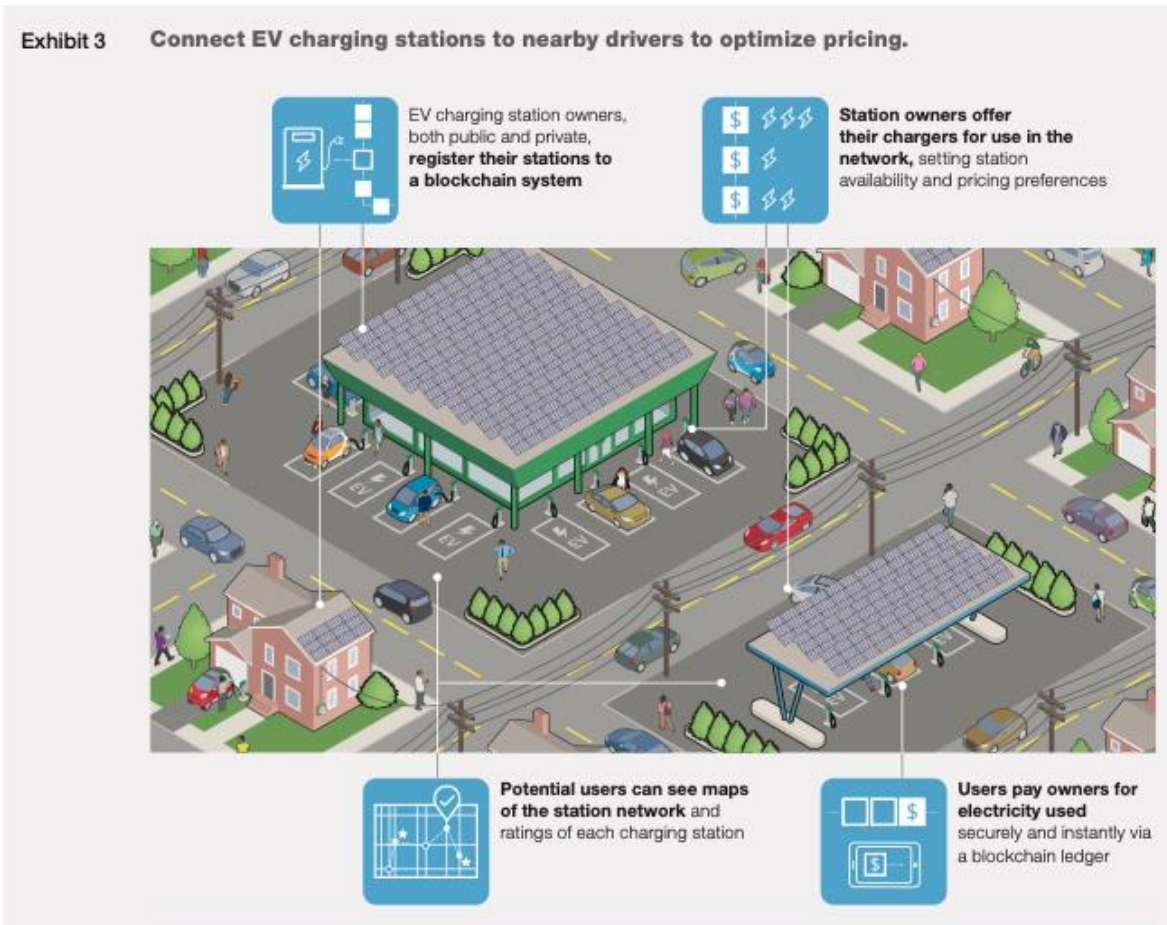


Figura 2.2: Ejemplo de aplicación digital acompañada de tecnologías habilitantes. Fuente: (McKinsey & Company, 2018)

3 Revisión/actualización de aplicaciones y tecnologías de digitalización en el sector energía

En esta sección se presentan las aplicaciones principales que se analizarán en este proyecto, así como las principales tecnologías habilitantes asociadas a cada una de ellas. Se definen, además, los tres ámbitos de aplicación de este estudio, útiles como forma de clasificación de las aplicaciones.

3.1 Ámbitos de interés

3.1.1 Redes Inteligentes

Las redes inteligentes son sistemas ciber-físicos que potencian las tradicionales redes eléctricas con tecnologías de la información y comunicación, y permiten a la red ganar inteligencia y control. Con el apoyo de comunicaciones, monitoreo y control, las redes inteligentes mejoran la resiliencia frente a amenazas internas y externas.

Si bien no hay una única definición de red inteligente (en inglés, *smart grid*), todas coinciden en el aporte que las tecnologías modernas proveen a un funcionamiento avanzado de la red (ETIP SNET, 2018; US Department of Energy, n.d.), en ámbitos como las agrupadas en el concepto de *Internet of Things* (IoT), medición inteligente con *Advanced Metering Infrastructure* (AMI) y medidores inteligentes, sensores y actuadores avanzados, y técnicas del manejo de datos agrupados en conceptos como *Big Data*, aprendizaje de máquinas (*Machine learning* o ML), inteligencia artificial (*Artificial Intelligence* o AI), entre otros. Asimismo, la red inteligente permite tomar ventaja de recursos energéticos distribuidos, tales como generación distribuida, energías renovables, vehículos eléctricos, y los usuarios finales de energía, como se muestra esquemáticamente en la Figura 3.1.

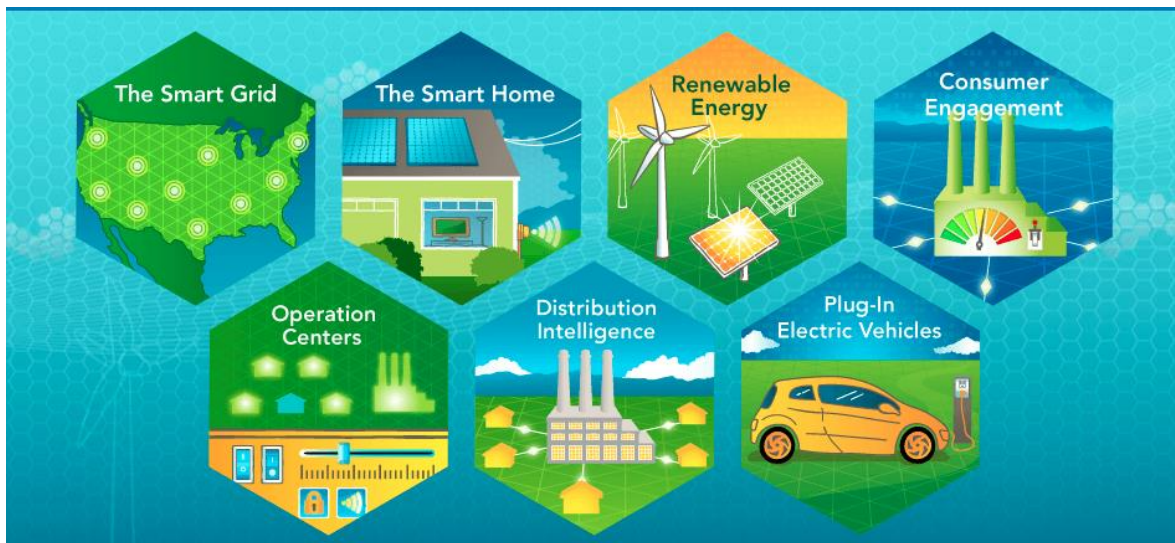


Figura 3.1: Qué es una red inteligente? Fuente: (US Department of Energy, n.d.).

3.1.2 Industria

La industria, como sector económico, ha sido destacado en diversas fuentes como uno de los más importantes en el ámbito de la digitalización (Bloomberg, 2019; McKinsey, 2020). Los conceptos de Industria 4.0 (Bernard Marr, 2018) o Cuarta Revolución Industrial (World Economic Forum, 2016) refuerzan las posibilidades que nuevas tecnologías han habilitado aplicaciones más allá de *digitization* (codificación digital de la información) característicos de finales del siglo XX. Estas tecnologías cubren desde aspectos físicos, como impresión en 3D, sensores y actuadores inteligentes, hasta algoritmos de procesamiento que caen en las categorías de *Big Data*, ML y AI (Figura 3.2).

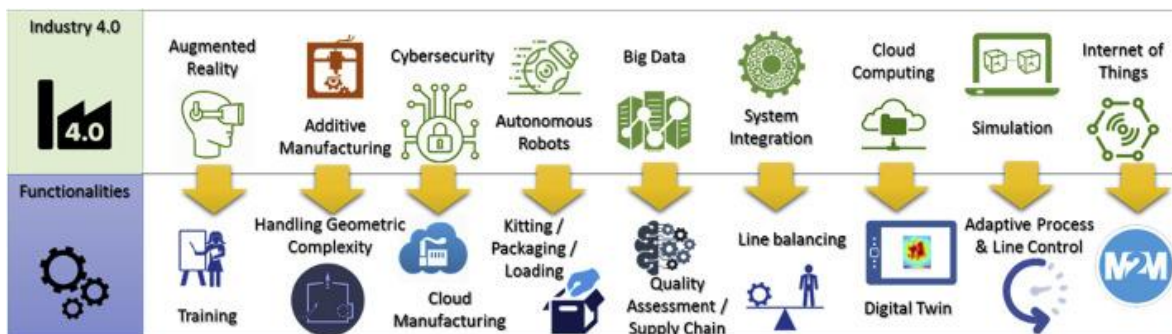


Figura 3.2: Funcionalidades de Industria 4.0. Fuente: (Stavropoulos et al., 2018)

La primera revolución industrial estuvo marcada por la transición al uso de maquinaria para mecanizar la manufactura, agricultura y minería, entre el siglo XVI y XVII. La segunda revolución industrial trajo consigo el aprovechamiento de la conectividad regional a través de ferrocarriles y comunicaciones globales mediante el telégrafo, el perfeccionamiento de la electricidad para fines más allá de la curiosidad científica, y el aumento de productividad con los conceptos de línea de producción, a finales del siglo XIX. La tercera revolución industrial hace referencia a la revolución digital de finales del siglo XX con el desarrollo de la electrónica y computadores digitales. La cuarta revolución industrial apunta a la automatización y manejo de datos en los sistemas modernos de manufactura, que se convierten en sistemas ciber-físicos que aprovechan tecnologías habilitantes tales como la AI, computación en la nube, *Internet of Things* (IoT), entre otros, para una operación óptima y eficiente.

En el caso particular chileno, de acuerdo al Balance Nacional de Energía (BNE) (Ministerio de Energía, 2019), se reconocen varios sectores económicos que actúan como consumidores finales de energía. Uno de ellos es el Sector Industria, que abarca pequeña, mediana y gran industria. Este sector a su vez está dividido en subsectores: papel y celulosa, siderurgia, petroquímica, cemento, azúcar y pesca. Además, el subsector de Industrias Varias agrupa al resto de las actividades manufactureras, agricultura y construcción. Los sectores de agricultura y construcción se encuentran analizados por separado a partir del BNE del año 2017 (*Energía Abierta | Comisión Nacional de Energía – Ministerio de Energía | Gobierno de Chile*, n.d.).

Son de particular interés para este proyecto las empresas energointensivas, definidas como aquellas que consumen más de 50 Tera-calorías al año. Estas empresas, definidas como “Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía” de acuerdo a la Ley de Eficiencia Energética (Ministerio de Energía, 2021), pertenecen principalmente a los sectores Industria y Minería del BNE. Para este proyecto también es de interés el sector Transporte, pero con un foco específico en electromovilidad.

3.1.3 Usuario final

En el desarrollo de los sistemas energéticos, el usuario final ha sido históricamente considerado como una demanda exógena. El cambio de paradigma que los sistemas energéticos tradicionales están experimentando ha revelado el enorme potencial que tiene el usuario final al involucrarse con la operación de dichos sistemas. La participación de los usuarios finales traería beneficios tanto técnicos como económicos. Al mismo tiempo, una

visión centrada en el usuario (Figura 3.3) ha sido propuesta tanto a nivel de investigación (Kristov, 2019) como en políticas públicas (por ejemplo Japón (*Society 5.0*, n.d.) y Singapur (*Smart Nation Singapore*, n.d.)). Estas visiones incluyen a la energía como insumo clave.

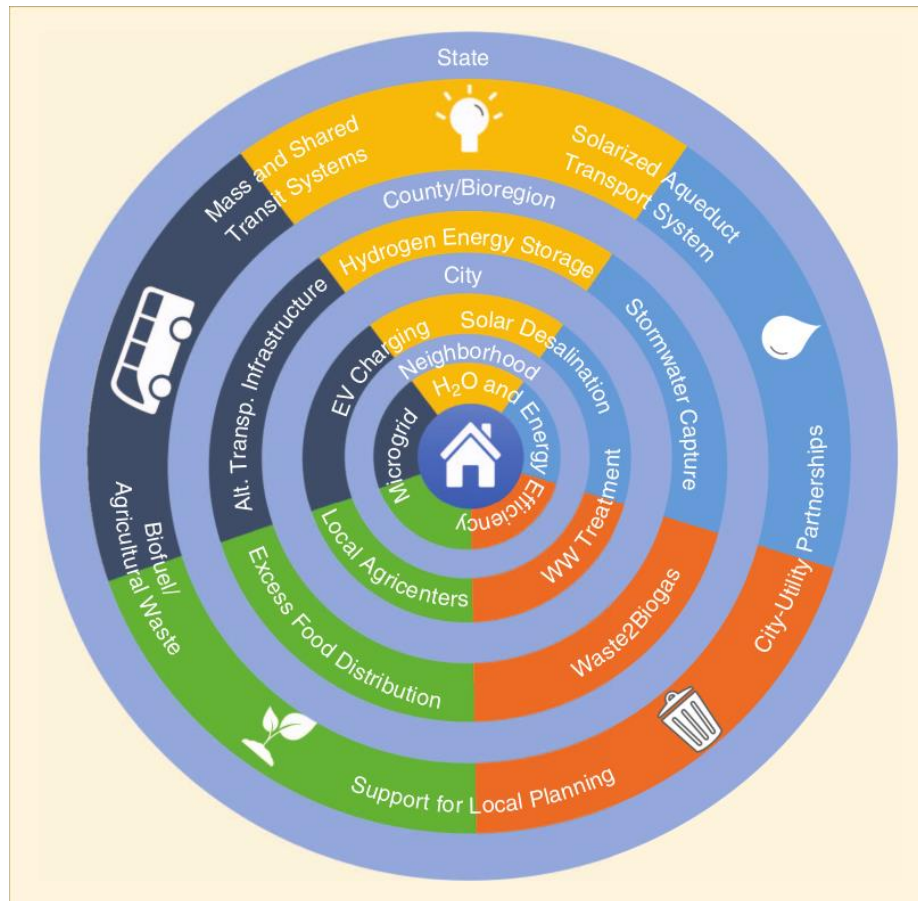


Figura 3.3: Arquitectura multinivel centrada en el usuario. Fuente: (Kristov, 2019)

3.2 Aplicaciones y tecnologías de redes inteligentes

Las tecnologías de redes inteligentes presentan una gran oportunidad tanto para las zonas urbanas como rurales. En las ciudades, estas tecnologías pueden permitir a los consumidores proporcionar servicios a la red de una manera que sería técnicamente difícil o inviable de otra manera y aprovechar recursos como los paneles fotovoltaicos en los techos y los vehículos eléctricos. Por otra parte, en las zonas rurales, las microrredes *on grid* y *off grid* se han utilizado como solución energética para comunidades alejadas de las redes de distribución y con un suministro eléctrico deficiente, o sin suministro alguno, promoviendo en muchos casos las fuentes de energía sostenibles y el desarrollo local. La confiabilidad y la resiliencia también pueden perfeccionarse con mejores sistemas de

control y comunicación en subestaciones y alimentadores inteligentes. Esto es especialmente importante en un país con un historial de desastres naturales y una geografía tan peculiar como Chile.

3.2.1 Subestación inteligente en transmisión

Las subestaciones inteligentes son un componente fundamental de las redes inteligentes. A diferencia de las subestaciones tradicionales, cuentan con un sistema de comunicaciones en base a fibra óptica, el cual conecta dispositivos de protección, equipos de medición, etc., con el fin de mejorar la observabilidad y controlabilidad de la red. La principal característica de las subestaciones inteligentes es que permiten una operación más estable y confiable, gracias al equipamiento inteligente, tales como sincrofasores (*Phasor Measurement Unit* o PMU), los cuales mejoran las habilidades de autodiagnóstico y autocuración; también, se digitaliza la información de la subestación, lo cual se basa en una red para intercambiar datos a alta velocidad y la gestión de la información se realiza más convenientemente; finalmente, se estandariza el intercambio de información lo cual mejora la interoperabilidad, permitiendo que equipos puedan trabajar de manera conjunta, sin importar su fabricante (Chen et al., 2016).

En la Figura 3.4 se presenta a una subestación inteligente, como parte de la infraestructura de una red inteligente. (Trivedi & Karelia, 2018)

Los beneficios de su implementación son los siguientes:

- Pueden detectar fallas de manera más eficiente, a través de sistemas de medición de corriente y voltaje.
- Permite maximizar la cantidad de centrales de energía renovable conectadas al sistema.
- En redes radiales, una vez ocurre una falla, es posible llevar a cabo una reconfiguración automática de la red.
- Se genera una mejora en la calidad de suministro, ya que, al contar con información en tiempo real de los parámetros de la red, es posible mejorar la regulación de tensión y factor de potencia.
- Se pueden reducir los costos de mantención y el espacio físico necesitado.

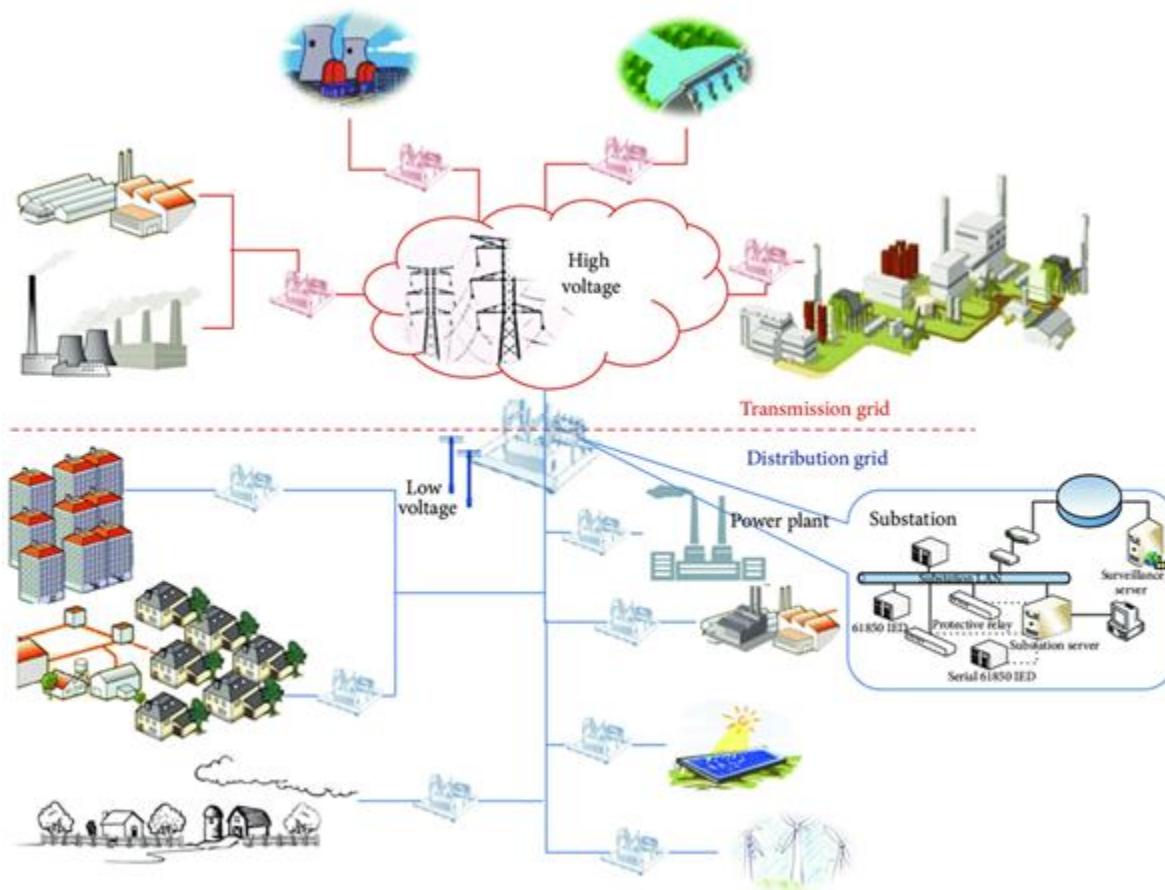


Figura 3.4: Subestaciones de nueva generación en una red inteligente

Las principales barreras asociadas a esta aplicación guardan relación con el alto costo de inversión, posibles riesgos y amenazas a la ciberseguridad del sector de la energía y la falta de cuantificación de los potenciales beneficios.

En el caso del Reino Unido, se revisa la experiencia del proyecto Smart Grid Enablers de la empresa pública británica Northern PowerGrid, que pretende modernizar todas sus 8.000 subestaciones para 2023, con el fin de preparar la red para el súbito aumento de los DER. Este proyecto pretende reducir la huella de carbono de la empresa, conseguir un ahorro en eficiencia energética de hasta 500 millones de libras para 2031 y convertirse en un operador de sistemas distribuidos. El programa pretende desarrollar una plataforma que permita a Northern PowerGrid supervisar y controlar sus subestaciones de forma coordinada y sin interrupciones, lo que conlleva la necesidad de contar con capacidades en materia de

ciberseguridad para hacer frente a posibles ataques o incidentes; además de la revisión del sistema de comunicaciones.

Por otro lado, en Finlandia, entre sus estrategias de flexibilización y digitalización del sector energético, destaca la incorporación de la modernización de subestaciones para hacerlas inteligentes, a través de sistemas de comunicación, automatización de hardware e incorporación de sistemas de control y monitorización remota, todo ello acompañado de un completo sistema de seguridad de datos. El objetivo es lograr la modernización conjunta de la red para aumentar el uso de energías renovables y abandonar el uso de combustibles fósiles.

En el caso particular de Chile, el “Anexo Técnico de Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión” (Comisión Nacional de Energía, 2020) hace mención explícita de subestaciones digitales en las exigencias de sistemas de protecciones siguiendo el estándar IEC 61850 (Art. 67) y el uso de controladores digitales en sistemas de control (Art. 111).

3.2.2 Automatización de alimentadores

La automatización de alimentadores corresponde a la habilidad de monitorear y controlar la red de distribución de manera remota, con el fin de recolectar y proveer información a los consumidores. En la Figura 3.5 se muestra un ejemplo de red de distribución automatizada, en donde al alimentador se conectan consumidores residenciales (casas verde) y otros comerciales (edificio naranja). En esta red existen automatismos coordinados por redes de comunicación de campo que permiten, desde el centro de control, monitorear y realizar accionamientos remotos en el alimentador de manera manual o automática. Los automatismos incluyen relés de protección, interruptores y reconectores, bancos de condensadores, reguladores de tensión y cambiadores de derivación (OLTC del inglés *On Load Tap Changer*), entre otros.

Ejemplos de tecnologías habilitantes de esta aplicación digital son la infraestructura de medición avanzada (AMI del inglés *Advanced Metering Infrastructure*), los Intelligent Electronic Devices (IEDs) que han reemplazado gran parte de los relés de protección tradicionales, los *Wide-area Monitoring Systems* (WAMS) que permiten mejorar la visibilidad de las redes eléctricas, y las redes de comunicación de área local, de hogar, de vecindario y ampliada (LAN/HAN/NAN/WAN).

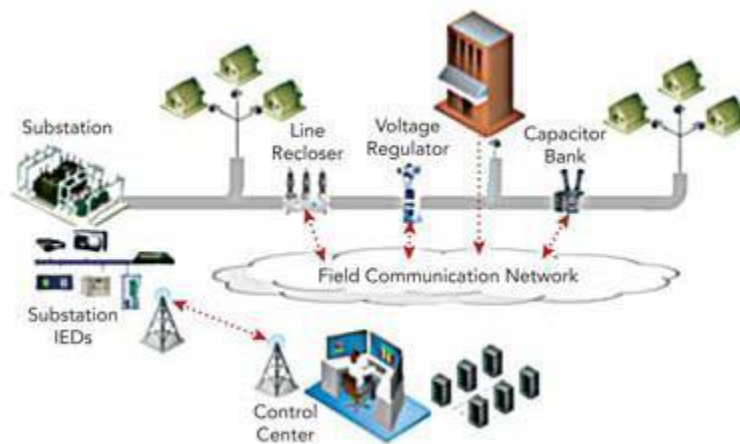


Figura 3.5: Automatización de la distribución. Fuente: (Priyanshu Sachdeva, 2020)

Gracias a esta aplicación se generan los siguientes beneficios:

- Mejora la confiabilidad y resiliencia del sistema mediante sistemas de control y comunicación avanzados.
- Se puede reconocer el origen de una contingencia más rápidamente, con el fin de reducir el tiempo de falla. Las acciones automatizadas requieren tiempos del orden de un minuto o menos, siendo que las acciones validadas manualmente pueden requerir del orden de cinco minutos o más (Priyanshu Sachdeva, 2020). La automatización de alimentadores aplicada al reconocimiento de la ubicación y aislamiento de una falla, y restauración de servicio (FLISR, del inglés *fault location, isolation, and service restoration*) generó una reducción del 45% de consumidores con interrupciones de suministro, y una reducción de minutos de interrupción de un 51%, de acuerdo al Departamento de Energía de los Estados Unidos (Department of Energy, n.d.).
- La información recolectada puede ser utilizada para generar cambios en la configuración de los recursos energéticos distribuidos de acuerdo a las necesidades de la red.

Las barreras de esta aplicación corresponden a los altos costos de inversión asociados a esta tecnología. Por ejemplo, en Estados Unidos las *utilities* se invirtieron aproximadamente \$15 billones de dólares en 2020 en tecnologías digitales, siendo \$8,3 billones de dólares atribuidos a tecnología de redes inteligentes y, de esa porción, \$3 billones en gestión de la distribución y automatización, entre otros (Department of Energy, 2022). Por esto, se hace

necesario una especie de incentivo para su desarrollo, como por ejemplo el programa Smart Grid Investment Grant (SGIG) financiado mediante el American Recovery and Reinvestment Act de 2009 (ARRA) (Department of Energy, 2016). Por otro lado, la recolección de cierta información sensible podría significar una oposición por parte de los consumidores.

En cuanto a las oportunidades, la confiabilidad y la resiliencia pueden mejorarse con mejores sistemas de control y comunicación en subestaciones y alimentadores inteligentes. Esto es especialmente importante en un país con un historial de desastres naturales y una geografía tan peculiar como Chile. Ha habido avances en esta dirección, con la aprobación del “Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control” que señala obligaciones para las distribuidoras y los clientes y usuarios finales (CNE, 2019).

3.2.3 Gestión de demanda

La gestión de la demanda (en inglés *Demand Side Management* o DSM) hace referencia a distintas medidas (Figura 3.6), las cuales van desde políticas energéticas e incentivos a largo plazo, hasta control en tiempo real de recursos energéticos distribuidos. En particular, la respuesta de la demanda (en inglés *Demand Response* o DR), el cual es un subgrupo de gestión de demanda, se refiere al cambio en los patrones usuales de consumo energético por parte de los consumidores con el fin de comprar energía al sistema en periodos con precios más bajos, así como también ayudar a disminuir la carga a la cual están sometidos los elementos de transmisión.

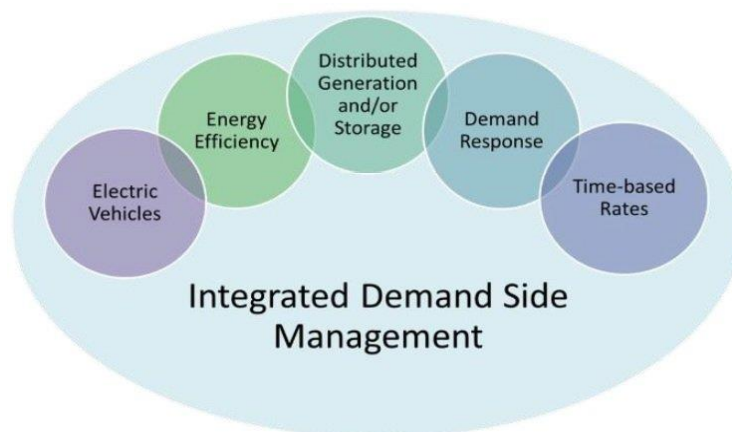


Figura 3.6: Gestión de demanda integrada. Fuente: (Potter et al., 2018)

Las principales oportunidades que se identifican de esta aplicación son que los consumidores pueden recibir beneficios financieros mediante la reducción o

desplazamiento de su demanda energética. Por el lado de la red, se mejora la confiabilidad del sistema ya que se disminuye el estrés al cual están sometidos líneas y transformadores en momentos de alta demanda. Finalmente, al disminuir la demanda cuando ésta es alta, a menudo se traduce en una reducción de precios al por mayor.

Las barreras de esta aplicación se relacionan con una baja participación debido a bajos incentivos económicos y precios no competitivos para la venta de energía. Por el lado técnico, se podrían producir problemas en la red debido a una excesiva respuesta de la demanda. También, ya que es necesario un acceso masivo a la información de los usuarios, se convierte en un blanco susceptible a ataques cibernéticos. Por último, el acceso a la información se puede dificultar, especialmente en áreas rurales.

3.2.4 Generador virtual

Los generadores virtuales es un concepto que se refiere a la integración de recursos energéticos distribuidos mediante tecnologías avanzadas de comunicación y sistemas de software, los cuales pueden ser despachados de manera coordinada, simulando una central de generación de mayor tamaño, lo que les permite participar en la operación del sistema y mercados eléctricos como una planta de generación especial (Figura 3.7).



Figura 3.7: Diagrama de un generador virtual. Fuente: (Acciona, n.d.)

La incorporación de generadores virtuales a la operación del sistema se podría traducir en una reducción de los costos operacionales, ya que entrarían a competir directamente con generadores convencionales. Por otro lado, pueden proveer oportunidades para el desarrollo de otras aplicaciones de digitalización, tales como micro-redes, sistemas de almacenamiento, gestión de demanda, etc.

Un aspecto crucial para la aplicación de generadores virtuales corresponde al acceso y calidad del internet utilizado por los sistemas de comunicación, del cual se depende totalmente, lo que podría significar una barrera. Además, la carga computacional asociada es alta. Finalmente, esta aplicación presenta una gran complejidad en términos legales y regulatorios.

3.2.5 Micro-redes

Una micro-red es un conjunto de cargas y recursos energéticos distribuidos, que se caracteriza por poseer un sistema de control que gestiona tanto la demanda como la generación, así como también por tener la habilidad de conectarse y desconectarse de la red. Las micro-redes cuentan con límites claramente definidos y operan como una entidad única controlable frente a la red.(Castro, 2020; Hatziaargyriou, 2014)

Los beneficios que se identifican de esta aplicación son los siguientes:

- Aumenta la confiabilidad del sistema, ya que al tener la capacidad de operar tanto en modo conectado a la red, como en modo isla, si ocurre una falla en la red de distribución, la micro-red se desconecta de la red y se sigue entregando suministro a los usuarios gracias a la generación local y sistemas de almacenamiento.
- La micro-red se puede aislar intencionalmente en periodos de demanda máxima, con el fin de minimizar los costos por electricidad de los consumidores, así como también disminuir la carga a la cual está sometida la red.
- Pueden proveer de electricidad a lugares rurales que, por razones geográficas, actualmente no se encuentran conectados al sistema, como es el caso de la micro-red de Huatacondo (Figura 3.8), la cual entrega suministro a sus 90 habitantes a través de paneles fotovoltaicos, baterías y un generador diésel.

La principal barrera que se observa es el costo asociado a la adquisición de nueva infraestructura, la cual será requerida para enfrentar los desafíos técnicos que implica su implementación, tales como la bidireccionalidad de los flujos, problemas de armónicos y bajas corrientes de falla en modo isla. Por otro lado, existen barreras regulatorias, tales como la falta de una definición clara en la normativa, estructuras de tarifas especiales, obligaciones administrativas, entre otras.



Figura 3.8: Micro-red de Huatacondo, Comuna de Pozo Almonte, Región de Tarapacá

Ejemplos de micro-redes en el caso chileno incluyen la micro-red de Huatacondo, la micro-red de Ollagüe, y otros proyectos distribuidos a lo largo de Chile (Palma-Behnke et al., 2019).

3.3 Aplicaciones y tecnologías de Industria

3.3.1 Gestión de energía

La digitalización de la gestión de energía puede ser uno de los desarrollos claves para que las empresas en Chile logren sus objetivos de sostenibilidad, incluida la reducción de emisiones locales y globales y obtengan reducciones de costos y mejoras en los retornos de las inversiones. La digitalización de los procesos ofrece muchos aspectos de mejora para la competitividad industrial, en particular en materia de eficiencia energética. La implantación de un Sistema de Gestión de Energía (SGE) podría ser una de las vías más relevantes.

En el contexto de la nueva ley de eficiencia energética de Chile un SGE, de acuerdo a la propuesta de Reglamento de abril de 2021 del Ministerio de Energía, corresponde a un conjunto de elementos de una organización, interrelacionados o que interactúan entre sí, con el objetivo de asegurar una Mejora Continua en el Desempeño Energético a través de procedimientos y métodos bien establecidos (Figura 3.9). Uno de los principales beneficios del SGE es la incorporación del desempeño energético en la toma de decisiones de la organización. En este sentido, el SGE permite que, ante decisiones de compra, mantenimiento u operación, se considere el impacto en el desempeño energético a mediano y largo plazo. Además, se establecen indicadores de desempeño energético (IDE), que permiten determinar la variación del desempeño energético de la organización, con

respecto a una línea de base establecida para un período determinado a fin de establecer si las acciones implementadas en el marco del SGE generan mejoras en el desempeño energético o bien, alertar en cuanto a que las mejoras de desempeño energético esperadas no se estén alcanzando (ASE, 2017).

Los SGEs se basan en la norma ISO 50001, publicada por primera vez en junio de 2011, que establece los requisitos que debe tener un sistema de gestión de la energía en una organización para ayudarla a mejorar su desempeño energético, aumentar su eficiencia energética y reducir los impactos ambientales, así como a incrementar sus ventajas competitivas dentro de los mercados en los que participan, todo esto sin sacrificio de la productividad (ASE, 2018).



Figura 3.9: Etapas para el diseño e implementación de un SGE en el contexto del ciclo de mejora continua. Fuente: <http://eficiencienerg.blogspot.com>

A nivel mundial, los gobiernos están recurriendo a herramientas digitales para reforzar el ciclo de diseño, aplicación y seguimiento de las políticas de eficiencia energética. Ello permitiría transformar la eficiencia energética, introduciendo tecnologías y creando nuevas fuentes de datos que sustenten nuevos modelos de negocio y flujos de ingresos. Por ejemplo, desde 2013, el gobierno chino ha dado prioridad a los sistemas de monitorización energética en línea como parte de su Plan de Implementación del Programa de

Conservación Energética y Baja Emisión de Carbono de las 10.000 Empresas Principales y a través de la Notificación sobre Proyectos Piloto de Monitoreo Energético en Línea en Entidades Clave de Consumo de Energía (China National Institute for Standardization).

Dada la tendencia mundial (y la obligación en Chile) de administrar el uso de la energía en la industria mediante sistemas de gestión y controles energéticos, se abre una interesante oportunidad para impulsar una mejor gestión con el uso de herramientas digitales sofisticadas, análisis de datos y softwares de visualización. Esto incluye la sustitución de la medición tradicional por la tecnología de medidores inteligentes que se combina con capacidades de machine learning, para permitir a las organizaciones analizar, comprender y predecir su uso de la energía. Además, los dispositivos utilizados para la Gestión Energética, al estar vinculados al IoT, permitirían que los usuarios pudieran recibir otro tipo de beneficios no relacionados con el consumo energético, como la automatización del pago de facturas.

A nivel de la industria, las principales barreras para impulsar la eficiencia energética de forma más rápida, aprovechando las tecnologías digitales, tienen que ver con la falta de regulación, la baja capacidad del capital humano (propio y de las ESCOs) y los incentivos definidos por los propietarios de las empresas respecto a los beneficios que la digitalización puede aportar en términos de ahorro energético y otro tipo de eficiencias. En este último caso, en la medida en que las inversiones en la industria se evalúan con métricas de corto plazo (por ejemplo, recuperación de capital o payback) sin incorporar incentivos para promover tecnologías limpias u otras métricas relacionadas con la sostenibilidad, las tecnologías asociadas a la digitalización no serán herramientas útiles.

También, es posible que no se alcancen las expectativas de reducción de costos de los usuarios debido a la incertidumbre y poco conocimiento que se menciona más arriba, lo que se pueda traducir en mayores costos de los planificados o menores ahorros de los esperados y dado que es necesario capacitar a los usuarios sobre el sistema de gestión, ello representa una inversión de tiempo. Además, los usuarios podrían no querer acceder a entregar su información, debido a sospechas del uso que se le podría dar.

En lo que respecta a las tecnologías habilitantes asociadas a Gestión de energía se pueden mencionar las siguientes: Load monitor e In home display (relacionadas a Smart home & Smart building); Smart meters y AMR/AMI (relacionadas a Smart grid); Smart Sensors,

LAN/HAN/NAN/WAN, Cloud y 5G (relacionadas a IoT & IoE); Machine learning y Actuators (relacionadas a Acciones físicas).

3.3.2 Automatización y optimización de procesos

Mediante la automatización y optimización de procesos es posible mejorar la eficiencia de los distintos procesos de diversas industrias, utilizando equipamiento y tecnología. Las diversas tecnologías habilitantes de esta aplicación, mostradas en la Figura 3.10, cubren tanto dentro como fuera de planta.

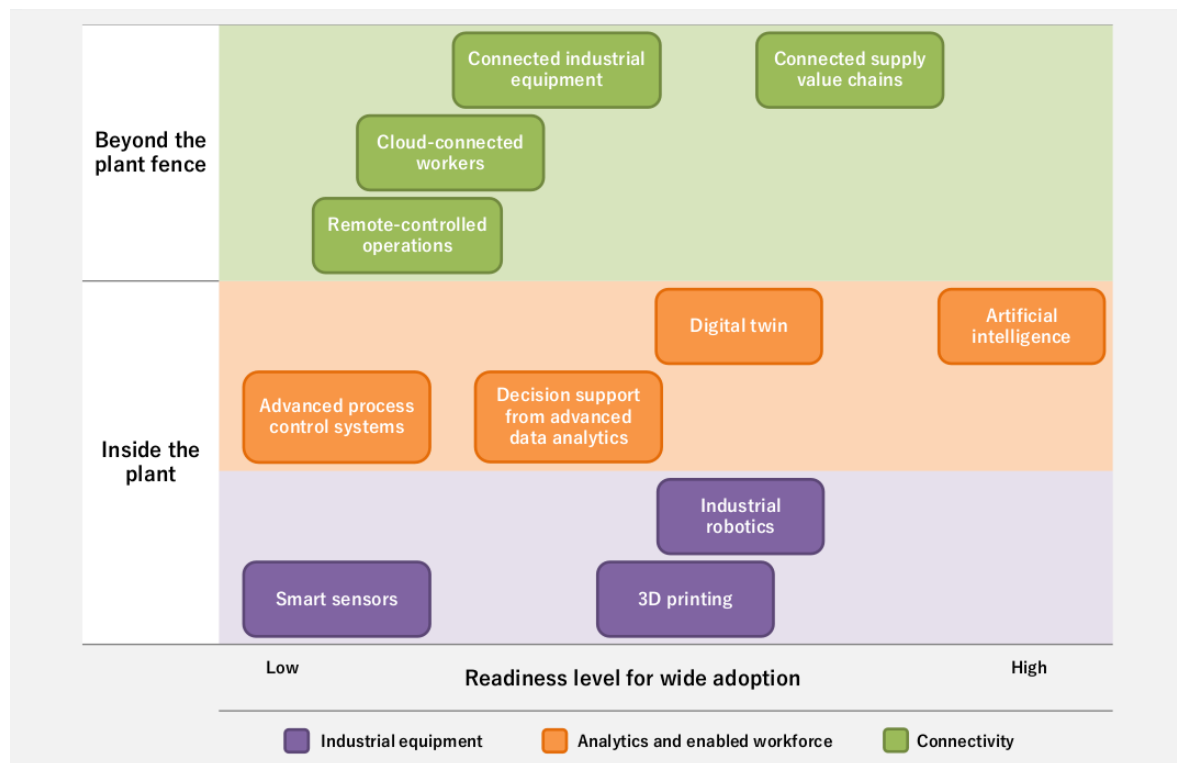


Figura 3.10: Aplicaciones de tecnologías y estrategias digitales en la industria. Fuente: (IEA, 2017)

Los beneficios asociados a estas aplicaciones guardan relación con la reducción de costos operacionales, facilitación de la continuidad de producción a lo largo del día, reducción de errores humanos, creación de nuevos perfiles de trabajo, mejora de la experiencia del consumidor y el aumento de los niveles de satisfacción de los empleados.

Por lo general la automatización y optimización de procesos puede traer consigo un considerable costo de inversión, además de posible resistencia por parte de los empleados. Ello se ha visto reflejado en distintos estudios (IDB, 2020; OCCMundial, 2021) que

mencionan el riesgo que estos desarrollos van a reemplazar no sólo al razonamiento humano, sino también a la fuerza laboral. Este temor se ve acrecentado con cifras como la que reveló el Banco Mundial a fines del 2020, donde señalaba que el 50% de los empleos de Latinoamérica podría estar en riesgo por tecnologías como la automatización. Sin embargo, más allá de esos temores, la tecnología puede ser la mejor aliada en tiempos de cambios.

En lo que respecta a las tecnologías habilitantes asociadas a Automatización y optimización de procesos se pueden mencionar las siguientes: *Smart Sensors*, LAN/HAN/NAN/WAN y *Cloud computing* (relacionadas a IoT & IoE); ML, Data mining, *Artificial Neural Networks* (ANN), *Multi-agent systems* (MAS) y gemelo digital (Digital twin) (relacionadas a Big data, ML & AI) y Actuators y 3D printers (relacionadas a Acciones físicas).

3.3.3 Monitoreo de emisiones

El monitoreo de emisiones tiene como objetivo proveer de cuantificación y monitoreo efectivo de emisiones (locales y globales) a bajo costo. El gran beneficio de esta aplicación es el disminuir las emisiones generadas por la industria al medio ambiente (aire, mar, tierra, etc.), ya que mediante el monitoreo de emisiones (ejemplo en Figura 3.11) se facilita la toma de decisiones y acciones de mitigación de acuerdo a la situación y el contexto. Esto se desarrolla, en general, en las empresas más grandes que deben reportar sus emisiones a la autoridad ambiental, lo que no ocurre con empresas más pequeñas. De esta forma, la digitalización de estos procesos puede hacer más eficiente y transparente este tipo de reportes y ofrecen una oportunidad más económica para que empresas de menor tamaño puedan controlar y reportar sus emisiones.

Las barreras de esta aplicación se relacionan con el alto costo de modernización de los sistemas de monitoreo, dada la infraestructura y los sistemas de seguimiento necesarios, además de la falta de incentivos económicos para los principales emisores de contaminación.

Por ejemplo, se puede destacar la instrumentación FTIR¹ (*Fourier-transform infrared spectroscopy*) que se utiliza habitualmente para las aplicaciones CEMS (*Continuous Emission Monitoring System*) más complejas, como la incineración de residuos o la co-combustión de combustibles fósiles con biomasa o residuos.

¹ FTIR es capaz de controlar simultáneamente 15 especies químicas.

Las capacidades únicas de la técnica FTIR asegurarán su lugar en el control de emisiones durante las próximas décadas, para lo cual, los principales fabricantes están integrando modernas tecnologías digitales. Se están utilizando códigos QR dinámicos para presentar una gran cantidad de información de diagnóstico en el panel de instrumentos, que el operador puede transmitir al OEM (*original equipment manufacturer*) con un teléfono móvil para obtener una rápida resolución de cualquier problema o necesidad de mantenimiento.

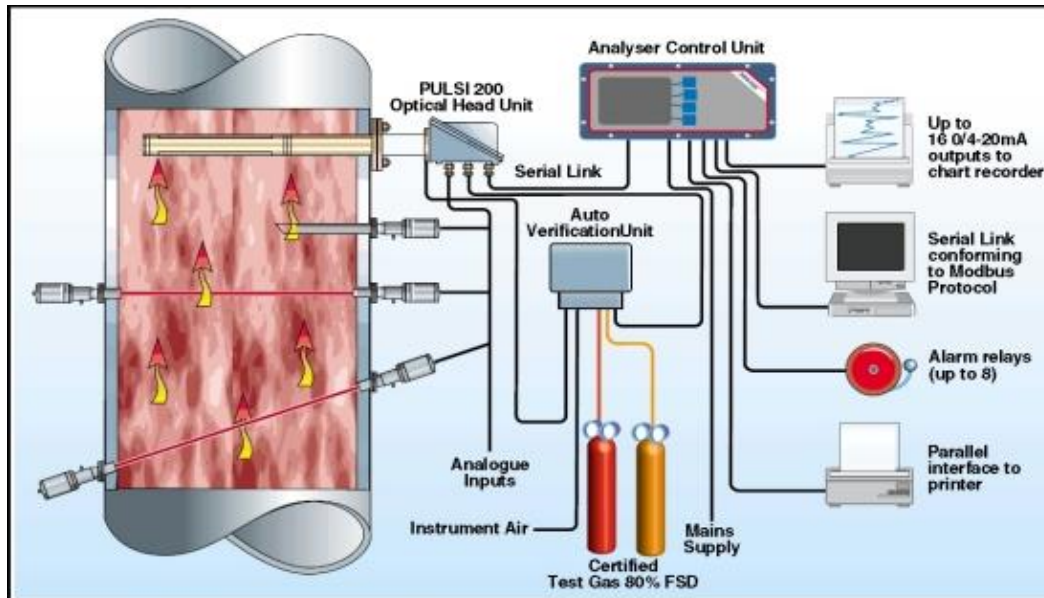


Figura 3.11: Sistema integrado de monitoreo de la chimenea

La transmisión segura, precisa y sin complicaciones de los datos de las emisiones a las autoridades reguladoras también está siendo posible gracias a los sistemas de software de notificación certificados de alta integridad. Por ejemplo, en el Reino Unido estos sistemas están certificados según el sistema MCERTS (*Monitoring Certification Scheme*), que permite el cumplimiento de la Directiva de Incineración de Residuos cuando se utiliza un sistema FTIR para la co-combustión de residuos en instalaciones de cemento y de conversión de residuos en energía.

La gama de tecnología digital que se ofrece en torno a un sistema CEMS moderno se está volviendo tan diversa como la gama de productos químicos que el analizador puede medir.

En este sentido, y de manera transversal a los SGE y la eficiencia energética, la transformación digital de las políticas de eficiencia energética desempeñará un papel fundamental en la transición hacia las emisiones netas de CO₂. Por ejemplo, en el escenario

Net Zero by 2050 de la AIE, la demanda mundial de energía en 2050 es aproximadamente un 8% inferior a la actual, pero dando servicio a una economía dos veces mayor con 2.000 millones de personas más. Para lograrlo, será necesario triplicar las mejoras anuales en la intensidad energética durante la próxima década para conseguir 13 gigatoneladas (Gt) de reducción de CO₂ en 2030. Dado que la eficiencia energética es una de las mayores acciones necesarias para alcanzar los objetivos climáticos, el papel de la digitalización será vital al ampliar el alcance y la escala de la eficiencia energética mediante la electrificación, el cambio de combustible y el cambio de comportamiento.

En el caso de Chile, los sistemas de monitoreo de emisiones podrían ser muy útiles en el seguimiento de regulaciones asociadas a contaminantes locales (planes de descontaminación, cumplimiento de normas, fiscalización de empresas, etc.) y globales (monitoreo y seguimiento de plan de descarbonización y otras medidas de mitigación en distintos sectores productivos), además de apoyar políticas como el cumplimiento de la NDC. También es muy útil en la operatoria de Sistemas de Permisos Transables, Certificación de Emisiones, operacionalización del Artículo 6 del Protocolo de Kioto, entre otros.

En lo que respecta a las tecnologías habilitantes asociadas a Monitoreo de emisiones se pueden mencionar las siguientes: Smart Sensors, LAN/HAN/NAN/WAN y *Cloud computing* (relacionadas a IoT & IoE), ANN y *Clustering* (relacionadas a Big data, ML & AI).

3.3.4 Mantenimiento predictivo

El mantenimiento predictivo se define como el adoptar acciones correctoras cuando el monitoreo de la condición de un sistema (que puede ser mecánico, eléctrico, etc.) detecte problemas. Para lograr lo anterior en el contexto de digitalización y la cuarta revolución industrial, se hace uso de sensores y de tecnología de IoT (u otro sistema de comunicaciones) para la adquisición de datos de variables o parámetros que describen, por ejemplo, las condiciones mecánicas, de temperatura, de eficiencia, consumo de energía, etc. de un sistema que cumple una función en un determinado proceso, junto con modelos matemáticos y algoritmos computacionales (en algunos casos técnicas de *Big Data*). La finalidad del uso de esta tecnología es determinar el tiempo promedio hasta la falla o pérdida de eficiencia para los distintos equipos (Ruiz Acevedo, 2012). La Figura 3.12 muestra un ejemplo de diagrama de un sistema de mantenimiento predictivo para un equipo mecánico basado en tecnologías de IoT.

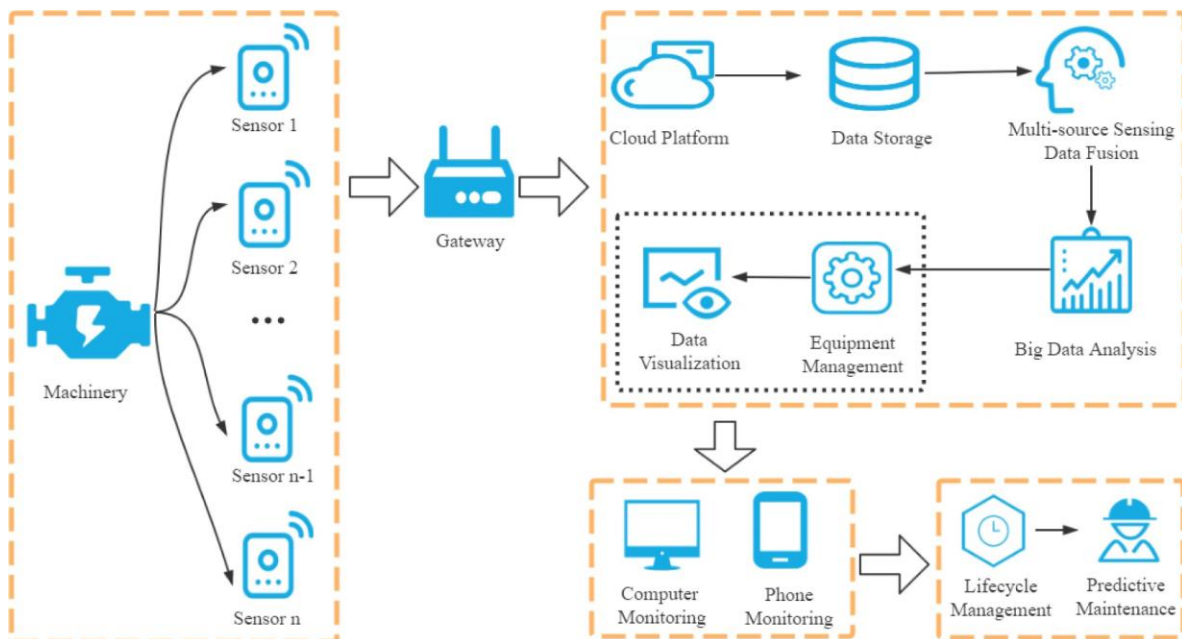


Figura 3.12: Diagrama topológico de mantenimiento predictivo de un equipamiento mecánico basado en IoT. Fuente: (Huang et al., 2020)

Los beneficios que trae consigo el mantenimiento predictivo es la significativa reducción de costos, además del aumento de la seguridad de suministro mediante la programación óptima de la mantención de los equipos. A medida que más tarda la detección de la falla, más costosa es la reparación y peores son las consecuencias (Figura 3.13), por lo que es crucial contar con las herramientas que permitan anticiparse a ello.

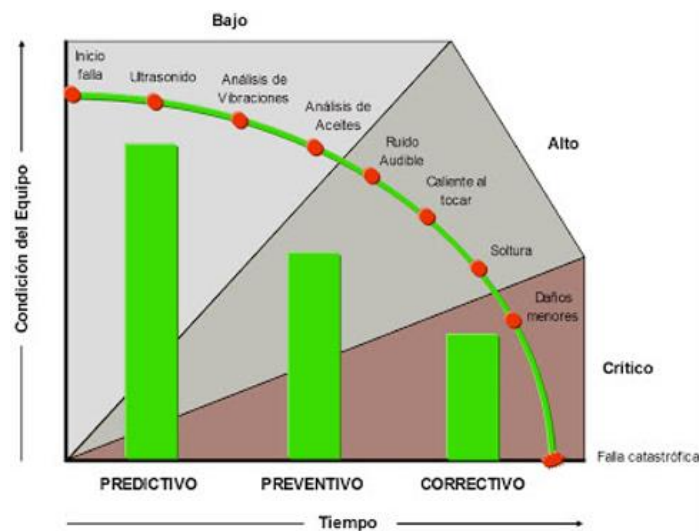


Figura 3.13: Gráfico de tipos de mantenimiento

Las barreras que se identifican son la necesidad de una mayor adopción de tecnologías que complementen esta aplicación, tales como adquisición de datos en tiempo real, IoT, inteligencia artificial, etc. Además, se necesitan mayores recursos computacionales comparados con los actuales para procesar grandes volúmenes de datos (*Big Data*). Otro problema que se identifica para la implementación de esta tecnología es que se necesitan datos históricos y de buena calidad, los cuales no siempre están disponibles inmediatamente.

En lo que respecta a las tecnologías habilitantes asociadas a Mantenimiento predictivo se pueden mencionar las siguientes: Smart meters y AMR/AMI y Cloud (relacionadas a Redes Inteligentes) y Machine learning y Digital twin (relacionadas a Big data, machine learning & AI).

3.4 Aplicaciones y tecnologías de Usuarios finales

Este tipo de aplicaciones fomenta la participación activa de los ciudadanos y la organización en los mercados energéticos existentes o nuevos. Con ello, estos usos pueden contribuir en términos de flexibilidad y equilibrio energético de los sistemas, y a la promoción de las fuentes de energía renovables. También pueden conducir a una mejora de la experiencia del usuario, a través de una sensación de cercanía y transparencia por parte de las empresas energéticas. Estos usos están muy relacionados con la gestión de la demanda y la red inteligente.

3.4.1 Comercialización, facturación y orientación al usuario

La comercialización hace referencia a que clientes regulados tengan la posibilidad de elegir a qué proveedor comprar energía, los cuales agregan grandes cantidades de clientes con el fin de participar en el mercado mayorista. La facturación se refiere a la gestión de la información, el envío de boletas y el procesamiento de pagos (Figura 3.14). La orientación al usuario utiliza variadas tecnologías digitales y tiene como objetivo principal proveer beneficios al consumidor, que en algunos casos podría ser monetizado por el proveedor del servicio. Estas aplicaciones ofrecen beneficios adicionales al usuario y el aumento de ganancias.

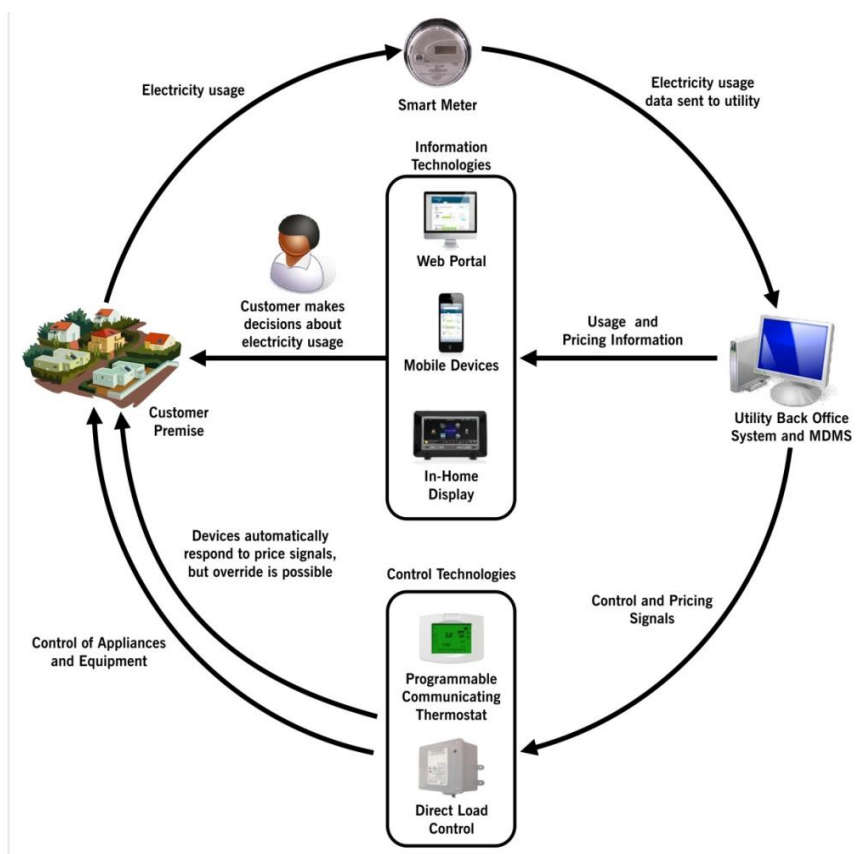


Figura 3.14: Infraestructura de medición avanzada (AMI) junto a servicios para el usuario final. Fuente: (DoE, 2016)

Al introducir competencia en el sector, esto podría traducirse en una disminución de los costos de la energía. Además, se genera una mejora en la experiencia del usuario, a través de la sensación de cercanía y transparencia de parte de las compañías eléctricas (Weigel & Fishedick, 2019).

Las barreras asociadas a estas aplicaciones tienen que ver con la normativa, ya que es necesario realizar una reforma que permita la competencia en la compra y venta de energía al por menor. También la componente tecnológica es una barrera importante asociada a los equipos y dispositivos de control, particularmente el reemplazo de medidores por medidores inteligentes.

En el caso de Chile, se han hecho esfuerzos políticos para hacer el sistema eléctrico más flexible e inteligente. Un ejemplo de ello es la reciente propuesta de reforma del sistema de distribución a nivel nacional, donde uno de sus proyectos de ley establece el derecho a la portabilidad eléctrica, donde los usuarios finales podrán acceder a diferentes tarifas según sus necesidades. Para ello, es necesario modernizar los equipos de medida para poder entregar efectivamente los datos con una resolución horaria a los agentes que lo requieran.

En lo que respecta a las tecnologías habilitantes asociadas a Comercialización, facturación y orientación al usuario se pueden mencionar las siguientes, relacionadas a Big data, machine learning & AI: Machine learning, Data mining, Nature inspire intelligence, Clustering y Natural language processing (NLP).

3.4.2 Pay-for-Performance (P4P)

El modelo Pay-for-Performance hace referencia a una estrategia de eficiencia energética en la que una autoridad pública o compañías eléctricas les pagan a los consumidores (o agregadores) basándose en las mediciones en tiempo real del consumo de energía. La aplicación de una estrategia P4P se traduciría en que se generaría un mercado de eficiencia energética, en donde se podría establecer acuerdos con agregadores, con el fin de darles beneficios económicos a cambio de tener una operación más eficiente (ver Figura 3.15). Estos programas hacen un seguimiento y recompensan el ahorro de energía a medida que se produce, normalmente examinando los datos de los medidores de energía de un edificio, a diferencia del enfoque más común de estimar el ahorro antes de la instalación y ofrecer reembolsos o incentivos por adelantado en un pago único.

Los programas P4P existen de alguna forma desde hace 20 años, pero principalmente en los sectores comercial e industrial. Con la creciente disponibilidad de datos de los medidores de energía de los hogares y las empresas y la evolución de las técnicas de análisis de datos, hay nuevas oportunidades para desplegar programas P4P basados en esos datos.

Esta aplicación tiene como beneficio que incentiva a los usuarios a gestionar de mejor manera su consumo de energía, lo cual se traduce en apoyo técnico a la red, disminución de costos, el desarrollo de un nuevo mercado de eficiencia energética y un consumidor más involucrado.

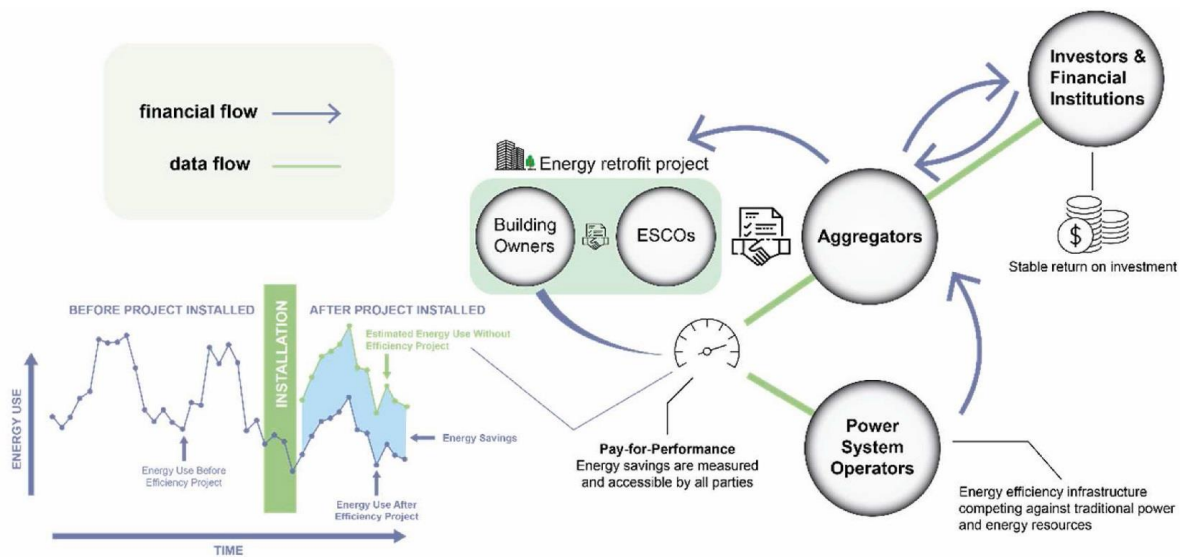


Figura 3.15: : Esquema de programa P4P para eficiencia energética. Fuente: (Tzani et al., 2022)

A nivel global han existido múltiples programas piloto los cuales se diferencian en el segmento de consumidores al cual apuntan, fuente de financiamiento, administración del esquema, entre otros. Los resultados obtenidos de estos programas presentan ahorros energéticos de entre 5 y 15% anual.

En la Figura 3.16 se presenta el caso de Pacific Gas and Electric Company (PG&E), una de las mayores empresas de energía combinada de gas natural y electricidad de Estados Unidos, la que ha implementado un sistema de comparación de la cuenta de energía para informar de mejor forma a sus clientes acerca de sus consumos y precios, de manera de promover el uso más eficiente de la energía.

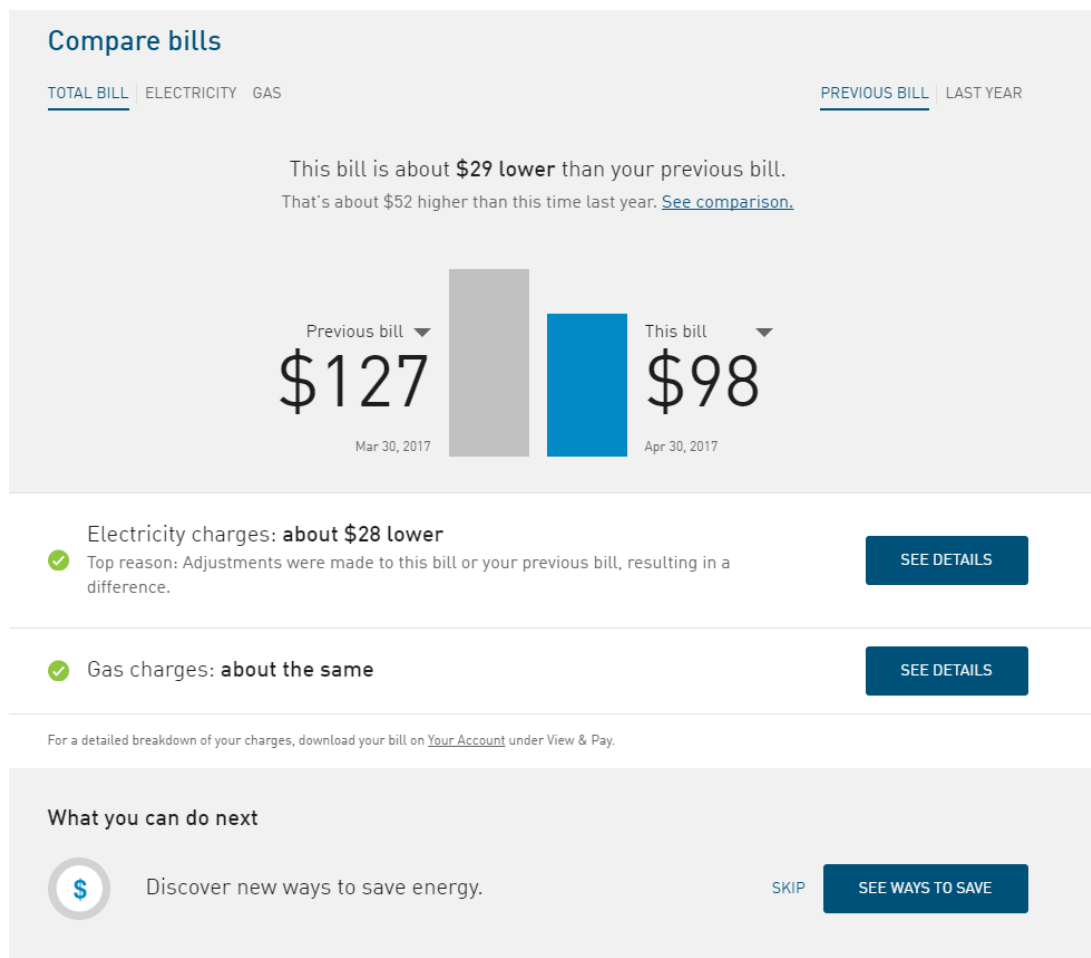


Figura 3.16: Ejemplo de uso de energía en el hogar comparando facturas. Fuente: PG&E

El proyecto SENSEI (<https://senseih2020.eu/theproject/>) es el primero en Europa que adopta un esquema de financiación P4P. El modelo permite a los operadores de servicios públicos reembolsar las inversiones en eficiencia energética de los edificios en función del ahorro real de energía gracias a la instalación de contadores inteligentes. El concepto P4P no solo incentiva la financiación privada de proyectos verdes y de mejora de la eficiencia, sino que también aporta un valor añadido a las adaptaciones energéticas.

En lo que respecta a las tecnologías habilitantes asociadas a Pay-for-Performance (P4P) se pueden mencionar las siguientes: Smart meters y Blockchain.

3.4.3 Agregador de demanda y Prosumer

El agregador de demanda es un nuevo agente que presta un servicio entre el operador de la red de distribución y el usuario final, para permitir la participación de estos últimos en mercados existentes o nuevos, que contribuyan al sistema en términos de flexibilidad o balance (Figura 3.17). El agregador puede tener objetivos tales como el recorte de demanda punta u ofrecer servicios complementarios, y trabaja con una serie de recursos energéticos distribuidos tales como vehículos eléctricos, sistemas de almacenamiento de energía, generación distribuida, entre otros. (Babar et al., n.d.; Barbero et al., 2018; Park et al., 2020).

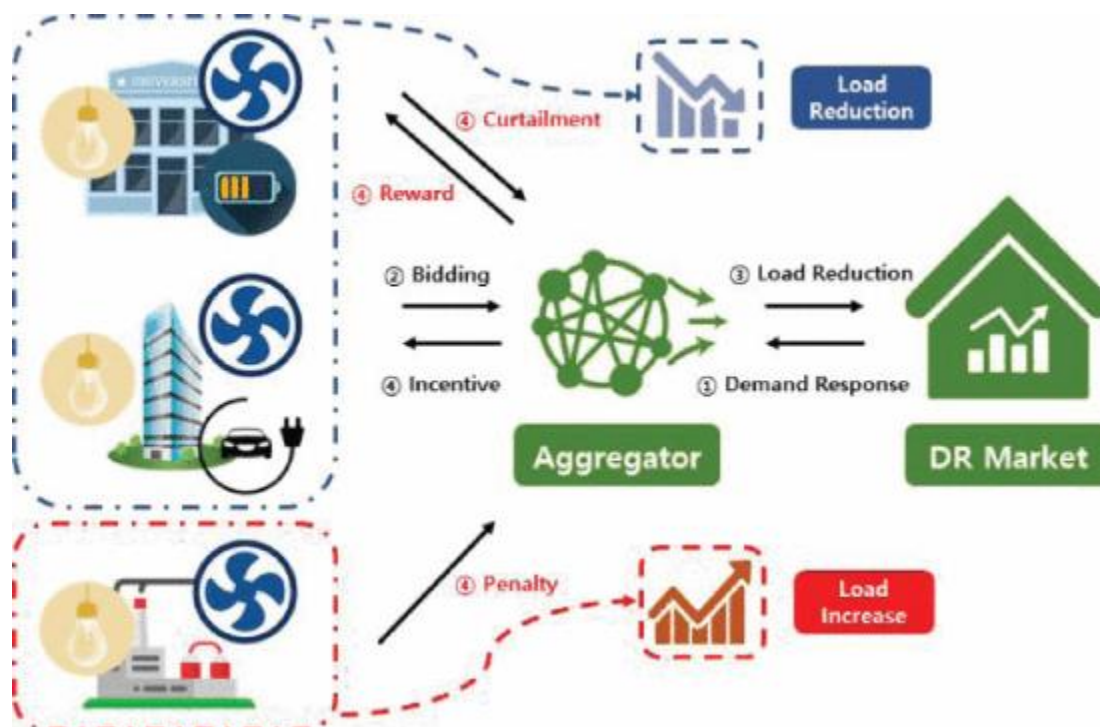


Figura 3.17: Estructura de mercado de DR con el agregador como agente clave. Fuente: (Park et al., 2020)

Los prosumidores (del inglés *prosumer*, término que combina *producir* con *consumer*) son uno de los recursos que los agregadores de demanda generalmente consideran. Estando en efecto a nivel del usuario final, un prosumidor generalmente cuenta con una forma de generación (por ejemplo, techos solares) o formas de almacenamiento (un vehículo eléctrico con tecnología *vehicle-to-grid* o V2G) además de su propia demanda (Figura 3.18). Los prosumidores son una de las partes responsables del rompimiento del paradigma de operación de los sistemas eléctricos de potencia, en que el flujo de potencia deja de ser unidireccional, y pasa a ser bidireccional.

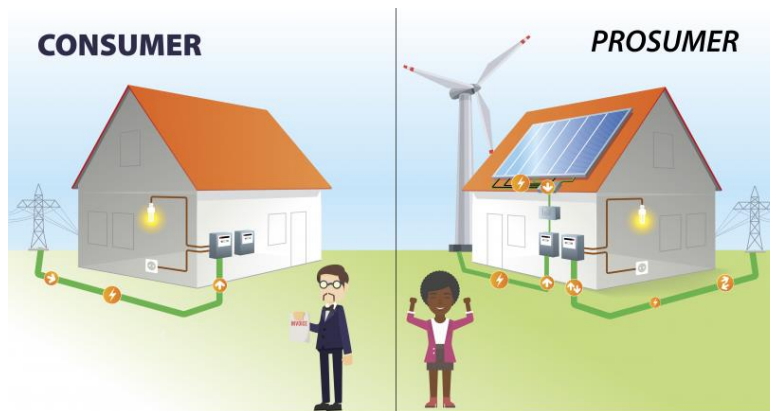


Figura 3.18: Concepto de prosumer. Fuente: (DoE, n.d.)

En varios países de la comunidad europea se fomenta la entrada de prosumers. Para generar un impacto sustancial en el sistema, ese fomento debe motivar a un gran número de participantes. Sin embargo, existen barreras tales como la ciberseguridad, soberanía de la información, y la educación energética. En el caso particular de Alemania, hubo una legislación que promovió la entrada de prosumidores como la "Ley de Suministro de Arrendamientos" (Energy Democracy, 2017), pero luego se estancó en el objetivo de la transición energética desde el ámbito de los prosumidores. En miras de avanzar hacia una matriz energética más moderna, existen importantes brechas como la mejora de la tarifa (*feed-in tariff*, que hoy en día es decreciente), o las actualizaciones de la "Ley de Digitalización de la Transición Energética" que obliga a los usuarios que generen más de 1kW con energía solar a instalar un medidor inteligente por su cuenta (lo que se pueden entender como una barrera).

En lo que respecta al desarrollo futuro de estas tecnologías en el contexto chileno, el compromiso de reducción de gases de efecto invernadero de Chile en su NDC incluye medidas en este sentido. De esta forma, en el escenario de carbono-neutralidad se han proyectado 1.171 MW instalados de generación distribuida residencial al 2050, aproximadamente 585.000 viviendas, los cuales generarían 1.800 GWh al 2050 y 3.678 MW a nivel comercial los cuales generarían 5.657 GWh al 2050. En el caso chileno, ha habido ciertas iniciativas que se orientan con el rol del agregador de demanda y prosumer, en particular la propuesta de Ley de Portabilidad Eléctrica y la última actualización de la Ley de Netbilling. Éstas permiten a los prosumidores aprovechar sus propios recursos energéticos o eventualmente los recursos compartidos dentro de una comunidad, y son claros ejemplos de la tendencia que se está dando en el país, que va un poco en retraso en comparación con países de Europa o Estados Unidos.

Por otro lado, la hoja de ruta de 2015, Energía 2050, menciona que se necesitarán sistemas inteligentes de comunicación y control para lograr una mayor penetración de las fuentes de energía renovable, especialmente en las edificaciones urbanas y rurales, y establece el objetivo de conseguir el 100% de contadores inteligentes para 2050, también señala el lento desarrollo de las microrredes. Ello se ratifica en la Actualización 2022 de la Política Energética Nacional, donde los lineamientos en generación distribuida se mantienen, pero con un nuevo enfoque que enfatiza la necesidad de desarrollar un sistema eléctrico que ofrezca oportunidades a las personas y les permita participar de él y tomar decisiones al respecto. Esto corresponde principalmente al pilar Sistema Energético Resiliente y Eficiente en la temática “Sistema eléctrico para el empoderamiento de las personas”, aunque también en las metas y lineamientos de los apartados “Ciudades Energéticamente Sustentables”, “Desarrollo Económico Inclusivo” y “Suministro de energía confiable y de calidad”.

En lo que respecta a las tecnologías habilitantes asociadas a Agregador de demanda y Prosumer se pueden mencionar las siguientes: LAN/HAN/NAN/WAN (relacionadas a IoT & IoE), además de Smart meters y Blockchain. Chile es líder en la región en términos de conexiones a internet per cápita. La alta penetración de internet móvil, en grandes ciudades como Santiago, podría facilitar la inscripción de clientes en programas atractivos relacionados con esta aplicación, tales como redes de carga de vehículos eléctricos, programas de respuesta a la demanda, suministro de energía con certificación verde, mercados locales de energía *peer-to-peer* (P2P), etc. Desde el punto de vista de tecnologías habilitantes, la tecnología blockchain se considera una herramienta que permite que nuevos activos y productos energéticos participen en los mercados de la energía.

3.5 Aspectos transversales de la digitalización del sector energía

3.5.1 Ciberseguridad

La digitalización de cualquier proceso ya sea crítico u ordinario, supone la generación de nuevos riesgos y amenazas asociadas al uso intensivo de tecnologías de la información. En el caso del sector de la energía, donde predominan tecnologías operacionales (OT) que pueden o no estar combinadas con tecnologías de la información, la transición hacia un modelo donde predominen estas últimas supone realizar un nuevo análisis de riesgos, en el cual se deben considerar aquellos nuevos componentes que se incorporen en las infraestructuras, redes, sistemas, procesos y recursos humanos del sector de la energía.

El análisis de riesgo permitirá identificar las debilidades y vulnerabilidades de los distintos componentes digitales, que pueden incidir en la capacidad de resistir un ataque o incidente de ciberseguridad, de manera de gestionarlos adecuadamente. Esto permitirá incrementar los niveles de resiliencia del sector de la energía. En este sentido, cabe destacar la Política Nacional de Ciberseguridad (PNCS) del Gobierno de Chile, que indica la hoja de ruta que debe seguir la institucionalidad pública y privada con el objetivo de contar con un ciberespacio libre, abierto, seguro y resiliente, que incluye a las denominadas infraestructuras críticas o esenciales para el funcionamiento del país, como el sector energético. También cabe destacar el proyecto de ley de marco sobre ciberseguridad que se discute en el Congreso Nacional, el que propone reglas y obligaciones específicas en materia de ciberseguridad a los servicios esenciales para el funcionamiento del país, entre los cuales se encuentran el sector eléctrico, e identifica a los operadores de importancia vital, que son aquellos actores dentro de un servicio esencial que son imprescindibles para el mantenimiento de actividades sociales y económicas fundamentales.

La gestión de riesgos de ciberseguridad supone generar los planes y acciones necesarias para la protección de las instalaciones, redes, servicios y equipos físicos y de tecnología de la información cuya afectación, degradación, denegación, interrupción o destrucción pueden tener una repercusión importante en la sociedad.

En el sector eléctrico, por ejemplo, el CIGRE ha preparado un Plan Director de Ciberseguridad para el sector eléctrico 2021 – 2023” que presentó el primer análisis de brechas de ciberseguridad en el sector, midiendo el nivel de madurez de los principales actores del sistema eléctrico nacional, cuyos resultados dan cuenta de las vulnerabilidades que existen en el ecosistema eléctrico (CIGRE, 2021).

3.5.2 Trazabilidad

La trazabilidad energética hace referencia a la identificación de la fuente de generación u origen de la energía, con el fin de certificar su procedencia. Esto tiene como beneficio poder realizar un seguimiento de la energía (Figura 3.19), y con esto informar al consumidor y evitar que exista una duplicidad en la contabilización de la energía. Esto podría ayudar para garantizar que ningún otro consumidor reclame la misma energía que otro.

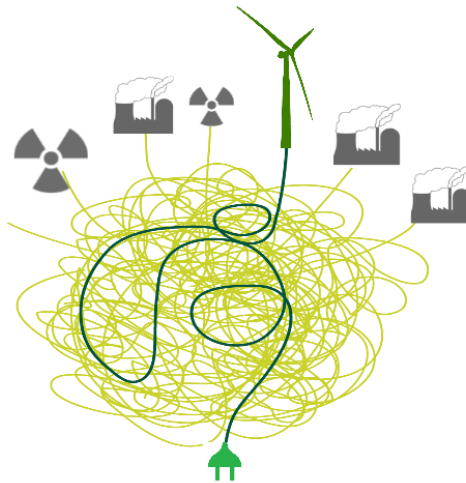


Figura 3.19: Diagrama trazabilidad energética

Una de las tecnologías más utilizadas para este propósito es el blockchain, el cual es una base de datos que se construye a partir de los distintos participantes que la componen. La información se agrupa en bloques de datos que se encadenan (de ahí su nombre en inglés) a medida que se transfiere la información. En contraste con una base de datos centralizada, en donde solo una entidad gestiona toda la información, continuará operando incluso cuando los participantes se retiren, de tal manera que se mantiene un registro imborrable e inmanipulable por cualquier participante. La ventaja del uso de blockchain es que corresponde a una tecnología de bajo costo, confiable y que ofrece la posibilidad de realizar transacciones que son grabadas y validadas a través de la red, sin la necesidad de una autoridad central. El blockchain podría permitir que en el futuro cercano sea posible la transacción de energía entre distintos actores (peer-to-peer) y con esto mejorar la eficiencia y disminuir los costos operacionales.

Existen diversas aplicaciones de trazabilidad en el mundo. En Alemania, la empresa Sonnen GmbH utiliza blockchain para rastrear y facturar el intercambio mutuo de energía entre los miles de dueños de pequeñas plantas solares y baterías agregados en generadores virtuales.

Respecto a la situación actual de la trazabilidad energética en Chile, recientemente el Ministerio de Energía ingresó un proyecto de ley a la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados, el cual tiene como objetivo impulsar la participación de energías renovables en la matriz energética nacional, a través de distintas medidas, entre ellas la creación de un sistema de trazabilidad del carácter renovable de la energía, con el fin de

contabilizar tanto los volúmenes de retiro como de inyección. Además, existe una empresa local, Phineal, que desarrolló una plataforma de trazabilidad de energía llamada GTIME, actualmente en fase piloto en Transelec.

3.5.3 Interoperabilidad

Interoperabilidad se define como la habilidad de dos o más sistemas para intercambiar información, y entender la información intercambiada. A nivel de digitalización, se usa el concepto de interoperabilidad digital, que se define como la habilidad de lograr en forma rápida, eficiente, segura y confiable el intercambio de datos e información entre dispositivos de cómputo (dispositivos siendo capaces de transferir datos), entre sistemas de información (de organizaciones, infraestructuras, redes de logística, sistemas de energía, etc.), o entre dispositivos y sistemas, con el objetivo de mejorar la cooperación y competición de partes independientes de un sistema o red (Pan et al., 2021).

Desde la perspectiva de actividades productivas y/o de servicios que hacen uso de energía, el desarrollo de habilidades de interoperabilidad puede incluir información de consumo de energía, productividad, calidad, etc., en donde la interoperabilidad digital tiene un rol fundamental en el funcionamiento del modelo o arquitectura 5C (Figura 3.20) para la implementación de sistemas ciberfísicos de un determinado proceso (s) o sistema.

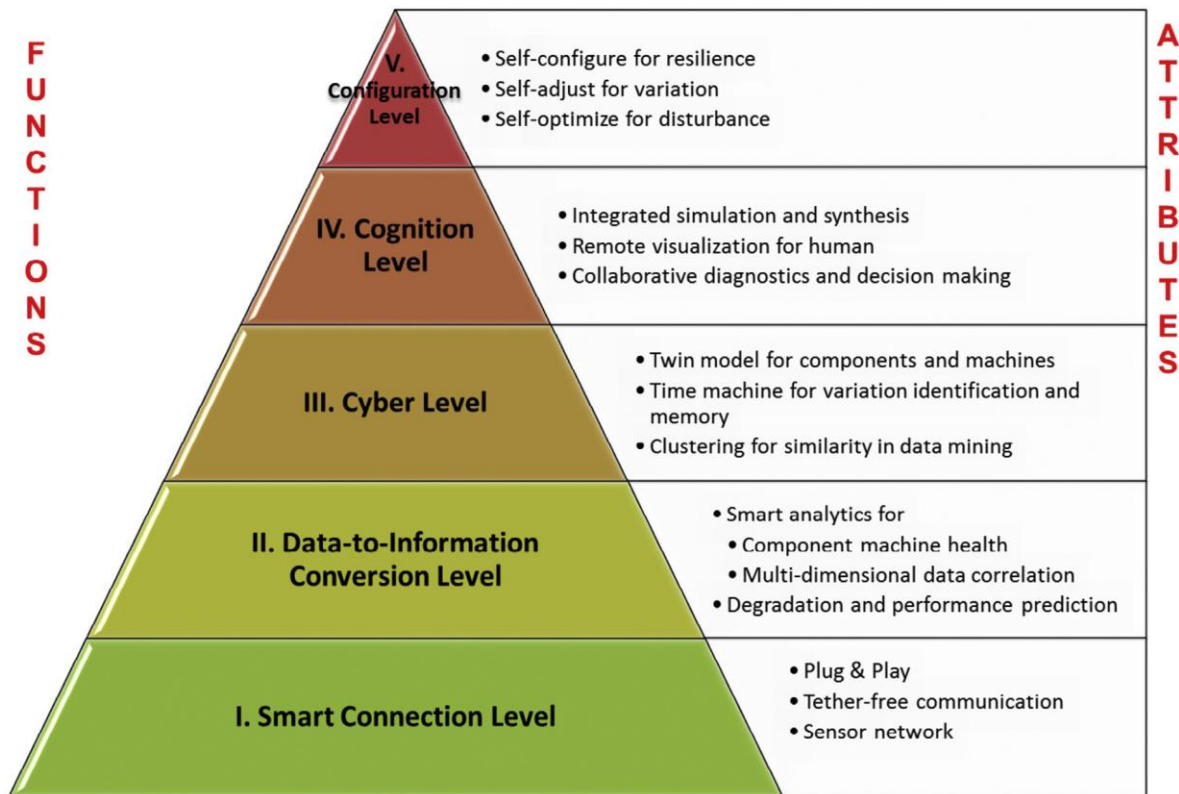


Figura 3.20: Arquitectura 5C para implementación de sistemas ciberfísicos. Fuente: (Pan et al., 2021)

Desde la mirada de redes de energía, la interoperabilidad se define a partir de una estructura de capas: capa de componentes (física, aplicaciones y/o dispositivos), capa de comunicaciones, capa de información, capa de funciones y capa de negocios (Figura 3.21). Estas capas son usadas para considerar diferentes aspectos o puntos de vista de interoperabilidad (Gottschalk et al., 2018).

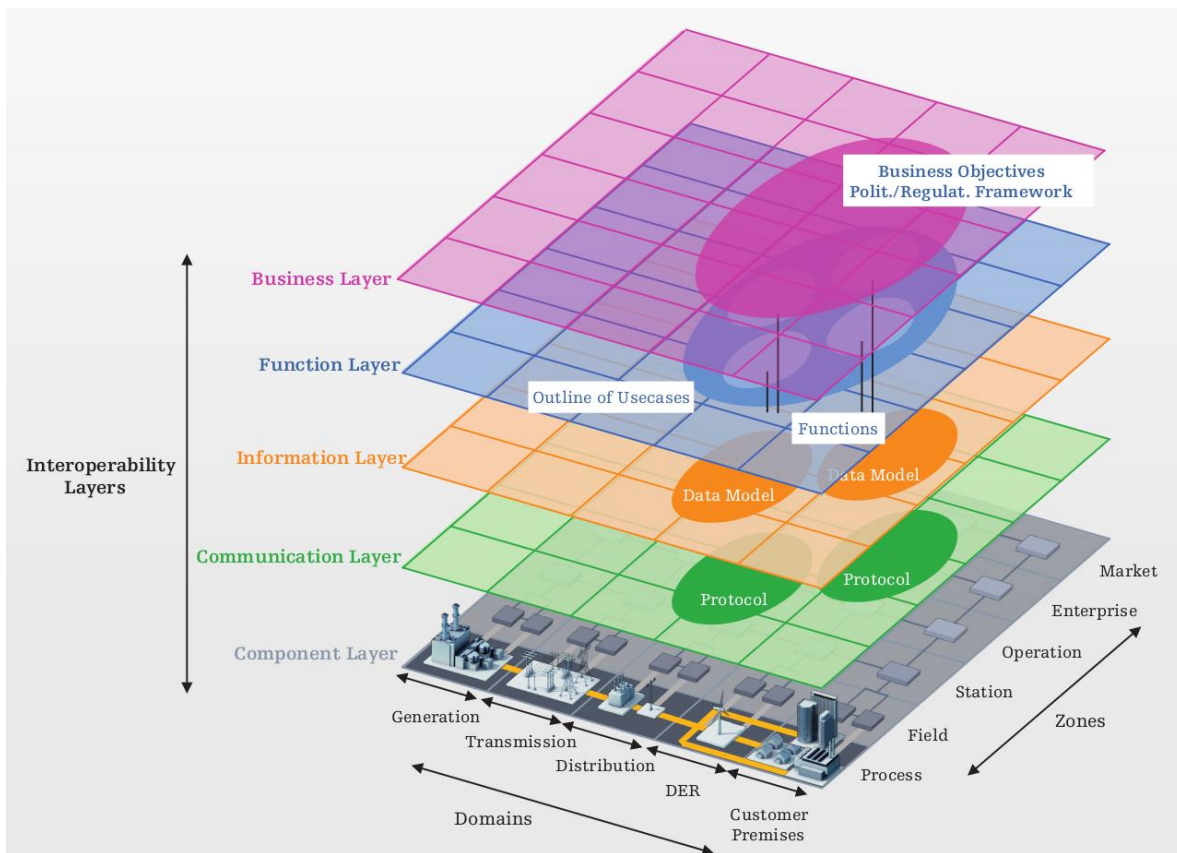


Figura 3.21: Modelo de arquitectura de redes inteligentes. Fuente: (Gottschalk et al., 2018)

3.6 Panorama resumido de las principales aplicaciones y tecnologías de digitalización en el sector energía

En esta sección se presenta el panorama resumido de las principales aplicaciones y tecnologías de digitalización identificadas en el sector energía, en los tres ámbitos descritos en el estudio.

Se han definido diversos criterios para la categorización de cada una de las tecnologías, entre los que se cuentan:

- Sector en el que se utiliza
- Fase de desarrollo
- Países / regiones donde se utiliza
- Qué uso(s) tiene o qué problema resuelve
- Información necesaria para su aplicación/uso
- Factores clave necesarios para la aplicación / uso.
- Beneficio potencial para el sistema energético y la sociedad
- Estado actual de la aplicación / uso en Chile
- Previsión de la demanda futura de la aplicación / uso

Tabla 3.1: Resumen y caracterización de las aplicaciones y tecnologías. Fuente: Elaboración propia

| Aplicaciones | Tecnologías | Sector | Fase de desarrollo | Países / regiones donde se utiliza (si procede). | Qué uso(s) tiene / qué problema resuelve | Información (tipo/contenido) necesaria para la aplicación/uso | Factores clave necesarios para la aplicación / uso. | Beneficio potencial para el sistema energético y la sociedad | Estado actual de la aplicación / uso en Chile | Previsión de la demanda futura de la aplicación / uso |
|--------------|--|---|--------------------|---|---|--|--|---|---|---|
| Smart grid | Subestación inteligente en transmisión | Industria, generación de electricidad | En el mercado | Finlandia | Seguridad de la red eléctrica | Información y estado de la red | Alto costo de inversión (TIC en particular) y seguridad de la información | Favorable frente a la crisis climática al permitir una mayor penetración de las ERNC y los recursos distribuidos | Baja | Media |
| | Automatización de alimentadores | Generación de electricidad | En el mercado | Francia, Suecia, Reino Unido, EE.UU., Corea del Sur, Singapur | Gestión de la red | Información y estado de la red, localización geográfica de los DER | Distribución del valor añadido para la inversión y Regulación (normas de calidad y seguridad del suministro) | Favorable frente a la crisis climática al permitir una mayor penetración de las ERNC y los recursos distribuidos, Mayor conectividad con el usuario final | Baja | Media |
| | Microredes | Transporte, Industria, Edificios, Generación de electricidad, | En prueba | | Descarbonización, Gestión de la red, reducción de emisiones | Información y estado de la red | Barreras técnicas, Regulación y Falta de incentivos a los recursos flexibles | Permite la entrada de más recursos distribuidos y favorece la generación distribuida, | Baja | Media |

| Aplicaciones | Tecnologías | Sector | Fase de desarrollo | Países / regiones donde se utiliza (si procede). | Qué uso(s) tiene / qué problema resuelve | Información (tipo/contenido) necesaria para la aplicación/uso | Factores clave necesarios para la aplicación / uso. | Beneficio potencial para el sistema energético y la sociedad | Estado actual de la aplicación / uso en Chile | Previsión de la demanda futura de la aplicación / uso |
|--------------|---------------------------|--|--------------------|--|--|--|---|--|---|---|
| | | Sector público | | | | | | reduciendo costos y emisiones | | |
| | Virtual Power Plant (VPP) | Industria, Edificios, Generación de electricidad | En el mercado | Alemania, Japón, Reino Unido, EE.UU., Singapur | Flexibilidad | Información y estado de la red, Precio de la energía, Ubicación geográfica de los DER | Regulación, Tecnologías habilitantes, Conectividad y costo computacional | Permite la entrada de más recursos distribuidos y favorece la generación distribuida, reduciendo costos y emisiones Mayor conectividad con el usuario final | Baja | Media |
| | DSM/DR | Transporte, industria, edificios, generación de electricidad, sector público | En el mercado | Alemania, Finlandia, Japón, Reino Unido, Estados Unidos, China, Singapur | Gestión de la red, Participación del usuario final, Reducción de emisiones | Información y estado de la red, Precio de la energía, Ubicación geográfica de la regulación de los DER | Tecnologías habilitadoras, Madurez de los aparatos inteligentes y Acceso a la información | Permite la entrada de más recursos distribuidos y favorece la generación distribuida, reduciendo costos y emisiones, mayor conectividad con el usuario final | Baja | Alto |

| Aplicaciones | Tecnologías | Sector | Fase de desarrollo | Países / regiones donde se utiliza (si procede). | Qué uso(s) tiene / qué problema resuelve | Información (tipo/contenido) necesaria para la aplicación/uso | Factores clave necesarios para la aplicación / uso. | Beneficio potencial para el sistema energético y la sociedad | Estado actual de la aplicación / uso en Chile | Previsión de la demanda futura de la aplicación / uso |
|--------------|--|--|--------------------|--|--|---|--|--|---|---|
| Industria | Gestión de la energía | Transporte, Industria, Edificios, Generación de electricidad | En el mercado | Alemania, Japón, Suecia, Reino Unido, Francia | Gestión de la red, Gestión del mercado | Información y estado de la red, Precio de la energía, Datos de los sensores | Incentivos económicos, conocimientos técnicos | Favorable contra la crisis climática favorables al permitir una mayor penetración de las ERNC y los recursos distribuidos, Mayor conectividad con el usuario final | Baja | Alto |
| | Optimización y automatización de procesos (gas, petróleo y carbón) | Transporte, industria, edificios, generación de electricidad | En prueba | | Gestión de redes, gestión de mercados | Información y estado de la red, información específica de los procesos que se optimizan/automatizan | Alto costo, resistencia de los empleados e infraestructura | Reducción de costos de los procesos | Baja | Baja |
| | Monitoreo de emisiones | Industria, generación de electricidad | Madura | Corea del Sur | Reducción de emisiones | Normativa de restricción de emisiones | Incentivos económicos y alto costo | Favorable contra la crisis climática mediante la reducción de las emisiones | Baja | Media |
| | Mantenimiento predictivo | Transporte, Industria, Edificios, Generación | En el mercado | Alemania, Singapur | Seguridad de la red eléctrica | | Infraestructura, Datos, Expectativas | Reducción de costos de mantenimiento. | Baja | Media |

| Aplicaciones | Tecnologías | Sector | Fase de desarrollo | Países / regiones donde se utiliza (si procede). | Qué uso(s) tiene / qué problema resuelve | Información (tipo/contenido) necesaria para la aplicación/uso | Factores clave necesarios para la aplicación / uso. | Beneficio potencial para el sistema energético y la sociedad | Estado actual de la aplicación / uso en Chile | Previsión de la demanda futura de la aplicación / uso |
|------------------|--|--|--------------------|--|--|---|---|--|---|---|
| | | de electricidad, Sector público | | | | | poco realistas y confianza | | | |
| Usuarios finales | Comercialización, facturación y orientación al usuario | Transporte, Generación de electricidad, Finanzas, Sector público | En prueba | Alemania, Finlandia | Gestión del mercado, participación del usuario final | Precio de la energía, Información sobre contratos y tarifas | Normativa, infraestructuras y garantía de no competencia en el mercado | Mayor conectividad con el usuario final, Reducción de las tarifas de la electricidad | Baja | Media |
| | Pay-for-Performance (P4P) | Residencial, industrial | En el mercado | Estados Unidos, Inglaterra | Gestión de demanda e incentivos a la eficiencia energética | Precio de la energía, Información sobre consumos y tarifas | Normativa, infraestructura, disposición de las distribuidoras y usuarios | Reducción de consumos y eficiencia | Baja | Alto |
| | Agregador de demanda y Prosumer | Industria, Edificios, Generación de electricidad | En el mercado | Alemania | Gestión del mercado, participación del usuario final | Precio de la energía, Información sobre contratos y tarifas | Infraestructura para medir. Reducción de los tipos de productos energéticos | Mayor conectividad con el usuario final | Baja | Alto |

3.7 Análisis preliminar de aplicaciones y tecnologías habilitantes

En un análisis preliminar de las aplicaciones y tecnologías habilitantes, se puede comentar lo siguiente:

- De acuerdo a información compartida por el Ministerio de Energía, las empresas energointensivas se distribuyen de la siguiente manera en los sectores productivos:
 - Sector comercial: 17 empresas
 - Sector industria y minería: 118 empresas
 - Sector transporte: 12 empresas
 - Sector consumo propio: 14 empresas

El número de empresas en industria y minería, los sectores más importantes, se muestra en la Figura 3.22.

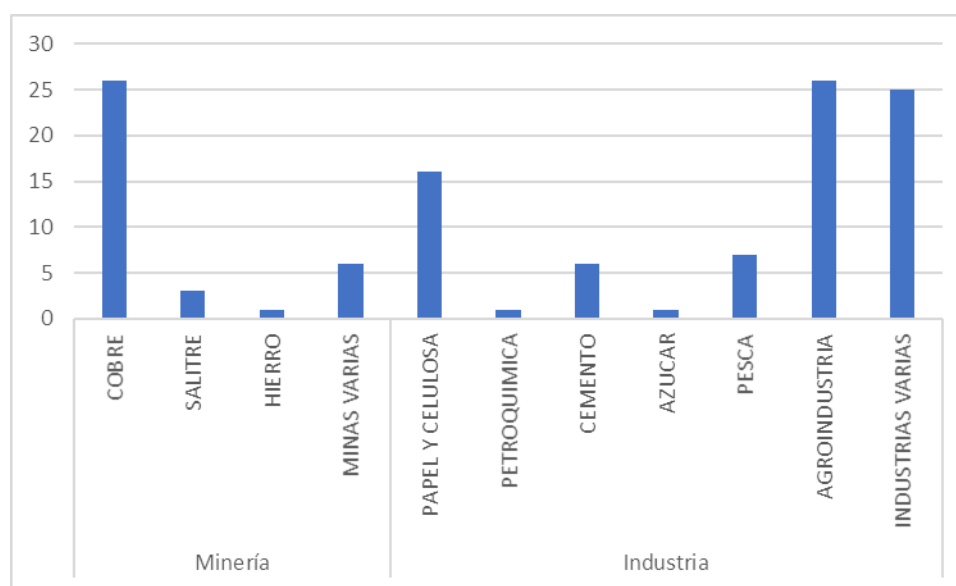


Figura 3.22: Número de empresas energointensivas en industria y minería

En un análisis preliminar, las cuatro aplicaciones digitales en el ámbito Industria son altamente pertinentes a estos sectores productivos. En cuanto a tecnologías habilitantes, en estos sectores se reconocen preliminarmente las tecnologías de IoT, actuadores y sensores inteligentes, aprendizaje de máquinas, inteligencia artificial y gemelo digital.

- Respecto a dos temas mencionados por el Ministerio de Energía, enfoque de género y descentralización, se puede mencionar que las aplicaciones que principalmente se relacionan con descentralización son: Generador virtual, Micro-redes, Agregador de demanda y prosumer.
- En una reunión sostenida con la Comisión Nacional de Energía, se levantaron tres aspectos transversales a la digitalización:

- Trazabilidad, no sólo de la generación, sino de toda inyección y retiro en el sistema eléctrico.
- Interoperabilidad, que permita encadenar la información de múltiples agentes.
- Observabilidad desde el punto de vista de la cadena de pago.

Dos de estos aspectos coinciden con los desarrollados en las siguientes secciones del informe. Respecto a la observabilidad, ésta está relacionada con el aspecto transversal de Trazabilidad tratado en este proyecto.

El detalle de las entrevistas realizadas a actores clave que incluyen, además de la CNE, a la Subsecretaría de Telecomunicaciones (SUBTEL) y la Agencia de Sostenibilidad Energética (ASE) se encuentra en el Anexo 16.8.

4 Revisión de marco regulatorio internacional de digitalización en el sector energía

En esta sección se presenta la revisión del marco regulatorio internacional, donde se analiza la política pública de tres países clave. Luego, se presenta el levantamiento del marco regulatorio chileno, siguiendo la misma estructura que el levantamiento internacional. Finalmente, se presenta un análisis preliminar, priorización, recomendaciones y mejores prácticas para el desarrollo normativo y regulatorio. Los criterios de selección de los tres países se encuentran en el Anexo 11.

4.1 Revisión marco regulatorio Estados Unidos

Mapa regulatorio y normativo - Redes inteligentes, EEUU

| | Leyes | Reglamentos | Normativas | Otras políticas públicas | Metas relacionadas |
|--|---|---|---|--|--|
| Subestación inteligente en transmisión | Energy Independence and Security Act of 2007: <ul style="list-style-type: none"> SEC. 1301: aborda la modernización de la red de transmisión y distribución SEC. 1307: enmienda la regulación de las <i>utilities</i> para incluir inversión en redes inteligentes. | FERC Smart Grid Policy: <ul style="list-style-type: none"> Incluye aspectos de comunicación y ciberseguridad de las interfaces entre sistemas coordinados. Regula sobre los costos de implementación de tecnologías de red inteligente | IEC 61850: Automatización de subestaciones IEEE C37.118: Sincrofasores | American Recovery and Reinvestment Act of 2009: <ul style="list-style-type: none"> Proyecto de sincrofasores NETL Modern Grid Initiative | Executive Order 14008 (2021): <ul style="list-style-type: none"> “Building a Better Grid” Initiative: Descarbonización del sector eléctrico en 2035 SGIG: <ul style="list-style-type: none"> Meta de 16 millones de medidores inteligentes a 2015 (alcanzó 70,8 millones en 2016; 94,8 millones en 2019) |
| Automatización de la distribución | | | IEC 60870: Comunicación entre IEDs y RTUs | American Recovery and Reinvestment Act of 2009: <ul style="list-style-type: none"> Smart Grid Demonstration Program (SGDP) Smart Grid Investment Grant (SGIG) | |
| Gestión de demanda | Energy Independence and Security Act of 2007: <ul style="list-style-type: none"> SEC. 529: enmienda la política de conservación de energía para incluir un “Plan nacional para respuesta de demanda”. | FERC Order No. 719, 745: <ul style="list-style-type: none"> Elimina las barreras a la participación de respuesta a la demanda en los mercados de energía Pago de precio de mercado (LMP) a participantes de respuesta a la demanda | (ASHRAE) 135-2012/ISO 16484-5: Protocolo BACnet para para automatización de edificios. ISO/IEC 14908: Protocolo LonWorks para automatización de edificios OpenADR: Protocolo abierto para respuesta de demanda automatizada. | | |
| Micro-redes | CT Gen Stat § 16-244w (2015): <ul style="list-style-type: none"> Investigar integración de recursos distribuidos a la red. CT Public Act No. 12-148 (2012): <ul style="list-style-type: none"> microgrid grant and loan pilot program. CA SB 1339 (2018): <ul style="list-style-type: none"> incentivar el uso de micro-redes | NY AB A8418A (2021): <ul style="list-style-type: none"> Desarrollar recomendación de uso de micro-redes en infraestructura crítica, áreas geográficas específicas, y mecanismos de financiamiento. | IEEE Std 1547-2018: Estándar para recursos energéticos distribuidos IEEE 2030: Estándar para la interoperabilidad de redes inteligentes | CA Microgrid Incentive program: <ul style="list-style-type: none"> Financiamiento para micro-redes en aplicaciones críticas y sectores vulnerables. | Community solar projects <ul style="list-style-type: none"> 32% a 49% del mercado de generación distribuida a nivel residencial al 2020 (incremento de 410% al 2018). |
| Generador virtual | | FERC Order No. 2222: <ul style="list-style-type: none"> Regula la participación de recursos distribuidos en mercados de capacidad, energía y servicios complementarios. | | | Non-Wire Alternatives (NWA) <ul style="list-style-type: none"> Metas específicas por estado en modernización de la red (aplazamiento de inversiones). |
| Ámbito en general | Energy Independence and Security Act of 2007: <ul style="list-style-type: none"> Title XIII: define el concepto de red inteligente, establece un Smart Grid Task Force y Advisory Committee, fomenta la investigación y desarrollo, promueve interoperabilidad, y define incentivos. | | | | Renewable portfolio standards (RPS) <ul style="list-style-type: none"> Metas específicas a nivel estatal, varían en % para 2015, 2020 o 2025. |
| Aspectos transversales | Homeland Security Act of 2002: <ul style="list-style-type: none"> SEC.225: crea delitos relativos a ciberataques Title II: de fine infraestructura crítica, incluye redes eléctricas | | Executive Order 13636 (2013): <ul style="list-style-type: none"> Establece el marco de ciberseguridad National Infrastructure Protection Plan (NIPP) of 2013: <ul style="list-style-type: none"> Para el sector energía, promueve el despliegue de tecnologías de la información. | NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 4.0 <ul style="list-style-type: none"> Define modelos conceptuales y escenarios. Introduce perfiles de interoperabilidad para facilitar implementación de estándares acotados | |

Mapa regulatorio y normativo - Industria, EEUU

| | Leyes | Reglamentos | Normativas | Otras políticas públicas | Metas |
|---|--|--|---|---|---|
| Gestión de energía | <p>Energy Independence and Security Act of 2007:</p> <ul style="list-style-type: none"> Title IV: aborda eficiencia en edificaciones a nivel Residencial, Comercial, Público (Federal) e Industrial. | | <p>Plan de Acción Climática de 2013</p> <ul style="list-style-type: none"> Reduce emisiones de CO₂ (entre otros) a través de normas de eficiencia energética | <p>ENERGY STAR (1992): Programa de normas voluntarias para aparatos y equipos Superior Energy Performance</p> <ul style="list-style-type: none"> Certifica cumplimiento con la ISO 50001 <p>Plan de Acción Climática de 2013</p> <ul style="list-style-type: none"> Normas de EE para aparatos y edificios y descarbonización. <p>Industrial Facilities Initiative de 2009</p> <ul style="list-style-type: none"> Ayuda a los organismos federales a mejorar la eficiencia energética de las instalaciones y a las industrias federales a cumplir los requisitos normativos | <p>Programa Better Plants</p> <ul style="list-style-type: none"> Programa voluntario que trabaja con los principales fabricantes del país para establecer ambiciosos objetivos de reducción de energía (25% en un periodo de 10 años), agua, residuos y carbono <p>Executive Order 13423</p> <ul style="list-style-type: none"> Ordena que instalaciones federales, laboratorios y edificios industriales reduzcan el consumo de energía en un 30% para 2015. |
| Automatización y optimización de procesos | <p>National Artificial Intelligence Initiative Act of 2020:</p> <ul style="list-style-type: none"> Acelerar la investigación y las aplicaciones de IA. | | | <p>Manufacturing USA:</p> <ul style="list-style-type: none"> Reúne diversos actores para aumentar la competitividad de la fabricación y la infraestructura de I&D | |
| Monitoreo de emisiones | <p>American Innovation and Manufacturing (AIM) de 2020</p> <ul style="list-style-type: none"> Ordena a la EPA desarrollar una línea base de producción y consumo y que reduzca gradualmente la producción y consumo de HFC | <p>Mandatory Reporting of Greenhouse Gases Rule de 2010</p> <ul style="list-style-type: none"> Exige a grandes fuentes y proveedores de USA que informen anualmente las emisiones de GEI. Cubre cerca del 85% de emisiones de GEI del país y se aplica a unas 10.000 instalaciones <p>HFC Allocation Rule Reporting and Recordkeeping</p> <ul style="list-style-type: none"> Requisitos de notificación y mantenimiento de registros para quienes producen, importan, exportan, destruyen, usan como materia prima, etc. los HFC | <p>HFC Allocation Rule Reporting and Recordkeeping</p> <ul style="list-style-type: none"> Reglamento final reducir progresivamente la producción e importación de hidrofluorocarbonos (HFC) <p>Continuous Emission Monitoring Systems - Information and Guidelines</p> <ul style="list-style-type: none"> Algunos reglamentos de la EPA exigen los CEMS para determinar el cumplimiento continuo o la superación de las normas. | <p>Greenhouse Gas Reporting Program (GHGRP)</p> <ul style="list-style-type: none"> Impone la obligación de notificar los datos GEI a las grandes fuentes de emisión, proveedores de combustible y gas industrial y lugares de inyección de CO₂ en USA (aprox. 8.000 instalaciones). <p>California's Cap and Trade (CaT) system</p> <ul style="list-style-type: none"> Regula el 80% de las emisiones de GEI del estado de los sectores energía e industria, y combustibles para transporte y calefacción (CaT más completo del mundo). | <p>Plan de Acción Climática de EEUU</p> <ul style="list-style-type: none"> Carbono neutralidad al 2050 |
| Mantenimiento predictivo | | <p>Nuclear Regulatory Commission Maintenance Rule de 2007</p> <ul style="list-style-type: none"> Mantenimiento en base a condición (CBM) | <p>ISO 13374</p> <ul style="list-style-type: none"> Lineamientos para CBM <p>ISO 18435-1</p> <ul style="list-style-type: none"> Requerimientos para diagnóstico, evaluación e integración de mantenimiento. <p>Otros de SAE e ISO</p> | | |
| Ámbito en general | | | | | <p>Federal Data Strategy</p> <ul style="list-style-type: none"> Metas para 2030 (optimización en el uso de datos a 2026, automatización de decisiones en 2030) Planes de acción para 2020 y 2021. |
| Aspectos transversales | | | <p>National Infrastructure Protection Plan (NIPP) of 2013:</p> <ul style="list-style-type: none"> Define como infraestructura crítica a los sectores de agricultura, banca y finanzas, agua, entre otros. | | |

Mapa regulatorio y normativo - Usuario final, EEUU

| | Leyes | Reglamentos | Normativas | Otras políticas públicas | Metas |
|--|--|--|---|---|--|
| Comercialización, facturación y orientación al usuario | Energy Policy Act de 1992: <ul style="list-style-type: none"> liberalización del mercado de la comercialización. | FERC Orden No. 888: <ul style="list-style-type: none"> Acceso no discriminatorio de las <i>utilities</i> a la infraestructura de transmisión. | | | SGIG: <ul style="list-style-type: none"> Meta de 16 millones de medidores inteligentes a 2015 (alcanzó 70,8 millones en 2016; 94,8 millones en 2019) |
| Pay-for-performance (P4P) | | | International Performance Measurement and Verification Protocol (ASHRAE Guideline 14): <ul style="list-style-type: none"> Define rango de incertidumbre en ahorros fraccionales (50% para un intervalo de confianza del 68%). CalTRACK: <ul style="list-style-type: none"> Define métodos para estimar ahorros energéticos. | Varios programas de P4P: <ul style="list-style-type: none"> New Jersey's "Clean Energy Program", Seattle City Light- Deep Retrofit pay-for-performance program, Energy Trust of Oregon- pay-for-performance pilots, New York State Energy Research and Development Authority-Business Energy Pro, entre otros. | |
| Agregación de demanda y prosumidores | | FERC Order No. 2222: <ul style="list-style-type: none"> Regula la participación de recursos distribuidos en mercados de capacidad, energía y servicios complementarios. FERC Order No. 719: <ul style="list-style-type: none"> Participación en gestión de demanda mediante agregadores. | | | CA Long-term energy efficiency strategyc plan <ul style="list-style-type: none"> Energía neta cero: Viviendas al 2020; edificaciones comerciales al 2030 |
| Ámbito en general | | | | | |
| Aspectos transversales | | | | | |

Institucionalidad

Las agencias encargadas de la regulación energética incluyen a North American Electric Reliability Corporation (NERC), mandatada como ente regulador² encargado de la confiabilidad y seguridad de las redes, el National Institute of Standards and Technology (NIST) como agencia normativa (con reciente participación en temas relacionados a redes inteligentes y su interoperabilidad), y la Environmental Protection Agency (EPA) con regulación del ámbito energético reflejada en el Capítulo I del título 40 del Código de regulaciones federales de los Estados Unidos (40 CFR Ch. I, 2022) que regula, entre otros, la calidad del aire y el agua, y las emisiones de vehículos.

La regulación de las *utilities*, entidades que entregan un servicio público (agua, electricidad y gas) a usuarios finales, recae a nivel estatal en las *Public Utilities Commissions*. Si bien las *utilities* pueden estar verticalmente integradas (tener generación de electricidad o producción de gas, por ejemplo), la mayoría depende de compras de energía a compañías públicas o privadas de generación y transmisión luego de la liberalización de los mercados (Warwick, 2000).

El ámbito energético en Estados Unidos, a nivel federal, es gobernado principalmente por el US Department of Energy (DOE). Este departamento tiene una serie de divisiones, tal como se muestra en la Figura 4.1. De las divisiones, aquellas que están en mayor medida relacionadas con digitalización son las siguientes:

- La Artificial Intelligence and Technology Office (AITO)³, que busca acelerar la investigación, desarrollo, despliegue, demostración y adopción de inteligencia artificial.
- La Office of Cybersecurity, Energy Security, and Emergency Response (CESER)⁴, que tiene como misión el mejoramiento de la infraestructura crítica de energía del país ante todo tipo de amenazas.
- La Office of Electricity (OE)⁵, que tiene a su cargo la divisiones de “Advanced Grid Research and Development” y de “Electricity Delivery Cybersecurity Research and Development”.

² El Energy Policy Act de 2005 autorizó a FERC a designar una entidad encargada de la confiabilidad, denominada Electric Reliability Organization (ERO). NERC es la ERO de Estados Unidos desde 2006.

³ <https://www.energy.gov/ai/artificial-intelligence-technology-office>

⁴ <https://www.energy.gov/ceser/office-cybersecurity-energy-security-and-emergency-response>

⁵ <https://www.energy.gov/oe/our-organization>

- La Advanced Research Projects Agency-Energy (ARPA-E)⁶, que promueve el avance de tecnologías en energía de alto potencial y alto impacto en época temprana de desarrollo.
- La Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE)⁷, que promueve una economía de energías limpias mediante un trabajo en energías renovables, eficiencia energética y transporte sustentable.
- El Office of Science⁸, con iniciativas en inteligencia artificial y aprendizaje de máquinas, así como en energía sustentable. De esta oficina además dependen varios de los laboratorios nacionales del DoE.
- La Office of Clean Energy Demonstrations (OCED)⁹, que tiene como objetivo canalizar los proyectos demostrativos del Bipartisan Infrastructure Law recientemente aprobada en el gobierno de Biden.

El Bipartisan Infrastructure Law¹⁰ provee financiamiento para infraestructura crítica en energía y tecnologías limpias para transitar a un 100% de energías limpias, incluyendo (George Gross, 2022):

- \$90 billones de dólares para transporte público (\$66 billones para transporte de bajas emisiones),
- \$65 billones para acceso a internet de alta velocidad y confiable a precios asequibles para poner fin a la brecha digital de usuarios finales,
- \$65 billones para actualizar la infraestructura eléctrica, que permita la alta penetración de recursos distribuidos,
- \$50 billones para infraestructura energética resiliente que permita enfrentar los impactos del cambio climático, ataques ciber-físicos y eventos climáticos extremos,
- \$7,5 billones para construir una infraestructura de carga de vehículos eléctricos con 500.000 estaciones de carga tanto a lo largo de carreteras como en comunidades.
- \$5 billones para buses escolares eléctricos

⁶ <https://arpa-e.energy.gov/about>

⁷ <https://www.energy.gov/eere/office-energy-efficiency-renewable-energy>

⁸ <https://www.energy.gov/science/about-office-science>

⁹ <https://www.energy.gov/office-clean-energy-demonstrations>

¹⁰ <https://www.whitehouse.gov/bipartisan-infrastructure-law/>

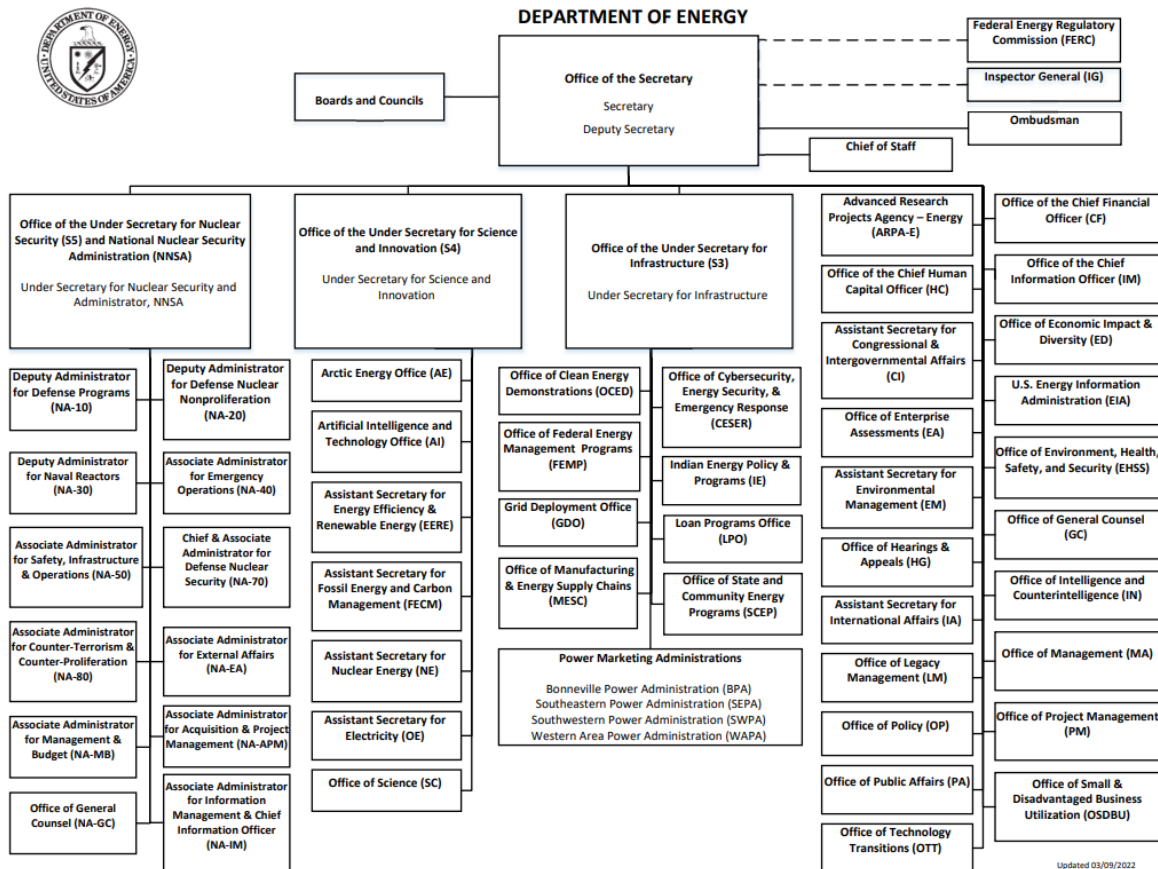


Figura 4.1: Oficinas y divisiones del Departamento de Energía de Estados Unidos

Además, la ley le entrega a FERC la autoridad para aprobar proyectos de transmisión de interés nacional que pudieran ser bloqueados por acciones estatales o inacción.

En el ámbito de la electricidad, existen dos tipos de entidades regionales encargadas de las interconexiones estatales: las *regional transmission organizations* (RTOs) y los *independent system operators* (ISOs). Los ISOs son operadores de sistemas que se encargan de administrar los mercados competitivos de electricidad y de proveer confiabilidad. Los RTOs operan a un sistema en un área territorial determinada, realizando acciones de coordinación, control y monitoreo, y en particular están encargadas de la transmisión. Un RTO tiene más responsabilidades que un ISO de acuerdo a la regulación de FERC. Ejemplos de ISOs son el de California (CAISO) y el de New York (NYISO). Ejemplos de RTOs son PJM Interconnection y Southwest Power Pool (SPP).

La comercialización de energía al usuario final (electricidad y gas) está parcialmente liberalizada, siendo un mercado competitivo en más de 25 estados, tal como se muestra en

la Figura 4.2. Más detalles de la comercialización de energía se presenta en la sección 2.2.4.1.

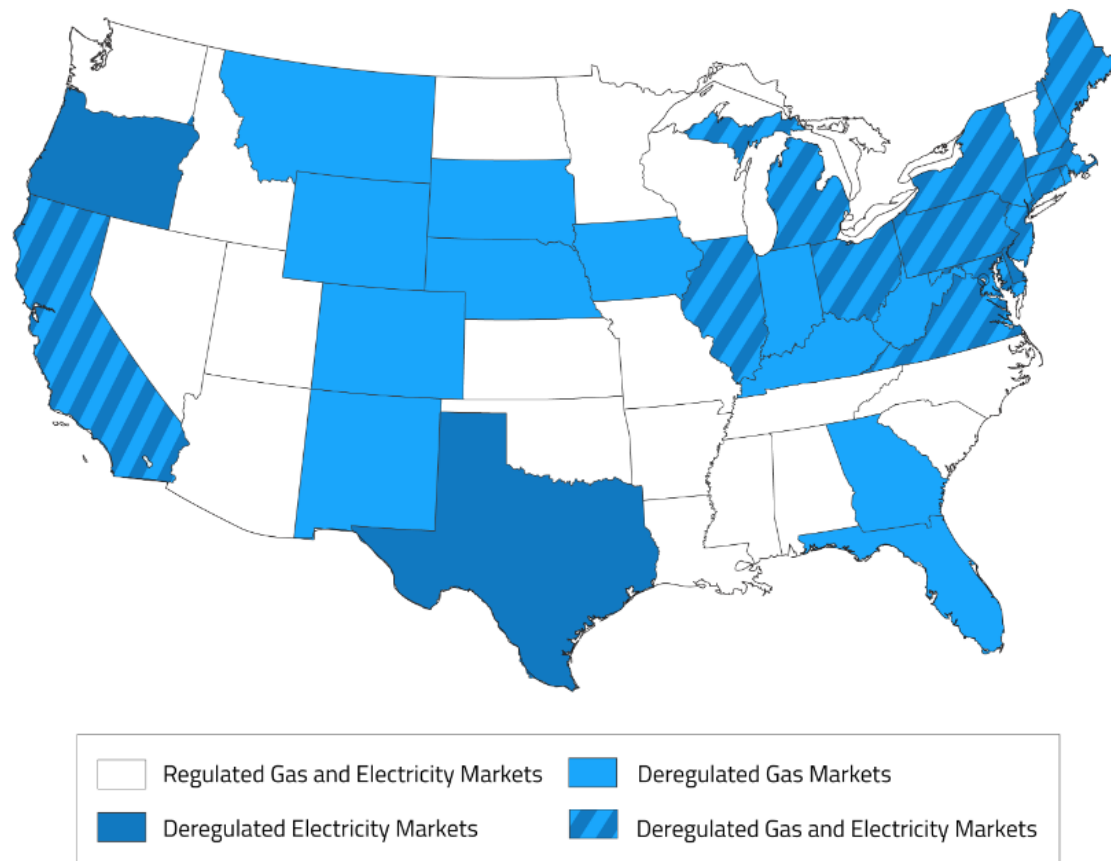


Figura 4.2: Estados con liberalización de mercados de electricidad y gas. Fuente: *electricchoice.com*

Macro normativo y regulatorio

La regulación energética de Estados Unidos es desarrollada, por la naturaleza federal del país, tanto a nivel federal como estatal y local. A lo largo del desarrollo energético de Estados Unidos, ha habido una serie de políticas que han dictado el curso que ha seguido su desarrollo energético. Algunos de los *policy acts* a nivel federal más importantes son (US DoE, 2022):

- El “Federal Water Power Act” de 1920, que crea la Federal Power Commission (FPC), antecesora de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), con la misión de regular el uso de aguas para generación hidroeléctrica.

- El “Federal Power Act” de 1935, que regula la transmisión interestatal y comercialización de energía.
- El “Public Utility Holding Company Act” de 1935 y el “Rural Electrification Act” de 1936, ambos partes del *New deal* del presidente Roosevelt, que regula el tamaño de las *utilities* y financia cooperativas eléctricas para zonas sin servicio eléctrico, respectivamente.
- El “Energy Policy and Conservation Act” de 1975 que, como respuesta a la crisis del petróleo, promueve la eficiencia energética, reducción de demanda y aumento de la producción energética.
- El “Department of Energy Organization Act” de 1977 que crea el Departamento de Energía (DoE).
- El “National Energy Act” de 1978 que incluye, entre otros,
 - El “Public Utilities Regulatory Policies Act” que marca la liberalización del mercado energético, e impulsa la generación hidroeléctrica y cogeneración, entre otras medidas.
 - El “National Energy Conservation Policy Act” que regula programas de eficiencia energética.
 - El “Energy Tax Act” que promueve la eficiencia en uso de combustibles mediante impuesto a vehículos menos eficientes, y el uso de energía renovable mediante créditos fiscal para energía solar, eólica y geotérmica.
- El “Energy Policy Act” de 1992, que incorpora incentivos para energías renovables, promover eficiencia energética en edificios, entre otros.
- El “Energy Policy Act” de 2005, que incrementa el uso de biocombustibles, incorpora energía del océano a las renovables, obliga a las *utilities* a ofrecer net-metering, define estándares de confiabilidad de las redes eléctricas, financia medidas mediante impuestos, entre otros.
- El “Energy Independence and Security Act” de 2007 (EISA), que refuerza las medidas para asegurar independencia y seguridad energética, mediante promoción de renovables, mejora de eficiencia en productos, vehículos y edificios, entre otros.
 - El “TITLE XIII—SMART GRID” define el concepto de red inteligente, establece un Smart Grid Task Force y Advisory Committee, fomenta la investigación y desarrollo, promueve interoperabilidad, y define incentivos.
 - El “TITLE IV—ENERGY SAVINGS IN BUILDINGS AND INDUSTRY” aborda la eficiencia de edificaciones a nivel Residencial, Comercial, Público (Federal) e Industrial.

- El “Energy and Tax Extenders Act” de 2008, con un foco en extender las medidas de fomento en varios sectores, incluido energía (créditos fiscales para renovables, biocombustibles, vehículos híbridos, entre otros).
- El “American Recovery and Reinvestment Act” de 2009 (ARRA), para estimular la economía luego de la recesión económica de 2007-2009, que incluye, entre otras medidas, \$4.5 billones de dólares para modernizar la red eléctrica.

A nivel federal, la legislación del sector energético está plasmada en el capítulo 12 del título 16 del Código de los Estados Unidos (16 USC Ch. 12, 2021), que está dividido en cuatro subcapítulos. Este capítulo crea y establece los poderes de la Comisión Federal de Regulación de Energía (Federal Energy Regulatory Commission, FERC), regula el desarrollo de la generación de energía, particularmente de la hidroelectricidad, regula las actividades interestatales de electricidad y gas natural, establece responsabilidades del mercado, tarifas e inversiones en transmisión, entre otros.

La regulación federal del sector energético está plasmada en el capítulo I del título 18 del Código de regulaciones federales de los Estados Unidos (18 CFR Ch. I, 2022). Sus 18 subcapítulos contienen la regulación de la generación y transmisión interestatal de electricidad y gas natural, y los mercados de energía, entre otros.

A continuación, se presenta una revisión de las políticas públicas más relevantes en los aspectos transversales de interés (ciberseguridad, trazabilidad e interoperabilidad) y de políticas públicas relacionadas con las aplicaciones de interés en los ámbitos de redes inteligentes, industria y usuario final.

4.1.1 Aspectos transversales

4.1.1.1 Ciberseguridad

El año 2002 el Congreso de EEUU aprobó la “Homeland Security Act” (116 STAT. 2135 , 2002)), para enfrentar las nuevas amenazas que sufría la nación. Esta norma incluye la “Cybersecurity Enhancement Act of 2002” (Sec. 225), que tipifica delitos relativos a ciberataques. En el Título 2 se regula el acceso, análisis y protección de información respecto a infraestructura crítica. La Homeland Security Act remite la definición de infraestructura crítica a la “Critical Infrastructures Protection Act of 2001” (115 STAT. 272, 2000)), que es del siguiente tenor:

“systems and assets, whether physical or virtual, so vital to the United States that the incapacity or destruction of such systems and assets

would have a debilitating impact on security, national economic security, national public health or safety, or any combination of those matters”.

La red eléctrica es considerada infraestructura crítica acorde a esta definición, ya que es esencial para la seguridad nacional y salud del país.

El año 2022 el presidente Biden publicó la “Cyber Incident Reporting for Critical Infrastructure Act” (S.3600, 2022). Acorde a esta ley, los administradores de infraestructura crítica estarán obligados a informar los ciberataques graves que sufran a la “Cybersecurity and Infrastructure Security Agency” (CISA). La Agencia tiene el deber de coordinar e informar a otros órganos del Estado para prevenir y responder a ataques. La comunicación de estos ataques es trascendental para que la CISA pueda coordinar una respuesta, tanto para prevenir potenciales daños, futuros ataques y perseguir penalmente a los responsables.

El gobierno de EEUU tiene dos planes específicos para el sector de energías, el “Cybersecurity Strategy 2018-2020” (US DoE, 2018) del Departamento de Energía y el “Energy Sector-Specific Plan” de la CISA (US DHS, 2015). Estos planes son creados por organismos federales, por lo que son aplicables a todos los Estados.

El plan del Departamento de Energía tiene 4 principios rectores:

- *One Team, One Fight*: Este principio dicta que el Departamento y sus colaboradores deben trabajar en conjunto para cumplir los objetivos del programa, esto ya que la ciberseguridad es transversal a todos sus objetivos.
- *Employment of Risk Management Methodology*: Dado que las amenazas a la ciberseguridad están en constante cambio, es relevante calibrar periódicamente las medidas de seguridad, teniendo en vista los potenciales riesgos.
- *Prioritized Planning and Resourcing*: Es trascendental para los organismos públicos y las empresas destinar recursos en el área de ciberseguridad, esto priorizando las áreas relevantes y teniendo en cuenta el riesgo de ataques.
- *Enterprise-wide Collaboration*: La ciberseguridad debe ser comprendida de manera integral, considerando las diferentes áreas a las que se le aplica, como plantas de energía, red eléctrica, usuario final, etc. Cada área tiene sus propios desafíos y requieren medidas específicas.

El “Energy Sector-Specific Plan” se desarrolla dentro del plan nacional de “National Infrastructure Protection Plan (NIPP) 2013”. El objetivo del plan es ayudar a orientar e

integrar el esfuerzo continuo del sector para mejorar la seguridad y resiliencia de su infraestructura. Las prioridades del subsector de electricidad son desplegar tecnologías que permitan el cruce de información, crear conciencia respecto a las amenazas, implementar el “National Institute of Standards and Technology (NIST) Cybersecurity Framework” (S.2333, 2019), coordinar respuestas ante ataques y mantener el flujo de información entre el gobierno y la industria. Este Marco de ciberseguridad del NIST (NIST, n.d.), de 2018, nace de la Orden Ejecutiva Presidencial 13636 del 2013, titulada "Mejora de la Ciberseguridad de la Infraestructura Crítica" (EO 13636, 2013), estableció que "es la Política de los Estados Unidos mejorar la seguridad y la resiliencia de la infraestructura crítica de la Nación y mantener un entorno cibernético que fomente la eficiencia, la innovación y la prosperidad económica mientras se promueve la seguridad, la confidencialidad comercial, la privacidad y las libertades civiles". Como consecuencia, NIST lideró el desarrollo de estándares industriales voluntarios y mejores prácticas para ayudar a las organizaciones a gestionar los riesgos de ciberseguridad

En el ámbito industrial, el 2019 se publicó la ley Energy Cybersecurity Act (S.2333, 2019), la cual mandata al DoE a crear un programa que mejore la ciberseguridad del sector energético. Uno de sus objetivos es incentivar que la industria participe en Electricity Information Sharing and Analysis Center (E-ISAC), este es un centro de información, análisis y vigilancia de la red eléctrica. En la misma línea, se publicó el Cybersecurity Capability Maturity Model (C2M2), esta es una herramienta para evaluar la ciberseguridad de la organización y optimizar las inversiones en ciberseguridad (US DoE, n.d.). Este modelo fue diseñado por Office of Cybersecurity, Energy Security, and Emergency Response (CESER).

La CISA diseñó una serie de planes de seguridad y resiliencia específicos para los siguientes sectores (CISA, n.d.): *Chemical Sector, Commercial Facilities Sector, Communications Sector, Critical Manufacturing Sector, Dams Sector, Defense Industrial Base Sector, Emergency Services Sector, Energy Sector, Financial Services Sector, Food and Agriculture Sector, Government Facilities Sector, Healthcare and Public Health Sector, Information Technology Sector, Nuclear Reactors, Materials, and Waste Sector, State, Local, Tribal, and Territorial Government Coordinating Council, Transportation Systems Sector, Water and Wastewater Sector*. Estos planes incluyen medidas para la ciberseguridad de estas industrias.

Las siguientes industrias son consideradas infraestructura crítica, por lo que se le aplica toda la regulación relativa (mencionada en Redes): *Critical infrastructure and key resources consist of 18 sectors: Agriculture and Food, Banking and Finance, Chemical, Commercial Facilities, Communications, Critical Manufacturing, Dams, Defense Industrial Base,*

Emergency Services, Energy, Government Facilities, Healthcare and Public Health, Information Technology, National Monuments and Icons, Nuclear Reactors, Materials and Waste, Postal and Shipping, Transportation Systems and Water.

El gobierno federal de EEUU ha publicado una serie de guías para la ciberseguridad de la industria. El Department of Homeland Security diseñó una guía llamada “Recommended Practice: Developing an Industrial Control Systems Cybersecurity Incident Response Capability” (US DHS, 2009). La CISA publicó la Industrial Control Systems Cybersecurity Incident Response Capability 2022. Esta es una guía voluntaria de preparación para algún ciberataque en la industria. Incluye 3 etapas: Prevención, Manejo y Análisis.

4.1.1.2 Trazabilidad

De acuerdo a la Environmental Protection Agency (EPA) de EEUU, la energía se traza mediante dos mecanismos (US EPA, n.d.-g):

- Certificados de energía renovable (*renewable energy certificates* o RECs), que generalmente utilizan bases de datos para registrar la información sobre cada MWh generado.
- Método de seguimiento de contrato (*Contract-path*), que es el método más antiguo, en que, mediante la auditoría de un tercero, se valida mediante declaraciones, cuentas y otros el cumplimiento del acuerdo de generación. Generalmente se utilizan datos de mediciones como medio de verificación.

Los RECs son ampliamente utilizados en los mercados energéticos de EEUU, y su legalidad está reconocida. Un análisis exhaustivo de la base legal de los RECs fue elaborado por el Center for Resource Solutions de California (Jones et al., 2015), en donde se destaca que:

- 36 estados y 7 operadores regionales reconocen explícitamente a los RECs como herramienta para la trazabilidad.
- El programa federal de gestión de energía de DoE, y FERC, reconocen que los RECs son válidos representantes de los atributos de la energía generada con fuentes renovables.

De acuerdo con el National Renewable Energy Laboratory (NREL), los sistemas electrónicos de trazabilidad mediante RECs reducen significativamente los requerimientos administrativos, lo que a su vez previene el conteo doble de estos certificados (NREL, 2015).

4.1.1.3 Interoperabilidad

La interoperabilidad ha sido un aspecto abordado por NIST, Departamento del Comercio de USA, produciendo una secuencia de reportes que proveen el marco y hoja de ruta para lograr la interoperabilidad de estándares aplicables al desarrollo de las Redes Inteligentes. Previamente, el EISA había sentado las bases para la investigación y desarrollo de un marco de interoperabilidad. El primer documento oficial del NIST se publicó en 2010 (NIST, 2010), con actualizaciones publicadas en 2012 y 2014. Actualmente, el borrador de la cuarta edición del documento titulado “NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 4.0” (NIST, 2020), publicada en 2020, está en etapa de recibir comentarios antes de su publicación oficial.

De acuerdo al NIST, la interoperabilidad se define como la capacidad de intercambiar información de forma oportuna y práctica. De acuerdo al mismo instituto, el rápido desarrollo de las tecnologías que rodean las Redes Inteligentes hace cada vez más desafiante el reto de proveer interoperabilidad. Sin embargo, es mediante la interoperabilidad que los sistemas pueden evolucionar combatiendo la obsolescencia tecnológica, así como facilitar la innovación y permitir sacar la mayor ventaja posible de las inversiones en equipamiento.

La hoja de ruta del NIST aborda los siguientes aspectos claves:

- Modelo Conceptual para las Redes Inteligentes: considera el papel de los recursos energéticos distribuidos, recursos situados en el dominio del cliente, la interacción entre los dominios de distribución, transmisión, operación y mercados. La actualización del Modelo Conceptual permite tener descripciones de alto nivel que incluyen un amplio conjunto de tendencias en evolución dentro de las redes inteligentes.
- Escenarios de las rutas de comunicación: actualización a versiones previas publicadas en los anteriores reportes, donde ahora se consideran aplicaciones legadas e interfaces lógicas en el contexto del Modelo Conceptual. Los escenarios identifican las redes de comunicación, los actores y roles, las rutas de comunicación, y los flujos de información intercambiados entre diferentes dominios. Entre los escenarios se considera: i) el *Legacy Communication Pathway scenario* – correspondiente a la arquitectura definida en la última versión del informe (2014); ii) el *High-DER communication pathway scenario* – correspondiente a redes actuales y futuras donde los DER proveerán grandes cantidades de energía; iii) el *Hybrid communication pathway scenario* – correspondiente a una red con control

distribuido que combina comunicaciones operacionales usando tanto rutas de comunicación públicas como privadas. También considera una alta participación de DER y funcionalidad en el borde, distribuido y centralizado; y iv) el *Microgrid communication pathways scenario* –correspondiente a una red con microrredes de diferentes alcances (e.g., en una sola ubicación, en subestaciones, de propiedad y operación a cargo de los consumidores, controladas por las *utilities*, etc.)

- Lenguaje común para las Redes Inteligentes: Provee la estructura que permite la comunicación efectiva entre las partes a pesar de la modernización de la red. Está basado en el NIST'S Cyber Physical System Framework
- Pruebas y certificaciones para estándares de la Red Inteligente: identifica los beneficios y los gaps existentes en cuanto a pruebas y certificaciones.
- Perfiles de interoperabilidad: Apunta a reducir la complejidad en la fase de pruebas y certificaciones. Se trata de producir con claridad el rango de requerimientos de interoperabilidad derivados de las aplicaciones, para un subconjunto bien definido de los estándares disponibles. Cada perfil identificaría los tipos de datos soportados, los nodos y elementos lógicos (o servicios), con miras a que los fabricantes e implementadores tengan un rango reducido de libertad al implementar los estándares, reduciendo así las brechas en interoperabilidad.

En general, la propuesta de NIST apunta a lograr una interoperabilidad mediante la co-optimización de los requerimientos estándar relacionados a las funciones físicas, a los protocolos de comunicación y a los modelos de información. La definición de los perfiles de interoperabilidad elimina la limitación de tener que cumplir con un estándar individual de comunicación o modelo de datos, y en su lugar, permite la aplicación coordinada de requerimientos que pueden expandirse a múltiples estándares.

El NIST ha identificado y categorizado 169 estándares que son relevantes para la interoperabilidad de las Redes Inteligentes (NIST, 2019), y que debieran ser considerados en la definición de los perfiles de interoperabilidad con miras a lograr la implementación de las Pruebas y certificaciones. Estos estándares pertenecen a diversos cuerpos de estandarización (ANSI, IEC, IEEE, ISO, ITU-T, OpenADR, SAE, entre otros) y fueron categorizados en 5 tópicos: Modelos de información, modelos de información y protocolos de comunicación, protocolos de comunicación, protocolos de comunicación y desempeño físico, desempeño físico, modelos de información + protocolos de comunicación + desempeño físico.

La interoperabilidad también ha sido abordada por el U.S. Department of Energy a través de la creación del GridWise Architecture Council (GRIDWISE, n.d.), el cual fue formado para promover y habilitar la interoperabilidad entre las diferentes entidades que interactúan en un sistema eléctrico. Este Consejo está conformado por representantes que constituyen la cadena de suministro eléctrico y sus usuarios. Inicialmente se encargaron de definir los principios de interoperabilidad para su adopción por las diversas partes de la industria eléctrica. Actualmente formulan marcos técnicos para la interoperabilidad del sistema eléctrico y los aspectos de integración.

4.1.2 Redes inteligentes

Institucionalidad

En el ámbito de redes inteligentes, el EISA de 2007 (Sec. 1303) ordena al DOE la misión de establecer un comité asesor de redes inteligentes (Smart Grid Advisory Committee) así como un grupo de trabajo en esta temática (Smart Grid Task Force). El Task Force incluye a las siguientes agencias:

- Department of Energy (DOE)
- Office of Electricity (OE)
- Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE)
- National Energy Technology Laboratory (NETL)
- U.S. Department of Commerce (DOC)
- International Trade Administration (ITA)
- National Institute of Standards and Technology (NIST)
- Federal Energy Regulatory Commission (FERC)
- U.S. Department of Homeland Security (DHS) – Science and Technology Directorate
- U.S. Department of State
- U.S. Environmental Protection Agency (EPA)
- U.S. Department of Agriculture (USDA) – Rural Utility Service (RUS)
- Department of Defense (DOD)
- Federal Communications Commission (FCC)
- Federal Trade Commission (FTC)
- General Services Administration (GSA)
- U.S. Trade and Development Agency (USTDA)

De acuerdo a NIST, las agencias principales que participan del desarrollo de políticas públicas en redes inteligentes son las que se presentan en la Figura 4.3.

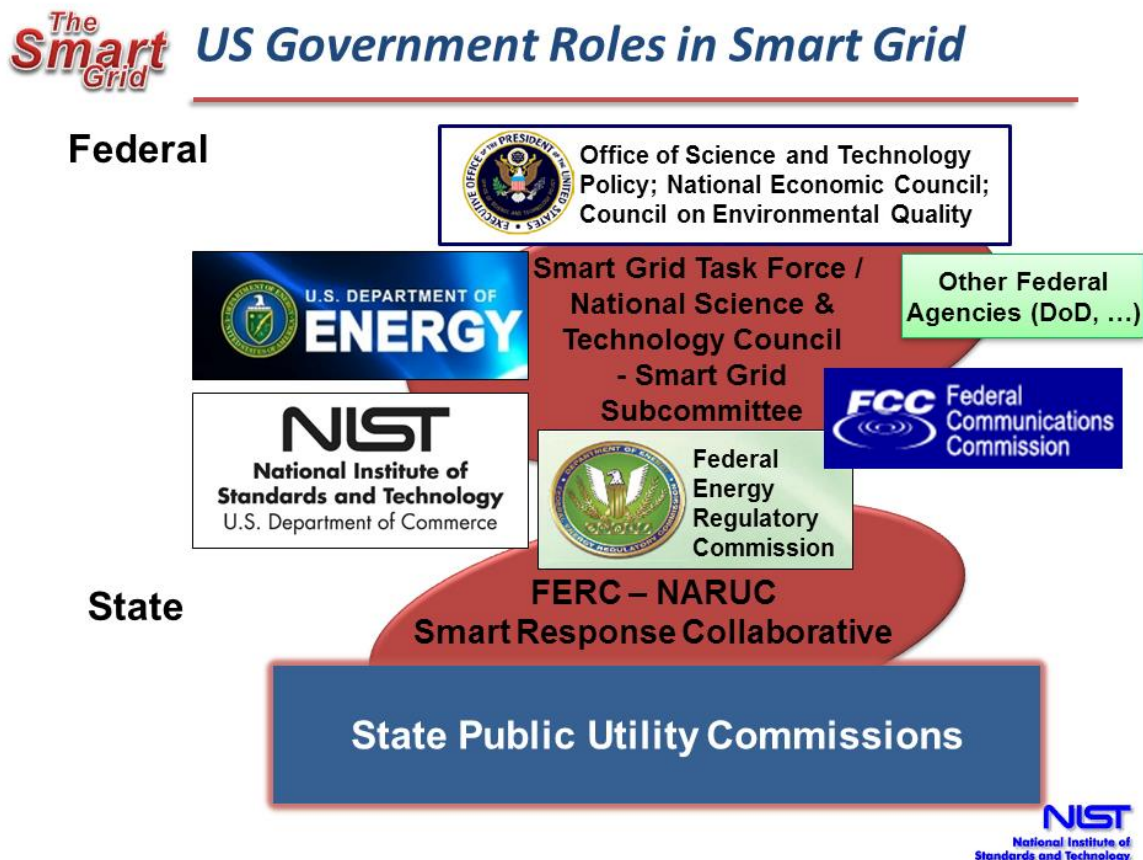


Figura 4.3: Agencias del gobierno de Estados Unidos involucradas en el desarrollo de redes inteligentes. Fuente: NIST.

El ARRA de 2009 establece programas de incentivo en redes inteligentes: Smart Grid Investment Grant y Smart Grid Demonstration Program (que cubren hasta el 50% de la inversión de proyectos), y el Workforce Development Projects (formación de capital humano capacitado en tecnologías digitales). Un resumen del uso de los fondos asignados por el ARRA al DoE se presenta en la Figura 4.4.

Overview of Recovery Act-Funded Programs

| PROGRAMS | TOTAL OBLIGATIONS | AWARD RECIPIENTS |
|--|-------------------|------------------|
| Smart Grid Investment Grant | \$3,482,831,000 | 99 |
| Smart Grid Regional and Energy Storage Demonstration Projects | \$684,829,000 | 32 |
| Workforce Development Program | \$100,000,000 | 52 |
| Interconnection Transmission Planning | \$80,000,000 | 6 |
| State Assistance for Recovery Act Related Electricity Policies | \$48,619,000 | 49 |
| Enhancing State Energy Assurance | \$43,500,000 | 50 |
| Enhancing Local Government Energy Assurance | \$8,024,000 | 43 |
| Interoperability Standards and Framework | \$12,000,000 | 1 |
| Program Direction ¹ | \$27,812,000 | -- |

¹Program Direction supported administration and management of OE's Recovery funds.

Figura 4.4: Programas financiados por el ARRA. Fuente: (US DoE, 2015)

4.1.2.1 Subestación inteligente en transmisión

Marco legal y normativo

La EISA del año 2007 (121 STAT. 1492, 2007) tiene como objetivo expandir el uso de energías renovables, reducir la dependencia del petróleo, aumentar la seguridad energética y abordar el cambio climático. En el título XIII, llamado “Smart Grid”, se declara que EEUU apoyará la modernización del sector de la transmisión y distribución de electricidad, con el fin de mantener un suministro confiable y seguro, el cual pueda satisfacer la creciente demanda de energía. Además, se establece que se debe:

- Incrementar el uso de información digital y tecnologías de control con el fin de mejorar la confiabilidad, seguridad y eficiencia de la red eléctrica
- Realizar optimizaciones dinámicas de la operación de la red y sus recursos, con enfoque en ciberseguridad

- Desplegar tecnologías inteligentes, que sean en tiempo real, automáticas e interactivas, para la medición, comunicación relacionada con la operación y estado de la red, y automatización de la distribución
- Desplegar e integrar almacenamientos de energía y tecnologías de peak-shaving
- Desplegar estándares para la comunicación e interoperabilidad de equipos conectados a la red eléctrica
- Identificar y disminuir las barreras para la adopción de tecnologías de redes inteligentes.

Uno de los programas impulsados por el ARRA de 2009 fue el proyecto de sincrofasores que permitió, a 2017, la instalación de 1380 Phasor Measurement Units (PMUs) en norteamérica, tal como se muestra en la Figura 4.5.

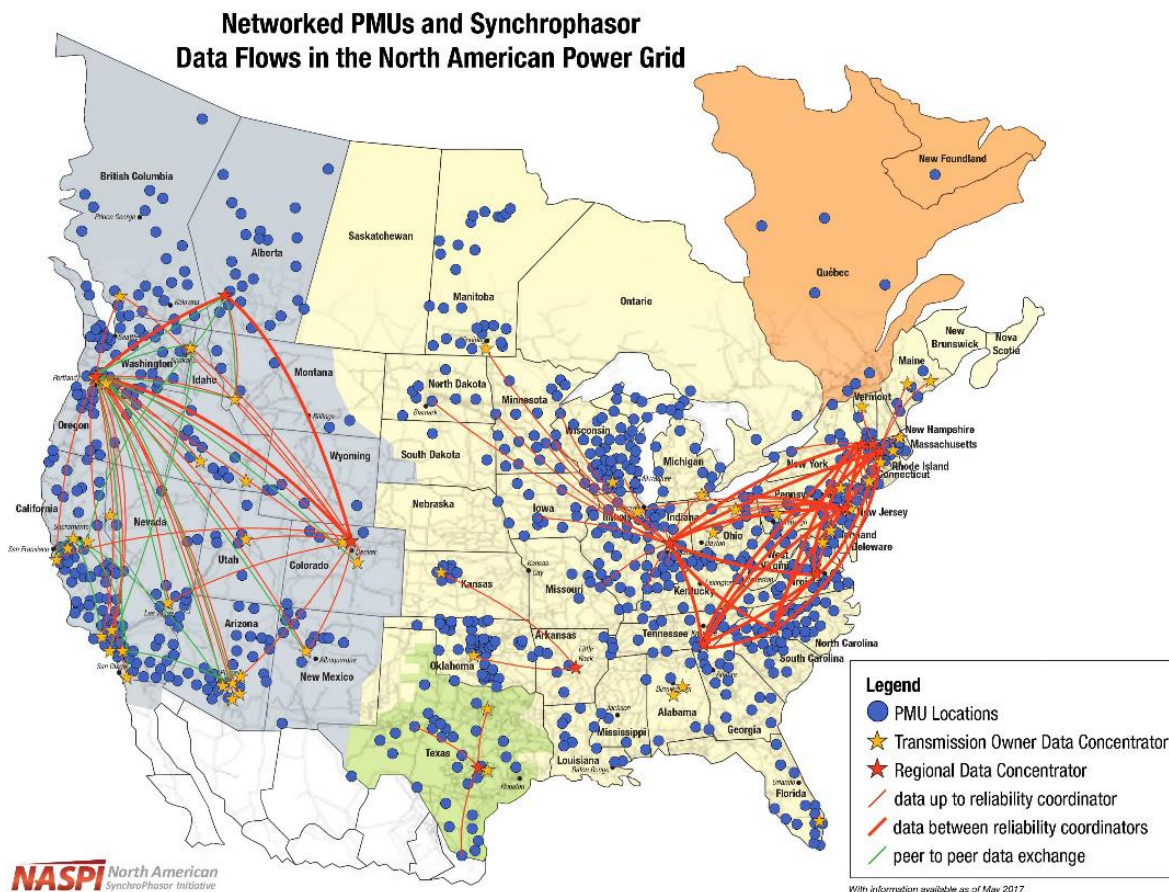


Figura 4.5: Despliegue de PMUs en norteamérica. Fuente:(US DoE, 2022)

Los principales protocolos presentes en subestaciones inteligentes se presentan en la Figura 4.6, donde destacan IEC 61850 para automatización de subestaciones, IEEE C37.118-2 para

la concentración de datos de PMU, y el Inter-Control Center Communications protocol (ICCP) para transmitir esta información a un centro de datos.

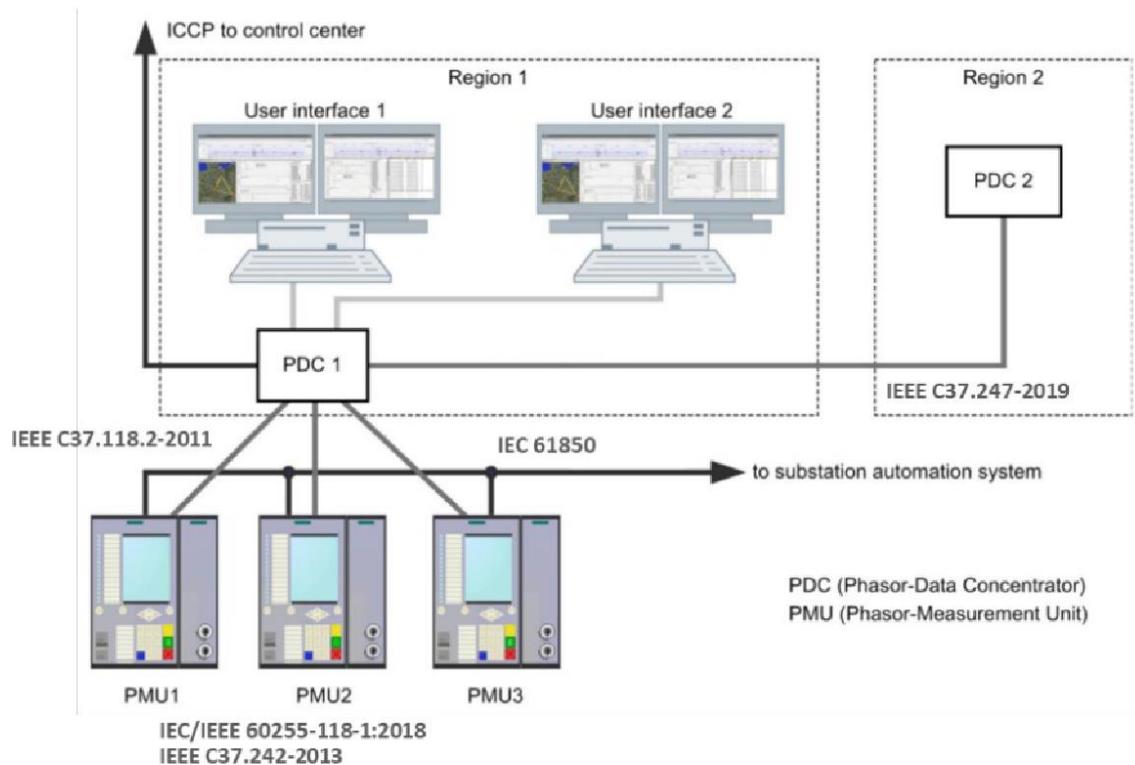


Figura 4.6: Estructura de monitoreo para subestaciones y PMUs. Fuente: (Department of Energy, 2022)

El “NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 4.0” cubre extensamente aplicaciones, limitaciones y buenas prácticas de varios protocolos aplicables a nivel de RTO/ISO, tales como IEEE 1815 (DNP3), IEC 61850, or IEEE 2030.5 (NIST, 2020).

4.1.2.2 Automatización de la distribución:

Marco normativo y regulatorio

En 2009, el DoE lanzó el programa de subvención de inversión en redes inteligentes (SGIG), financiado con \$7.9 mil millones de dólares de la ARRA de 2009 para impulsar la modernización del sistema eléctrico de la nación, fortalecer la seguridad cibernética, mejorar interoperabilidad y recopilar un nivel de datos sin precedentes sobre las redes inteligentes y las operaciones de los clientes. Del total, un 27% (\$2.19 mil millones de dólares) corresponden a inversiones para la automatización de la distribución. Los fondos

del proyecto SGIG se utilizaron para varios propósitos: la compra, prueba e instalación de hardware y software; impartir formación; implementar protecciones de ciberseguridad; integración de sistemas actividades; recolección y análisis de datos, entre otros (US DOE, 2016b).

Previo a la implementación del proyecto solo habían instalados 9.6 millones de medidores inteligentes. Gracias al SGIG se han instalado más de 16.3 millones de medidores inteligentes en todo el país, siendo la mayoría clientes residenciales (Figura 4.7).

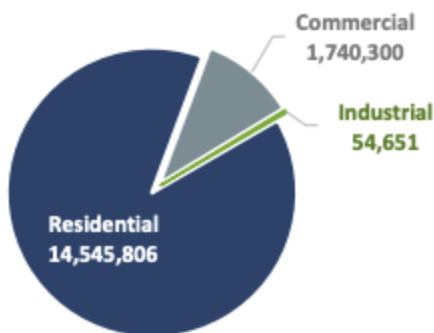


Figura 4.7: Instalación de medidores inteligentes gracias al programa SGIG por tipo de cliente. Fuente: (US DOE, 2016a)

4.1.2.3 Gestión de demanda

Marco normativo y regulatorio

En 2008, la FERC emitió la Orden No. 719 (125 FERC ¶ 61,071, 2008), que hizo varias reformas para eliminar las barreras a la participación de respuesta a la demanda en los mercados energéticos organizados. Estas reformas buscaron asegurar que la respuesta a la demanda sea tratada de manera comparable a otros recursos. En 2011, la Comisión abordó la compensación por la participación en la respuesta a la demanda en la Orden No. 745 (134 FERC ¶ 61,187, 2011). En esa orden, la Comisión requirió que cada RTO e ISO pagara a los participantes de programas de respuesta a la demanda el precio de mercado de la energía (precio marginal de ubicación o LMP) cuando la respuesta a la demanda puede equilibrar la oferta y la demanda como una alternativa a un recurso de generación y además sea rentable.

4.1.2.4 Micro-redes

Marco normativo y regulatorio

El año 2018 el Senado de California aprobó la ley “Senate Bill No. 1339” (SB-1339, 2018) respecto a las micro-redes. En esta ley se reconoce que las micro-redes tienen una serie de

beneficios, tales como: autonomía energética, resiliencia y potenciales beneficios monetarios. También se enumeran una serie de cuestiones claves para la aplicación de esta tecnología en California, como son el marco regulatorio, los desafíos técnicos, definir su valor comercial y su utilidad para cumplir con las metas de las políticas de energía. Para incentivar el uso de micro-redes se mandata a la *Public Utilities Commission* (PUC) a desarrollar lo siguiente: un estándar para la interconexión entre la micro-red y la red general, un estándar aplicable a las micro-redes (en concordancia con las demás leyes) y métodos para reducir las barreras de entrada. La ley les da a las empresas públicas locales un plazo de 180 días desde la solicitud de interconexión, para crear un estándar que regule la interconexión entre la micro-red y la red general. La ley da la opción a las empresas de tener una tarifa diferenciada para las micro-redes, esto solamente de ser necesario. Además, se prohíbe la transferencia de costos entre los clientes sin micro-red y los clientes que tengan micro-red.

El año 2015 en Connecticut se publicó la ley Sec. 16-244w sobre “Grid-side system enhancements pilot program” (12 CA 499 § 16-244w, 2015). En este programa se solicita a las empresas distribuidoras de electricidad a presentar propuestas respecto a mejoras de la red mediante “grid-side system”. La propuesta podrá obtener financiamiento a condición de que sea segura, costo-efectiva y que maximice los beneficios a los contribuyentes.

Otras políticas relacionadas

Destaca también en el caso de EEUU el desarrollo normativo en micro-redes, tanto el IEEE 1547.4, que define “distributed resource island systems” como un sinónimo de micro-red, y el estándar 2030.11 que define “distributed energy resource management systems” (DERMS) y su funcionalidad esperada que facilitaría la integración de micro-redes a las redes tradicionales (US DoE, 2022).

Metas asociadas

El Ejército de Estado Unidos pretende instalar una microred en cada base para el 2035¹¹.

¹¹ <https://www.energytech.com/energy-efficiency/article/21216337/us-army-climate-strategy-microgrid-on-every-base-by-2035-net-zero-by-2050>

Ejemplos/experiencias de proyectos encontrados.

El Instituto Nacional de Investigación Regulatoria (NRRI) identificó 3 categorías de micro-redes que se clasifican según su grado de dificultad para implementarse según la regulación actual (Stanton, 2020):

1. No bloqueados por leyes y reglamentos existentes (ej: auto-consumo sin exportación, bases militares, campus universitarios).
2. Bloqueos menores que se pueden eliminar rápida y fácilmente, utilizando políticas actuales (ej: clientes individuales con exportación, pilotos de distribuidoras, micro-redes públicas, micro-redes remotas).
3. Bloqueos profundamente arraigados que probablemente requieran cambios en las políticas actuales (ej: micro-redes comerciales, micro-redes con múltiples clientes).

4.1.2.5 Generador Virtual

Marco normativo y regulatorio

La Orden n.º 2222 de la Comisión Regulatoria de Energía Federal (FERC) ayudará a marcar el comienzo de la red eléctrica del futuro y promoverá la competencia en los mercados eléctricos al eliminar las barreras que impiden que los recursos de energía distribuidos (distributed energy resources o DER) compitan en igualdad de condiciones en los mercados organizados de capacidad, energía y servicios auxiliares que coordinar los operadores de redes de los distintos sistemas eléctricos existentes en Estados Unidos (FERC, 2020). Esta regla permite que varias fuentes energéticas distribuidas se agreguen para satisfacer los requisitos mínimos de tamaño y rendimiento que cada una no puede ser capaz de cumplir individualmente. Se espera que esta regulación promueva el desarrollo de plantas o generadores virtuales, ya que este tipo de tecnología agrupa recursos energéticos como generación distribuida, sistemas de almacenamiento, gestión de demanda, etc.

Los operadores de red de PJM, CAISO, NYISO, etc. han debido presentar sus planes para cumplir con las exigencias establecidas por la Orden 2222 a la FERC ¹²¹³ entre 2021 y 2022. Los operadores de redes deben revisar sus tarifas para permitir que los DER participen del mercado. Estas tarifas permitirán a los agregadores registrar sus recursos bajo uno o más modelos de participación. Cada tarifa debe establecer un requisito de tamaño para

¹² <https://www.ferc.gov/news-events/news/ferc-acts-first-order-no-2222-compliance-filings>

¹³ Docket No. ER21-2455, Docket No. ER21-2460, Docket No. ER22-962, etc.

agregaciones de recursos que no superen los 100 kW. Las tarifas también deben abordar consideraciones técnicas tales como:

- Requisitos de ubicación para las agregaciones de DER;
- Requisitos de información y datos;
- Requisitos de medición y telemetría; y
- Coordinación entre el operador de la red regional, el agregador de DER, la empresa de distribución y la autoridad reguladora minorista pertinente.

Ejemplos/experiencias de proyectos encontrados.

Desde el 22 de julio de 2021, los clientes de Tesla Powerwall en California pueden optar a inscribir sus baterías en una planta virtual (VPP). Tesla afirma que puede agregar hasta 50.000 baterías. Si se inscribieran todos estos sistemas, sería el equivalente a instalar la segunda batería a escala de servicios públicos más grande en California, de 350 MW/675 MWh (Tesla, n.d.). Esta iniciativa se enmarca dentro de un programa público financiado por el estado de California.

4.1.3 Industria

4.1.3.1 Gestión de la energía

Marco normativo y regulatorio

La aplicación de medidas de eficiencia energética por parte de los fabricantes, constructores y consumidores está fuertemente vinculada a las políticas a nivel federal y estatal. En Estados Unidos, el gobierno federal (en este caso el Departamento de Energía) es el responsable directo de las políticas de eficiencia energética. A lo largo de los años, el gobierno federal y muchos gobiernos estatales y locales han adoptado una amplia gama de políticas públicas destinadas a aumentar la eficiencia energética y la productividad.

Estados Unidos sigue siendo una economía intensiva en energía, sobre todo debido a su gran sector transporte y a su alto nivel de vida. Los Estados Unidos utilizan códigos y normas principalmente para regular la eficiencia de los nuevos productos, incluidos los edificios (códigos de energía de edificios) y los electrodomésticos (normas de electrodomésticos). La mayoría de las normas de electrodomésticos se adoptan a nivel federal, mientras que los códigos de edificios son adoptados por los estados individuales.

4.1.3.1.1 ENERGY STAR

Las etiquetas ENERGY STAR demuestran las mejores prácticas para el desarrollo de normas voluntarias para aparatos y equipos. Están implementadas desde 1992 en USA, a nivel nacional. Se prevé que los avances tecnológicos, junto con la creciente comercialización de productos innovadores, impulsen las futuras inversiones en este sector. Se espera que la creciente demanda de EnMS en el sector industrial, principalmente en las empresas de fabricación y de energía, para evaluar y supervisar en tiempo real el patrón de consumo de energía, estimule el crecimiento del mercado en un futuro próximo. Actualmente hay más de 40 categorías con especificaciones para electrodomésticos, y más de 40 categorías para empresas y gobiernos (Carbon Trust, 2019).

4.1.3.1.2 Programa Better Plants

El programa voluntario "Better Plants" trabaja con los principales fabricantes y organismos de tratamiento de aguas residuales de Estados Unidos para establecer ambiciosos objetivos de reducción de energía, agua, residuos y carbono y comprometerse a reducir la intensidad energética en un 25% en un período de 10 años en todas las operaciones de Estados Unidos. Al asociarse con la industria, el programa "Better Plants" pretende ayudar a los principales fabricantes a aumentar la eficiencia, incrementar la resistencia, reforzar la competitividad económica y reducir su huella de carbono mediante mejoras en la eficiencia energética ((US DOE, n.d.-a).

Hasta la fecha, más de 270 organizaciones industriales se han unido a Better Plants y se han comprometido a reducir la intensidad energética en sus instalaciones. Ha invertido más de 9.000 millones de dólares y logrado 1,9 qBTUs de ahorro hasta la fecha.

4.1.3.1.3 Superior Energy Performance

El Superior Energy Performance certifica las instalaciones industriales que implementan un sistema de gestión de la energía que cumple con la norma ISO 50001 de sistemas de gestión de la energía global y logran un mejor rendimiento energético. Una tercera parte independiente audita cada instalación para verificar los logros y calificarla para el reconocimiento en el nivel Plata, Oro o Platino, en función del rendimiento. El programa es una colaboración entre la Oficina de Fabricación Avanzada (AMO) del DoE y el Consejo de Fabricación Energéticamente Eficiente de EE.UU. que se centra en el desarrollo y la aplicación de las normas de evaluación del sistema, así como en el desarrollo de un sistema transparente para validar las mejoras de la intensidad energética y las prácticas de gestión y en la creación de un registro verificado de los ahorros de energía y las reducciones de carbono. Están implementadas desde 2008 en USA, a nivel nacional.

El programa también lleva a cabo proyectos de demostración de gestión energética. Este programa de certificación voluntario y diseñado por la industria ofrece a las empresas un marco para centrarse en la gestión y la mejora del rendimiento energético. Hace que la gestión de la energía sea una parte esencial del procedimiento operativo estándar de una empresa al ofrecer un método para medir y validar las mejoras de la eficiencia energética de la planta (IEA, n.d.; US DOE, n.d.-b).

4.1.3.1.4 Plan de Acción Climática de EEUU

En 2013, como parte del Plan de Acción Climática de EEUU, el Departamento de Energía se fijó el objetivo de reducir la contaminación por CO₂ en el país en 3.000 millones de toneladas acumulativas para 2030, específicamente a través de normas de eficiencia energética para aparatos y edificios (Executive Office of the President, 2013). A pesar de ser uno de los mayores consumidores de energía del mundo, Estados Unidos no cuenta con un plan de reducción de energía vinculante. Por otro lado, en el año 2021 el país se compromete a alcanzar la neutralidad de carbono para 2050. Como primer paso para lograrlo, propone la reducción de gases de efecto invernadero entre un 50 y 52%, en comparación con los niveles de 2005, para el 2030. Este compromiso se incluye en el Presupuesto del Presidente de los EE.UU. para el año fiscal 2022 (Department of Energy, Federal Fiscal Year 2022 Budget) que define el presupuesto del Departamento de Energía. Posee un enfoque particular en el desarrollo de la I&D necesaria de las tecnologías energéticas críticas para superar la crisis climática. Incluye 7.400 millones de dólares para la Oficina de Ciencia para apoyar la investigación base.

También se incluyen 4.700 millones de dólares para la Oficina de Eficiencia Energética y Energías Renovables, incluyendo más de 1.000 millones de dólares en nuevos fondos para desplegar las tecnologías de energía limpia que pueden proporcionar energía libre de contaminación y asequible a un mayor número de personas, con una subvención de 300 millones de dólares para asociarse con los gobiernos estatales y locales que avanzan en las políticas de energía limpia; 400 millones de dólares para crear puestos de trabajo, renovación de los hogares para ahorrar energía y reducir las facturas de energía para los de más bajos ingresos; 400 millones de dólares para crear puestos de trabajo bien remunerados para descarbonizar los edificios federales (IEA, 2022).

4.1.3.1.5 Industrial Facilities Initiative (IFI)

La Iniciativa de Instalaciones Industriales (IFI), implementada en el año 2009, ayuda a los organismos federales a mejorar la eficiencia energética de las instalaciones. Además de mejorar la eficiencia energética, el IFI ayuda a las instalaciones industriales federales a

cumplir los requisitos normativos (IEA, 2017a). Esto incluye la Orden Ejecutiva 13423 de 2007 (EO 13423, 2007), que requiere que las instalaciones federales, los laboratorios y los edificios industriales reduzcan el consumo de energía en un 30% para 2015 en comparación con la línea de base de 2003. A través de una asociación con BestPractices en el marco del Programa de Tecnologías Industriales del DOE, el IFI ofrece servicios de expertos, apoyo y recursos a las instalaciones industriales federales en relación con la energía, el agua y las evaluaciones de la productividad; la divulgación; la formación; la asistencia en la aplicación de mejoras de la eficiencia y la financiación del sector privado.

4.1.3.2 Automatización y optimización de procesos

Marco normativo y regulatorio

Al igual que los estados, varias agencias federales están implementando o considerando una nueva guía relativa al uso de la IA, incluidos los datos conjuntos utilizados para entrenar la IA, con el fin de mitigar y abordar resultados discriminatorios. Por ejemplo, en septiembre de 2021, el Departamento de Salud y Servicios Humanos lanzó el libro de estrategias de IA confiable para brindar orientación para la implementación de IA confiable (es decir, el diseño, desarrollo, adquisición y uso de IA de una manera que fomente la confianza pública y confianza mientras se protege la privacidad, los derechos civiles, las libertades civiles y valores estadounidenses, de conformidad con las leyes aplicables). Además, se anticipa que los reguladores federales de servicios financieros (la OCC¹⁴, la FRB¹⁵, la NCUA¹⁶, la FDIC¹⁷ y la CFPB¹⁸) pueden publicar una guía sobre el uso de IA en el sector de servicios financieros en 2022, tras su 2021 solicitud de información sobre IA relacionada con el uso, la gobernanza, el riesgo gestión y controles y desafíos en el desarrollo, adopción y administrar la IA.

Además de la privacidad de los datos, las preocupaciones sobre el uso indebido o no intencionado de las consecuencias de la IA, y los beneficios y consecuencias de su uso, han llevado a las legislaturas estatales de EE.UU. a estudiar el impacto de la IA en sus constituyentes. En 2021, excluyendo las leyes relacionadas con el reconocimiento facial y vehículos autónomos, al menos 17 estados introdujeron proyectos de ley o reglamentos relacionados con la IA, con leyes promulgadas en cuatro estados. Muchos de estas leyes

¹⁴ Office of the Comptroller of the Currency

¹⁵ Federal Reserve Board

¹⁶ National Credit Union Administration

¹⁷ Federal Deposit Insurance Corporation

¹⁸ Consumer Financial Protection Bureau

estatales y sus reglamentos resultantes se centran en el estudio y el impacto de IA, mientras que otros están dirigidos a prevenir, o al menos prohibir, el uso e implementación de IA con impactos discriminatorios.

Actualmente existen proyectos de ley pendientes en el Congreso relacionados con el desarrollo de más confianza pública en la IA. La Ley de Responsabilidad Algorítmica de 2022 (pendiente a partir del 22 de abril de 2022) requerirá que “las empresas evalúen los impactos de los sistemas automatizados que usan y venden, crea una nueva transparencia sobre cuándo y cómo se utilizan los sistemas automatizados, y permite a los consumidores hacer elecciones informadas sobre la automatización de decisiones críticas”. Entre otras cosas, este proyecto de ley requiere que la Comisión Federal de Comercio (FTC) cree reglamentos y directrices para la evaluación y la presentación de informes.

Otras políticas relacionadas

Además de las leyes, reglamentos y orientaciones relativas al diseño, desarrollo, adquisición y uso de IA, el gobierno federal de EE.UU. también proporciona un amplio apoyo financiero y de liderazgo para AI.

La Iniciativa Nacional de IA, que se convirtió en ley en el año 2021, tiene la misión de coordinar un programa en todo el gobierno federal de los Estados Unidos para acelerar la investigación y las aplicaciones de IA y garantizar la continuidad de EE. UU. en el liderazgo en esta área. El NIST persigue objetivos similares, presumiblemente en coordinación con la Iniciativa Nacional de IA, pero también está desarrollando medidas y herramientas de evaluación de la eficacia de una IA fiable. NIST también está liderando un esfuerzo para desarrollar un marco voluntario de gestión de riesgos de IA a través de la colaboración con las partes interesadas en el sector público y privado. (GLI, 2022c)

4.1.3.2.1 Manufacturing USA

El Departamento de Energía de EE.UU. colabora con otros departamentos del gobierno federal a través de la iniciativa Manufacturing USA para apoyar el desarrollo y la adopción de tecnologías digitales en la industria (Manufacturing USA, n.d.).

Manufacturing USA se estableció formalmente en 2014 para reunir a la industria, el mundo académico y los socios del gobierno federal, incluido el DOE de Estados Unidos, para aumentar la competitividad de la fabricación y la infraestructura de investigación y desarrollo. El programa apoya a los institutos de fabricación, cada uno de los cuales se concentra en una tecnología específica. El noveno instituto creado fue el Clean Energy

Smart Manufacturing Innovation Institute (CESMII). El principal objetivo del CESMII es abordar los retos de investigación y desarrollo e identificar las lagunas de conocimiento para la fabricación inteligente (<https://www.cesmii.org/>).

El CESMII define la fabricación inteligente como el proceso de integración segura de los sistemas de fabricación con las tecnologías de la información, la comunicación y la computación. Esto se consigue mediante la integración de los datos recogidos por múltiples sensores y medidores con análisis avanzados que permiten predecir y controlar los procesos industriales en tiempo real. El trabajo del CESMII incluye el desarrollo y despliegue de sensores y controles avanzados que permitan el control de los procesos y la gestión de la energía en tiempo real, así como una mayor conectividad entre una planta industrial y las cadenas de suministro, los distribuidores, los usuarios finales, las operaciones comerciales y, desde el punto de vista energético, el mercado de la electricidad.

4.1.3.3 Mantenimiento predictivo

Existen diversas políticas de mantenimiento las cuales tienen como objetivo optimizar la operación del sistema, reducir costos operativos y aumentar la calidad de productos y servicios. Esto se realiza mediante un conjunto de políticas que aseguran la disponibilidad y confiabilidad, a través de un régimen de monitoreo, inspecciones y reparaciones.

Entre las políticas de mantenimiento se encuentran los contratos basados en el desempeño, los cuales se traducen en incentivos para el proveedor del servicio de mantenimiento a prevenir y predecir los eventos de mantenimiento, ya que se comparte el riesgo financiero del tiempo en inactividad. Otra forma de compartir aún más el riesgo de falla del equipo es mediante la suscripción de pólizas de seguro de interrupción comercial.

El mantenimiento basado en condiciones (CBM) ha sido utilizado en la industria aeronáutica desde mediados del siglo XX, en donde lo que se busca es inspeccionar los elementos de la aeronave en ciertos intervalos establecidos, a diferencia de un mantenimiento más intensivo en donde se reemplazan o reparan los componentes. El Departamento de defensa ha evolucionado a un CBM plus, el cual tiene como objetivo proporcionar "una estrategia integrada para el despliegue de tecnologías, procesos y procedimientos habilitadores que se centren en una amplia gama de mejoras en el mantenimiento de los sistemas de armas" (Goebel & Rajamani, 2021), y con esto generar grandes ahorros y promover un enfoque de ingeniería para recopilar datos y permitir el análisis, basándose en modelos y otras técnicas estadísticas para anticipar problemas en los equipos, prediciendo así cuando el activo puede fallar en el futuro. Entre los ejemplos de CBM se puede encontrar el monitoreo automatizado de vibraciones o residuos de aceite de motores de aeronaves.

Las tecnologías habilitantes cruciales para la implementación del mantenimiento predictivo son las siguientes:

1. Pronóstico
2. Diagnóstico
3. Auxiliares de mantenimiento portátiles
4. Manuales técnicos electrónicos interactivos
5. Formación interactiva
6. Análisis de datos
7. Sistemas integrados de información
8. Tecnología de identificación automática.

Uno de los elementos cruciales identificados para la implementación de políticas de mantenimiento predictivo corresponde a mantener un registro histórico de las fallas, con el fin de identificar patrones y ver cuáles técnicas funcionan y cuáles no. Un ejemplo de plataforma de almacenamiento y recuperación es la base de datos de informes de problemas y acciones correctivas (PRACA) que utilizó la NASA para recopilar datos históricos de problemas técnicos, con el objetivo de mejorar la operación y mantenimiento. PRACA se ha utilizado para recopilar información de varias operaciones, entre ellas la Estación Espacial Internacional (ISS). La industria de la aviación tiene una política para proporcionar un mecanismo que recopila informes confidenciales relacionados con incidentes. El Sistema de notificación de seguridad operacional de la aviación (ASRS) facilita la notificación anónima de eventos por parte de los pilotos y otros operadores para que la comunidad de la aviación se beneficie del análisis de los datos resultantes.

La Oficina de Políticas de Ciencia y Tecnología (parte del Consejo Presidencial de Asesores en Ciencia y Tecnología) tiene un Subcomité de Machine Learning e Inteligencia Artificial (IA) que se ha encargado de analizar una política nacional de I+D de IA. Para ello, la Oficina de Política Científica y Tecnológica emitió un informe sobre “Preparación para el futuro de la inteligencia artificial” (2016) en el que se reconocen avances en soluciones de IA que solucionan problemas como el reconocimiento de imágenes o los vehículos autónomos (Executive Office of the President et al., 2016).

La Sociedad de Ingenieros de Automoción (SAE) ha creado un Grupo de Dirección Digital y Datos (DDSG), los cuales han desarrollado estándares como, por ejemplo: G-31, “Transacciones electrónicas en el espacio aeroespacial”, G-32, “Comité de seguridad de sistemas físicos cibernéticos” y G-34, “Inteligencia artificial en la aviación” (Goebel & Rajamani, 2021).

Ejemplos/experiencias de proyectos encontrados.

Chevron prevé la implantación a gran escala del mantenimiento predictivo para 2024. En abril de 2021, Chevron firmó un acuerdo de siete años con Microsoft Azure como su principal socio en la nube para incorporar mejor las tecnologías avanzadas, como el análisis de big data, en sus operaciones diarias. La empresa utiliza el IoT para recoger datos sobre el consumo de energía y la fiabilidad de los activos. En agosto de 2021, Chevron se asoció con la empresa de IoT por satélite Wyld para poder recopilar datos en cualquier parte del mundo sin necesidad de cobertura inalámbrica celular. Con la ayuda de Emerson y Microsoft, Chevron ha instalado más de 5.000 intercambiadores de calor en sus refinerías, utilizando sensores de Emerson para conectar los datos del campo a Microsoft Azure para realizar los análisis necesarios (GlobalData, 2021).

ExxonMobil se asoció con algunas de las principales empresas tecnológicas del mundo - Microsoft, IBM e Intel- para sus ambiciones de digitalización. La empresa se asoció con Microsoft en 2019 y está colaborando con el gigante tecnológico para que sus capacidades de IoT para utilizarlas en sus operaciones en la cuenca del Pérmico, supervisando un gran número de activos en sus instalaciones. A través de estas colaboraciones, ExxonMobil pretende crear un sistema automatizado de circuito cerrado de bucle cerrado que minimice la necesidad de intervención humana en toda la cadena de valor. ExxonMobil utiliza sensores para recopilar todos los datos operativos de las refinerías y plantas químicas de la empresa, lo que supone más de 6 billones de puntos de datos individuales. Estos puntos de datos se procesan para reducir las emisiones, limitar el margen de error y ayudar en el mantenimiento predictivo (GlobalData, 2021).

4.1.3.4 Monitoreo de emisiones

4.1.3.4.1 Mandatory Reporting of Greenhouse Gases Rule

La norma de notificación obligatoria de gases de efecto invernadero del 2010 (74 FR 56260, actualizado en 2017) de la Agencia de Protección del Medio Ambiente (EPA) exige a las grandes fuentes y proveedores de Estados Unidos que informen anualmente de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). En virtud de la norma, cinco tipos de proveedores de combustibles fósiles o gases industriales de efecto invernadero, los fabricantes de vehículos y motores (excepto el sector de los vehículos ligeros) y las instalaciones de 25 categorías de fuentes que emiten 25.000 toneladas métricas o más al año de emisiones de GEI (CO₂e) están obligados a controlar y notificar las emisiones (CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC, SF₆ y otros gases fluorados). La nueva norma cubrirá aproximadamente el 85% de las emisiones de GEI del país y se aplicará a unas 10.000 instalaciones. La norma

permitirá recopilar datos precisos y exhaustivos sobre las emisiones, que se utilizarán para fundamentar futuras decisiones políticas. El nuevo sistema de notificación proporciona una mejor comprensión de la procedencia de los GEI y orienta el desarrollo de las mejores políticas y programas posibles para reducir las emisiones. Los datos también permitirán a las empresas hacer un seguimiento de sus propias emisiones, compararlas con las de instalaciones similares y ayudar a identificar formas rentables de reducir las emisiones en el futuro. La EPA es responsable de la verificación de los datos de las emisiones (IEA, 2017b).

Un ejemplo de herramienta asociado al monitoreo de GEI bajo esta regulación es la Facility Level Information on GreenHouse gases Tool (FLIGHT) que proporciona información sobre las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de las grandes instalaciones de los EE. UU. (EPA, n.d.). Estas instalaciones están obligadas a notificar los datos anuales sobre las emisiones de GEI a la EPA como parte del Greenhouse Gas Reporting Program (GHGRP).

4.1.3.4.2 Greenhouse Gas Reporting Program (GHGRP)

El GHGRP impone la obligación de notificar los datos de los gases de efecto invernadero (GEI) y otra información pertinente a las grandes fuentes de emisión de GEI, los proveedores de combustible y gas industrial y los lugares de inyección de CO₂ en Estados Unidos. Aproximadamente 8.000 instalaciones están obligadas a notificar sus emisiones anualmente, y los datos notificados se ponen a disposición del público en octubre de cada año (US EPA, n.d.-d).

4.1.3.4.3 American Innovation and Manufacturing (AIM) Act

Entre otras disposiciones, la American Innovation and Manufacturing (AIM) de 2020 ordena a la EPA que desarrolle una línea de base de producción y una línea de base de consumo en Estados Unidos y que reduzca gradualmente la producción y el consumo de HFC en relación con esas líneas de base. Los datos comunicados al GHGRP bajo la Subparte OO (Proveedores de Gases de Efecto Invernadero Industriales) son relevantes para las líneas de base de producción y consumo (US EPA, n.d.-c, n.d.-f).

4.1.3.4.4 HFC Allocation Rule Reporting and Recordkeeping

Es un reglamento final de asignación de HFC en virtud de la Ley AIM para reducir progresivamente la producción e importación de hidrofluorocarbonos (HFC). La norma incluye requisitos de notificación y mantenimiento de registros para las entidades que producen, importan, exportan, destruyen, utilizan como materia prima, recuperan, envasan o distribuyen de otro modo los HFC. La EPA proporciona formularios e instrucciones para ayudar a las entidades a cumplir estos requisitos. Con la excepción de unos pocos informes, estos formularios de información basados en Microsoft Excel deben presentarse a la EPA a

través de la herramienta electrónica de presentación de informes sobre gases de efecto invernadero (e-GGRT) (US EPA, n.d.-e).

Un ejemplo respecto al reporte y monitoreo de las emisiones en USA es el Central Data Exchange (CDX), que es el sitio de informes electrónicos de la Agencia. El concepto de CDX se ha definido como un punto central que complementa los sistemas de notificación de la EPA realizando funciones nuevas y existentes para recibir datos legalmente aceptables en varios formatos, incluidos los datos consolidados e integrados (US EPA, n.d.-a).

4.1.3.4.5 California's Cap and Trade (CaT) system

El programa Cap-and-Trade (CaT) de California cubre alrededor del 80% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del estado procedentes de los sectores de la energía y la industria, así como de los combustibles para el transporte y la calefacción y es, por tanto, el CaT más completo del mundo. Todas las entidades reguladas -responsables de al menos 25.000 toneladas de CO₂ equivalente al año- deben entregar un derecho de emisión o, dentro de un límite fijo, un crédito de compensación aprobado por cada tonelada de sus emisiones de GEI verificadas. Puesto en marcha en 2012, California fue el segundo mercado de carbono obligatorio de Estados Unidos, después de la Iniciativa Regional de Gases de Efecto Invernadero (RGGI), pero el primero en cubrir otros sectores además del eléctrico. El programa CaT se estableció a través de la Assembly Bill 32 en 2006, que delegó la autoridad reguladora a la California Air Resources Board (CARB). La aprobación de la Assembly Bill 398 en 2017 prorrogó el programa hasta 2030 y exigió a la CARB que aplicara una revisión normativa que incluía límites a las compensaciones y cambios en las disposiciones de asignación y en los mecanismos de estabilidad del mercado (Assembly Bill 398).

El Programa tiene un límite absoluto de derechos de emisión alineado con el objetivo de reducción para 2030 del 40% por debajo de los niveles de 1990. En 2031, el límite se situará en 193,8 Mt de CO₂e. Para alcanzar ese objetivo, el presupuesto de derechos de emisión disminuye anualmente en 12 Mt (3,4% de las emisiones anuales medias) de 2018 a 2020 y en 13,4 Mt (5% de las emisiones anuales medias) de 2021 a 2030. No se han establecido objetivos en la ley después de 2030, pero según la normativa actual del CARB CaT, los presupuestos de derechos de emisión entre 2032 y 2050 deben reducirse en 6,7 Mt al año desde el límite de 2031 de 193,8 Mt de CO₂e. Como la reducción absoluta de las emisiones anuales se mantiene constante entre 2032 y 2050, mientras que las emisiones disminuyen, la tasa de disminución anual (en comparación con las emisiones de los años anteriores)

aumenta constantemente, hasta alcanzar el 9,2% en 2050 y un tope de 66,5 Mt (Jan Abrell et al., 2020).

4.1.3.4.6 Continuous Emission Monitoring Systems - Information and Guidelines

Algunos reglamentos de la EPA exigen los CEMS para determinar el cumplimiento continuo o la superación de las normas. Las subpartes individuales de las normas de la EPA especifican los métodos de referencia que se utilizan para corroborar la exactitud y la precisión del CEMS (US EPA, n.d.-b).

Los programas de detección y reparación de fugas de gas (LDAR) se centran en la identificación de cualquier fuga procedente de las operaciones de gas (incluidas las fugas de las bombas válvulas, tuberías y conexiones) mediante un control a intervalos regulares. Los programas LDAR también exigen que las fugas detectadas se reparen a tiempo. En el caso de las actividades de CSG el programa LDAR está diseñado para detectar y minimizar las fugas de metano. Las reducciones de emisiones derivadas de un programa LDAR reducen la pérdida de gas, aumentan la seguridad y minimizan cualquier exposición a la comunidad circundante¹⁹.

4.1.3.4.7 Ejemplo: El sistema Gas Cloud Imaging de Honeywell ayuda a localizar el origen de las fugas de gas (GlobalData, 2021)

Los métodos tradicionales de detección de fugas de gas requieren que los trabajadores inspeccionen manualmente un lugar utilizando cámaras de imagen térmica portátiles, identifiquen las fugas de gas y programen las reparaciones. Estos métodos consumen mucho tiempo, son propensos a los errores humanos y sólo son capaces de detectar fugas cuando un trabajador está presente en el lugar. Esto supone un riesgo para la seguridad de los trabajadores in situ.

Se calcula que alrededor del 4% del gas natural se pierde por las emisiones, lo que supone importantes pérdidas económicas para las empresas de O&G. El sistema Gas Cloud Imaging (GCI) de Honeywell utiliza cámaras equipadas con sensores inteligentes para automatizar el proceso de supervisión continua de las fugas de gas metano en las instalaciones europeas de petróleo y gas, químicas y de generación de energía. Esto también permitirá a las empresas cumplir los objetivos de reducción de emisiones de metano de la UE.

¹⁹ Más información relacionada a monitoreo de emisiones de metano se puede encontrar en <https://www.epa.gov/natural-gas-star-program> y <https://www.epa.gov/sciencematters/new-monitoring-method-improves-ability-measure-methane-emissions-reservoirs>

En lugar de esperar a que las fugas sean grandes, el sistema GCI de Honeywell identifica antes las fugas más pequeñas. También permite un mantenimiento más específico para prolongar la vida útil de los equipos vitales, mejorar la eficiencia energética y ofrecer un control de emisiones más sólido. Además, la automatización de los procesos de mantenimiento y supervisión reduce la probabilidad de accidentes en el lugar de trabajo.

El sistema GCI de Honeywell se basa en análisis de gas hiperespectral - imágenes que combina información en un espectro de frecuencias de luz visible, infrarroja y ultravioleta - para ofrecer una visualización en color del tipo ubicación, dirección, tamaño y concentración de una pluma de gas. Utiliza sensores hiperespectrales para generar una huella óptica de la nube de gas que ayuda a diferenciar entre múltiples tipos de gas. Además, los operadores pueden supervisar la alimentación de las cámaras y ajustar su movimiento según sea necesario a través de un sistema de control distribuido (DCS) para responder con prontitud y evitar que las fugas de gas se conviertan en emisiones mayores. (Figura 4.8)

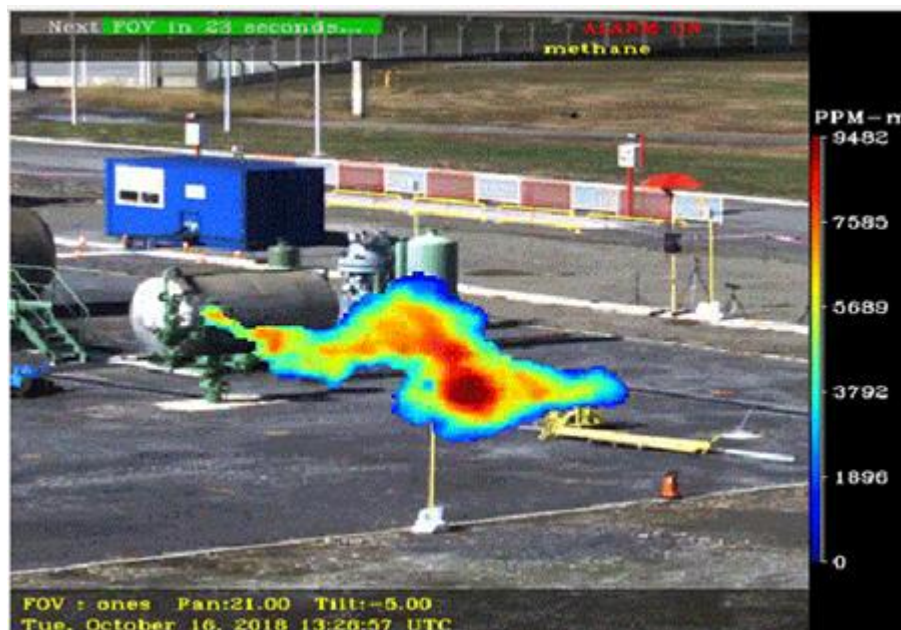


Figura 4.8: Un penacho de gas visto a través del sistema GCI de Honeywell.

El uso de tecnologías de reducción, como los sensores de detección de fugas, podría ahorrar a las empresas petroleras y de gas un opex innecesario y generar beneficios al permitir una mejor captura de gas metano, que luego puede venderse. Las cámaras GCI de Honeywell están incorporadas en más de 25 instalaciones químicas y energéticas de todo el mundo.

4.1.4 Usuario final

4.1.4.1 Comercialización, facturación y orientación al usuario

Marco normativo y regulatorio

Federal Energy Regulatory Commission (FERC) es la institución encargada de regular el mercado de energías a nivel federal (gas, petróleo y electricidad). Su objetivo principal es asistir a los consumidores para que obtengan un acceso seguro, eficiente y económico a la energía. La institución es una agencia independiente al gobierno federal, lo cual es equivalente a un órgano autónomo (acorde a la regulación nacional). Dentro de su función de regulador de mercado, ha supervisado la existencia de un mercado competitivo, la liberalización del mercado y el *retail choice*.

La aprobación del Energy Policy Act de 1992 abrió el camino para la liberalización del mercado de comercialización. Esto se realizó al crearla oportunidad de competir en la venta de energía al por mayor y en el *retail* (Morey & Kirsch, 2016). En el Título VII de la ley se regula el mercado eléctrico, específicamente los servicios de transmisión. Es especialmente relevante la prohibición de discriminación en los servicios de transmisión.

Los primeros cambios hacia *Retail Choice* ocurrieron el año 1996, en conjunto con la publicación de la Orden No. 888 de FERC (75 FERC ¶ 61,080, 1996), que promueve el acceso no discriminatorio de las *utilities* a la infraestructura de transmisión, y en consecuencia la competencia en el mercado del *retail*. Dentro de los principales beneficios esperados de estas medidas están la disminución del precio ofertado de energía, mayor diversidad de servicios (como, por ejemplo, un suministro proveniente de energías renovables) (Morey & Kirsch, 2016).

Metas asociadas

El año 2022 FERC publicó sus objetivos estratégicos para el año 2026²⁰, dentro de los cuales se encuentran la modernización del mercado eléctrico y asegurar el acceso a precios, términos y condiciones razonables. Esto se realizará mediante la promoción de la competencia en el mercado eléctrico para asegurar tarifas adecuadas y eficiencia en el mercado.

²⁰ <https://www.ferc.gov/strategic-documents/strategic-plan>

Ejemplos/experiencias de proyectos encontrados.

Desde la aprobación del *Energy Policy Act* de 1992, varios estados (13 estados a 2017, 19 estados a 2022) han introducido lo que se conoce en EEUU como *Retail Choice* (Figura 4.9). Los estados que a 2017 ofrecían comercialización de la electricidad a usuarios finales se presentan en la Figura 4.9.

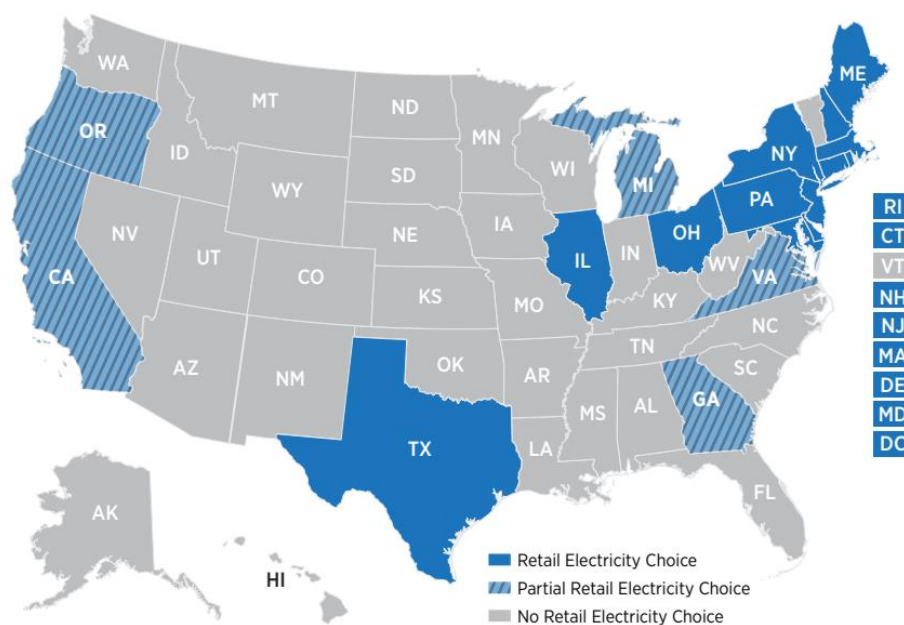


Figura 4.9: Estados con competencia en la comercialización al año 2017. Fuente:(NREL, 2017)

4.1.4.2 Pay-for-performance (P4P)

Marco normativo y regulatorio

Los programas de *pay for performance* han sido promovidos por organismos públicos a nivel estatal y local. A nivel estatal han participado instituciones como *New York State Energy Research and Development Authority*. A nivel local han participado instituciones como *New Jersey Board of Public Utilities* y *Seattle City Light (publicly owned utility)*.

Actualmente no existe regulación específica para la aplicación P4P. Se ha optado por el apoyo de la aplicación mediante programas y cooperaciones público-privadas.

Ejemplos/experiencias de proyectos encontrados.

En EE.UU. existen diversos programas que aplican modelos de Pay-for-Performance como medio para incentivar el consumo responsable y eficiente de energía. Estos programas en

general tienen apoyo de los Estados y están dirigidos al sector comercial e industria (Tzani et al., 2022).

New Jersey Board of Public Utilities (NJBPU) es la autoridad encargada de asegurar el acceso seguro, eficiente y adecuado de varios servicios críticos en el estado de New Jersey, incluida la electricidad. En este contexto, la NJBPU lanzó el año 2009 el programa “Clean Energy Program”, el cual se aplica en todo el Estado. El programa tiene como objetivo incentivar la eficiencia energética en el sector comercial, industrial y residencial, superando los mínimos requeridos por la regulación energética (ASHRAE, 2019; ICC, 2018). Mediante un programa se hace un estimado de cuánto debería consumir un edificio o proyecto, y en caso de cumplirse la meta, se premia al proyecto con beneficios financieros. El programa tiene dos aristas principales, la primera es para nuevas construcciones y la segunda es para edificios ya existentes, en base a esta distinción se fijan las metas e incentivos (además de otros requerimientos).

Dentro de los programas se distingue el tamaño del proyecto, la primera categoría es “Whole-Building” para edificios comerciales, industriales o residenciales (para múltiples familias), en esta categoría se incluye el edificio en su totalidad. La segunda categoría es de “Multi-Measure”, en esta categoría múltiples consumidores se unen para participar, esto requiere que cada uno tenga su propio medidor y a la vez permite que una parte del edificio pueda participar. La tercera categoría es “Single-Measure”, esta tiene como objetivo proyectos individuales.

En la misma línea de este programa, también existen:

- Seattle City Light- Deep Retrofit pay-for-performance program.
- Efficiency Vermont- Continuous Energy Improvement.
- Energy Trust of Oregon- pay-for-performance pilots.
- Puget Sound Energy- pay-for-performance pilot.
- District of Columbia Sustainable Energy utility- pay-for-performance Program.
- Bay area regional energy network- Small and Medium Commercial Buildings, pay-for-performance programme.
- New York State Energy Research and Development Authority-Business Energy Pro.

4.1.4.3 Agregación de demanda y prosumidores

Marco normativo y regulatorio

Al igual que en el caso de la gestión de demanda (visión top-down), la agregación y los prosumidores (visión bottom-up) ven sus acciones normalmente reguladas por FERC (ver órdenes No. 719, 745 y 2222).

Desde el Federal Power Act de 1935, las actividades de mercado competitivo a nivel interestatal han quedado bajo jurisdicción de FERC. Sin embargo, la regulación se ha desarrollado históricamente bajo la presunción de un consumidor pasivo (en el sentido que solo consume energía, y no provee ningún bien “de vuelta” a la red). La aparición de los prosumidores ha puesto en cuestionamiento la jurisprudencia de FERC en las actividades de participación en mercados de energía (y otros habilitados por la orden No. 2222), pues se identifican normalmente las siguientes complejidades (Jacobs, 2016):

- La actividad del prosumidor, en esquemas de net-metering, podría generar subsidios cruzados que ponen en desventaja a consumidores regulares (no prosumers).
- Los esquemas tarifarios que aplican a los prosumidores pueden generar un problema en la recuperación de los costos fijos de operación de las *utilities*.

Dicho lo anterior, las actividades de los prosumers son, hoy en día, reguladas a nivel federal por FERC, y la jurisprudencia de las acciones intra-estatales se dejan a regulación propia de cada estado.

La regulación del net-metering en los Estados ha sido diversa, 38 estados tienen regulación en esta área. Los Estados más favorables para net billing son Arizona, California, Colorado, Connecticut, Delaware, Maryland, Massachusetts, New Hampshire, New Jersey, New York, Ohio, Oregon, Pennsylvania, Utah, Vermont y West Virginia (Auck et al., 2014).

Las normas respecto al net-billing han adoptado diversos elementos en las distintas regulaciones. La mayoría de los Estados solamente acepta el net-metering convencional (un generador, una propiedad y un medidor), mientras que otras han aceptado el “*aggregate net metering*” o “*community net metering*”, el cual permite que comunidades puedan acceder a este beneficio, ya sea mediante múltiples medidores, generadores o propietarios (NCSL, 2017). Un ejemplo del “*community net metering*” es la “*SB-594 Energy: net energy metering*” del Estado de California (SB-594, 2012). En esta ley se permite que un generador pueda conectarse a múltiples propiedades y medidores adyacentes, lo cual permite que

todas estas se beneficien de la energía del generador y de los incentivos por la energía aportada a la red.

Un elemento distintivo de las regulaciones es el método de compensación, ya sea la tarifa o el destino de los excedentes de crédito. Por ejemplo, en Alaska los créditos no tienen plazo de prescripción, por lo que se pueden acumular indefinidamente (SB 131, n.d.). En California los excedentes son acumulados para el siguiente mes (por el equivalente al precio de retail de la energía aportada), con límite a un año, posteriormente debe decidir si seguir acumulando el excedente de manera indefinida o recibir una compensación a una tarifa menor (SB-594, 2012).

Otras políticas relacionadas.

El 2016 la National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC) publicó un manual llamado “Distributed Energy Resources Rate Design and Compensation”, el cual tiene como objetivo apoyar a los entes reguladores de los generadores de energía distribuidos.

Algunos Estados como alternativa al net-metering han adoptado el sistema “Value of Solar”, en el cual se fija un precio por toda la energía producida por el generador, la cual se aporta íntegramente a la red, mientras que el prosumer adquiere toda la energía de la misma red. Este método tiene como objetivo valorar la energía solar de manera diferenciada, ya que no se pagaría simplemente una tarifa equivalente al precio del retail, si no que se consideraría los demás beneficios que trae la energía solar. Por lo anterior, a los usuarios no les sería indiferente el origen de la energía que consumen, lo cual incentiva la inversión en energía solar. Minnesota (Department of Commerce, 2014) y otros Estados (NCSL, 2017) han adoptado este modelo de manera paralela al net-metering convencional.

El fomento de la participación de los prosumidores no solo ha venido desde FERC, sino que existen diversas iniciativas adicionales a nivel federal y estatal. Las metas de generación con fuentes de energía renovable, trazadas con RECs, pueden cumplirse contabilizando la generación de prosumers (Green-e, n.d.).

Metas asociadas

En California, el Long-Term Energy Efficiency Strategic Plan de 2008 definió una serie de metas para alcanzar eficiencia energética costo-efectiva en los sectores de electricidad y gas natural, e incluye las siguientes medidas (CPUC, 2008):

- Todas las nuevas construcciones residenciales en California serán de energía neta cero al 2020.
- Toda la construcción comercial nueva en California será de energía neta cero al 2030.
- La industria y el mercado de la calefacción, ventilación y aire acondicionado (HVAC) será transformado para garantizar que su rendimiento energético sea óptimo para el clima de California.
- Todos los clientes con bajos ingresos tendrán la oportunidad de participar en programas de eficiencia energética al 2020.

Ejemplos/experiencias de proyectos encontrados

Brooklyn Microgrids es una iniciativa guiada por la comunidad en conjunto a la empresa LO3 Energy. Esta iniciativa está fundamentada en la compra y venta de energía entre los residentes de Brooklyn, los prosumidores venden sus excedentes de energía a terceros. Este es un emprendimiento Peer-to-Peer (P2P), permite que los prosumidores puedan vender directamente sus excedentes, y permite a los consumidores acceder a energías renovables a un precio razonable. El prosumidor debe tener un medidor inteligente (TAGe Smart Meter), el cual mide en tiempo real la energía aportada a la red, la cuál la puede vender de dos maneras, directamente a Con Edison (empresa que suministra energía a todo Nueva York) o puede vender a través de la aplicación “Brooklyn Microgrid mobile app”. La aplicación funciona en base a la moneda virtual “Solar Energy Credits”, el prosumidor recibe esta moneda a cambio de su aporte de energía. Los consumidores pueden definir un presupuesto diario para comprar la energía disponible, el precio se define mediante una subasta. Dentro de los beneficios de esta iniciativa se encuentran: acceso a energías renovables, cercanía física entre los productores y consumidores, transparencia total por la tecnología blockchain y precios razonables para ambas partes (Brooklyn Microgrid, n.d.).

4.2 Revisión marco regulatorio Corea del Sur

Mapa regulatorio y normativo - Redes inteligentes, Corea del sur

| | Leyes | Reglamentos | Normativas | Otras políticas públicas | Metas |
|--|--|-------------|--|---|---|
| Subestación inteligente en transmisión | | | IEC 61850 estándar para la automatización de subestaciones. | Plan Básico de Suministro y Demanda de Energía (BPLE) <ul style="list-style-type: none"> En este plan se reconoce que los sectores de la transmisión y distribución serán cruciales. | |
| Automatización de la distribución | Act on the Promotion of Construction and Utilization of Smart Grids (Act No. 10714- May 2011, Amended by Act No. 11690 - Mar. 2013, Act No. 12154 - Jan 2014, Act No. 13859 - Jan 2016, Act No. 14674 - Mar 2017) <ul style="list-style-type: none"> Creación de redes inteligentes y desarrollo de industrias relacionadas considerando cambio climático, industrias bajas en carbón y crecimiento verde | | | | Intelligent Power Grid Master Plan 2018 <ul style="list-style-type: none"> Desarrollo de medición inteligente en 22,5 millones de viviendas y edificios. |
| Gestión de demanda | | | | Market-Based Demand Response Program: <ul style="list-style-type: none"> Permite la participación de un agregador de demanda registrado en KPX. | |
| Micro-redes | | | | Smart Grid National Roadmap 2009. | Intelligent Power Grid Master Plan 2012 <ul style="list-style-type: none"> Smart Grid Test Bed Project en Jeju Island |
| Generador virtual | | | | Proyecto de construcción de planta de energía virtual basado en blockchain de participación ciudadana. (Traducido) | |
| Ámbito en general | Smart Grid Standardization Forum <ul style="list-style-type: none"> Pruebas y certificaciones de tecnologías que son fundamentales para la red inteligente, incluyendo los sistemas de respuesta a la demanda, manejo de recarga de vehículos eléctricos, entre otros. | | | Korea Smart Grid Roadmap 2030 <ul style="list-style-type: none"> Promover el desarrollo industrial y el cambio en el ámbito del uso energético mediante la declaración y revisión de leyes relacionadas a redes inteligentes, establecimiento de políticas e investigación institucional | Korea Smart Grid Roadmap 2030 <ul style="list-style-type: none"> Red inteligente a nivel país en 2030 |
| Aspectos transversales | Information and Communication Infrastructure Protection Act <ul style="list-style-type: none"> Regula los sistemas informáticos de las infraestructuras críticas del país | | Smart Energy Cybersecurity Guide <ul style="list-style-type: none"> Aborda amenazas y medidas de seguridad para diversas tecnologías, como gestión de demanda, medidores inteligentes, etc. | Korea, Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 2.0 <ul style="list-style-type: none"> Define brechas en estandarización y especifica plan de acción | |

Mapa regulatorio y normativo - Industria, Corea del sur

| | Leyes | Reglamentos | Normativas | Otras políticas públicas | Metas |
|---|---|-------------|------------|--|--|
| Gestión de energía | <p>Ley de Racionalización del Uso de la Energía de 1980</p> <ul style="list-style-type: none"> Obliga a empresas que utilizan más de 20 TCal de energía a realizar periódicamente una auditoría energética e identificar acciones para mejorar la EE | | | <p>Programa Superior-EnMS de 2006</p> <ul style="list-style-type: none"> Esquema diseñado para aplicar programas de certificación fiables y promover Energy Management Systems en empresas energointensivas. <p>Soft Loan for Energy Saving Facilities & Tax Incentives de 1980</p> <ul style="list-style-type: none"> Estímulo económico del gobierno con préstamos a largo plazo y a bajo interés para inversiones en instalaciones de ahorro energético y reducir GEI <p>Tercer Plan Maestro de Energía de 2021</p> <ul style="list-style-type: none"> Busca lograr un crecimiento sostenible, mejorar la calidad de vida y servir de visión a medio y largo plazo para la transición energética de Corea. Incluye tendencias y perspectivas de demanda y suministro de energía. <p>Energy Policy Review 2020</p> <ul style="list-style-type: none"> Estrategia para utilizar las tecnologías como la red 5G, inteligencia artificial, big data el internet de las cosas, como motor principal de mejora de la eficiencia energética. | <ul style="list-style-type: none"> - Instalar 1.500 sistemas de gestión energética en fábricas de energía en las fábricas antes de 2030 - Construir 20 complejos industriales de energía inteligente y 40 comunidades locales eficientes energéticamente comunidades locales para 2030 - Acuerdo de reducción voluntaria de la intensidad energética Acuerdo de reducción de energía: 1% de mejora anual para empresas que superen los 2.000 tep/año consumo de energía <p>Intelligent Power Grid Master Plan 2012</p> <ul style="list-style-type: none"> K-MEG Project para probar conceptos de gestión de energía |
| Automatización y optimización de procesos | | | | <p>Plan de Sociedad de la Información Inteligente a mediano y largo plazo por la cuarta revolución industrial</p> <ul style="list-style-type: none"> Describe la tecnología de la información inteligente (foco en IA) | |
| Monitoreo de emisiones | <p>Framework Act on Low Carbon Green Growth de 2010</p> <ul style="list-style-type: none"> Marco legislativo para los objetivos de reducción de emisiones a medio y largo plazo, cap-and-trade, impuesto al carbono, etiquetado del carbono, carbon disclosure y expansión de energías renovables. <p>Act on the Allocation and Trading of Greenhouse Gas Emissions Permits and Enforcement Decree of the Act de 2012</p> <ul style="list-style-type: none"> Bases legales para establecer el K-ETS | | | <p>Korean Emissions Trading System de 2015</p> <ul style="list-style-type: none"> Esquema que cubre más del 70% de las emisiones de GEI del país de los sectores electricidad, industria, edificios, residuos y aviación (nacional) mediante un sistema obligatorio de límites máximos y comercio. <p>Master Plan for the Korea Emissions Trading Scheme de 2014</p> <ul style="list-style-type: none"> Describe la estrategia y la ambición del régimen en las fases del esquema <p>Reporting System of Energy Intensive Business de 1999</p> <ul style="list-style-type: none"> KEA impone objetivos de reducción, verifica y hace seguimiento de resultados de las empresas de más de 2.000 tep. Los datos y análisis se utilizan para desarrollar políticas de racionalización del uso de la energía. <p>Korea Voluntary Emission Reduction Program de 2005</p> <ul style="list-style-type: none"> Ayuda a las PYMEs con falta de recursos de gestión, información y tecnología a poner en marcha proyectos de reducción voluntaria de GEI <p>KoDi: Korea Digital Development Program de 2021</p> <ul style="list-style-type: none"> Busca ayudar a países de ingresos bajos y medios a acelerar la transformación digital basada en los datos, segura y ecológica, mediante el intercambio de conocimientos | <p>Reducción de emisiones de GEI en un 24,4% por debajo de los niveles de 2017 para 2030 a través de su Contribución Nacionalmente Determinada (NDC)</p> |
| Mantenimiento predictivo | | | | | |
| Ámbito en general | | | | | |
| Aspectos transversales | | | | <p>2019 Blockchain Private-led Project:</p> <ul style="list-style-type: none"> Aplicación de blockchain en la industria | |

Mapa regulatorio y normativo - Usuario final, Corea del sur

| | Leyes | Reglamentos | Normativas | Otras políticas públicas | Metas |
|--|--------------------------------------|--|------------|---|---|
| Comercialización, facturación y orientación al usuario | | | | Intelligent Power Grid Master Plan 2018 <ul style="list-style-type: none"> Establece mercado de comercialización de energía para pequeños usuarios. Second Energy Master Plan 2018. <ul style="list-style-type: none"> Capitalizar las redes inteligentes para su comercialización. | |
| Pay-for-performance (P4P) | | | | | |
| Agregación de demanda y prosumidores | | Esquema de Net-billing de KEPCO | | Intelligent Power Grid Master Plan 2018 <ul style="list-style-type: none"> Promoción de blockchain en intercambio energético Programa de DR para usuarios finales Blockchain Private-led Project 2019. | Korea's Renewable Energy 3020 Plan <ul style="list-style-type: none"> Participación de edificios con energía solar, para alcanzar 20% de renovables al 2030 |
| Ámbito en general | | | | | Korea's Renewable Energy 3020 Plan <ul style="list-style-type: none"> Fomento de la participación de pequeños consumidores |
| Aspectos transversales | Personal Information Protection Act. | Enforcement Decree of the Personal Information Protection Act. | | Smart Energy Cybersecurity Guide. | |

Institucionalidad

Desde el año 2013, la política energética de Corea del Sur ha estado a cargo del Ministerio de Comercio, Industria y Energía (Ministry of Trade, Industry and Energy, MOTIE), que en su historia ha sufrido una serie de renombramientos, asociando energía a relaciones exteriores, conocimiento e información y comunicaciones (MOTIE, n.d.). El MOTIE está a cargo de la planificación energética, supervisión de la industria, innovación en energía y eficiencia energética, políticas de cambio climático, y desarrollo de energías renovables, entre otros.

MOTIE es también responsable de las políticas de investigación, desarrollo y demostración en energía, así como planes de desarrollo tecnológico. Sin embargo, el Ministry of Science and Information and Communication Technology es responsable de la investigación básica a nivel país, incluyendo presupuestos.

En el ámbito de la electricidad, el MOTIE es el agente regulador clave encargado de permisos, reglamentos, tarifas de transmisión y distribución, así como la regulación del mercado competitivo de electricidad. Supervisa también el mercado del gas natural (*wholesale* y *retail*) y actúa como árbitro para el acceso de terceros a la infraestructura de transmisión y distribución. Estas responsabilidades están plasmadas en el Electric Utility Act, promulgado originalmente en el año 2000, con varias enmiendas entre 2002 y 2020 (Electric Utility Act, 2020).

Si bien se estableció en 2009 el Korea Radioactive Waste Agency, que supervisa los desechos nucleares, es el MOTIE quién está a cargo de las decisiones de construcción y operación de plantas nucleares, combustibles nucleares y manejo de desechos radiactivos. Asimismo, el MOTIE define las políticas de largo plazo para plantas nucleares, nuevos proyectos y desmantelamientos.

Otras agencias coreanas asociadas al sector de energía incluyen (IEA, 2020a):

- La Korean Electricity Regulatory Commission (KOREC), encargada de la regulación del mercado *single-buyer*, velar por los derechos de los consumidores finales y resolver disputas.
- El Korea Fair Trade Commission, responsable de monitorear prácticas monopólicas o injustas (KOREC mantiene responsabilidad en las políticas de libre competencia).
- El Ministry of Environment, encargado de las políticas de mediano y largo plazo en cambio climático, conservación del medio ambiente, contaminación del aire, entre

otros. Junto con el MOTIE, colaboran para potenciales sinergias en mejoramiento de la eficiencia energética y mitigación de emisiones de carbono.

- El Korea Energy Economics Institute, que desarrolla políticas públicas en energía, petróleo y gas, electricidad, renovables, y estrategias de crecimiento verde como respuesta al cambio climático.
- La Korea Energy Agency (KEA), que juega un rol principal en la implementación de políticas transversales a los sectores de uso final de energía (industria, edificaciones y transporte)
- El Korea Institute of Energy Research que apoyan al MOTIE y el Ministry of Environment en la promoción de tecnologías de bajas emisiones de carbono altamente eficientes.
- El Ministry of Science and Information and Communication Technology (MSIT), que coordina los programas nucleares, teniendo vigilancia sobre el Korean Atomic Energy Research Institute (KAERI), que realiza la investigación y desarrollo nuclear.

Las principales compañías energéticas en Corea del Sur son públicas y verticalmente integradas:

- La Korea National Oil Corporation (KNOC) a cargo de la exploración, desarrollo, almacenamiento y logística del petróleo, combustible del cual la economía depende fuertemente.
- La Korea Gas Corporation (KOGAS), que es propietaria y operadora terminales de gas natural licuado, así como encargada de las importaciones de dicho combustible. Además, es propietaria y operadora de la red de transmisión y distribución de gas.
- El Korea Electric Power Corporation (KEPCO), que tiene el monopolio de la transmisión, distribución y comercialización de la electricidad. Además, es el *single-buyer* de toda la energía generada, salvo excepciones como islas. Existen seis compañías de generación, subsidiarias de KEPCO, que dominan el ámbito de la generación eléctrica, y tienen un importante rol en la generación con fuentes renovables.

La electricidad generada en Corea del Sur se transa en el Korea Power Exchange (KPX), que opera un mercado de tiempo real para energía y servicios complementarios. KPX está encargada de la proyección de demanda y las transacciones de Renewable Energy Certificates (RECs). El KPX también opera la red de transmisión, que es propiedad de KEPCO.

Marco normativo y regulatorio

La Ley Marco de Corea del Sur sobre el Crecimiento Verde con Bajas Emisiones de Carbono (LSE, 2016) crea el marco legislativo para los objetivos de reducción de emisiones a medio y largo plazo, cap-and-trade, impuesto al carbono, etiquetado del carbono, carbon disclosure y la expansión de las energías nuevas y renovables. La Ley Marco exige al Gobierno que establezca y aplique una estrategia nacional, planes de acción y un plan quinquenal detallado para un periodo de planificación de 20 años, que abordará diversos aspectos de la mitigación y la adaptación al cambio climático. La entrada en vigor del decreto de ejecución es de abril de 2010 y la última modificación de mayo de 2016.

El marco define los principales principios de una economía verde, incluido el crecimiento verde a través de tecnologías e industrias medioambientales, y el equilibrio entre medio ambiente y economía. También prescribe la obligatoriedad de informar anualmente al gobierno sobre las emisiones de GEI y el establecimiento de un Sistema Integrado de Gestión de la Información sobre los GEI.

Por otra parte, el Marco ordena al gobierno que prepare y aplique un plan básico para la energía cada 5 años para un periodo de planificación de 20 años. El plan debe incluir aspectos de seguridad e independencia energética, así como objetivos de suministro de energía a partir de fuentes renovables y de gestión de la demanda energética mediante el ahorro y la eficiencia.

El Decreto establece el objetivo de reducir el total de las emisiones nacionales de GEI en 2020 en un 30% con respecto a la previsión de la situación actual para 2020. El Decreto establece el sistema nacional integrado de gestión de la información sobre los GEI. El Decreto de la Ley de Crecimiento Verde (Decreto Presidencial nº 27180, revisado el 24-mayo-16), actualiza la ley para reflejar los objetivos de 2030.

Otras políticas relacionadas

La política energética de Corea se ha materializado en los “Energy Master Plan” del MOTIE, donde su segunda versión de 2014 incluye políticas públicas asociadas a todos los sectores de la energía, tanto a mediano como a largo plazo. En este plan existe una lista de 6 tareas principales, donde la primera corresponde a la transición a la gestión de la demanda, la cual se basa en tecnologías de información y comunicación (ICT), desarrollando varios esquemas de tarificación horaria para incentivar a los consumidores a participar en la reducción de

peaks. Además, se crea un mercado de gestión de demanda con el fin de que esta sea tratada de igual manera que los recursos de suministro.

En su tercera versión de 2019, el Energy Master Plan (MOTIE, 2019) establece importantes metas para el 2040. Este plan incluye metas como:

- Penetración de renovables de 30-35% al 2040,
- Reducción del 18,6% de consumo de energía (comparado con el caso base) al 2040.
- Edificaciones de consumo de energía neta cero al 2030,
- Apoyo en inversión para adopción de “Factory Energy Management System” en más de 1.500 Pymes al 2030,
- Desarrollar 20 micro-redes industriales al 2030,
- Desplegar 8,3 millones de vehículos eléctricos, y 2,9 millones de vehículos a hidrógeno a 2040,
- Aumentar la participación de generación distribuida a 18% en 2030 y 30% en 2040 (12% al 2017), y con esto, promover el desarrollo de TICs, fotovoltaico, almacenamiento y generadores virtuales,
- Reducir la emisión de gases de efecto invernadero en 27,28 millones de toneladas al 2040.

En cuanto a las políticas públicas más recientes en el ámbito de digitalización, en julio de 2020, el Gobierno de Corea del Sur anunció el “Korean New Deal” (MOEF, 2020), promovido por el Ministerio de Economía y Finanzas de Corea del Sur, cuyo programa estratégico sienta las bases para la transformación digital a nivel nacional, tras la crisis de COVID-19, para los próximos 100 años, con el fin de posicionar a Corea del Sur como líder económico mundial, pasando de una economía dependiente del carbono a una economía verde y transformando la sociedad en una más inclusiva. Esta iniciativa es una de las primeras estrategias a medio y largo plazo que reaccionar con fuerza ante el COVID-19.

El Korean New Deal (MOEF, 2020) es una estrategia que posee un énfasis en el New Deal Digital, el que se destacan los siguientes aspectos:

- Una mayor integración del DNA en toda la economía: promover el uso y la integración de los datos, la red 5G y la IA (DNA) en todos los sectores para crear nuevos productos y servicios digitales, al tiempo que se mejora la productividad de la economía coreana (Se invertirán 38,5 billones de won, incluidos 31,9 billones del Tesoro, de aquí a 2025 para crear 567.000 puestos de trabajo).

- Recolección, divulgación y utilización de datos en ámbitos estrechamente relacionados con la vida de las personas: El “ecosistema de datos”, que implica la recopilación, utilización, divulgación, integración y distribución de datos. Se establecerá una torre de control de datos para la gestión integrada de datos públicos y privados.
- La divulgación de 142.000 datos públicos y la ampliación de la recolección y utilización de datos en campos como la industria manufacturera y médica
- Establecimiento de plataformas de Big data para diferentes sectores, y la introducción de vales para la compra y el procesamiento de datos a 8.400 empresas
- Recolección de datos adicionales para el aprendizaje de la IA (1.300 tipos de datos), e introducción de vales de procesamiento de datos para el aprendizaje de la IA para 6.700 PYME.

También establece ampliar la integración del 5G y la IA en las industrias: Proyectos que integren la tecnología 5G y tecnología de IA en los sectores primario, secundario y terciario de la economía serán introducidos para la digitalización de todas las industrias y la creación de nuevos mercados. (World Bank Group, n.d.)

4.2.1 Aspectos transversales:

4.2.1.1 Ciberseguridad

La Ley de Protección de la Infraestructura de la Información y las Comunicaciones (MSIT, 2020) regula los sistemas informáticos de las infraestructuras críticas del país. El artículo 1º señala que la ley “*tiene como objetivo garantizar la seguridad de la nación y la estabilidad de la vida de las personas mediante el establecimiento e implementación de medidas para la protección de las principales infraestructuras de información y comunicaciones en preparación para la infracción electrónica, asegurando así el funcionamiento estable de estas instalaciones (...)*”. Por su parte, el artículo 2 define infraestructura de la información y las comunicaciones de la siguiente manera:

“un sistema electrónico de control y gestión relacionado con la seguridad nacional, la administración, la defensa nacional, la seguridad pública, las finanzas, las comunicaciones, el transporte, la energía, etc.”

Considerando esta definición, la ley regula los sistemas de información de un conjunto de infraestructuras críticas, incluido el sector energético. Esta ley hace una lista de sectores regulados, pero deja espacio a que otros sectores también se puedan considerar regulados, dependerá de si el sector es considerado de interés nacional (potencialmente puede incluir industrias). En esta norma se incluyen obligaciones de análisis, protección y notificación,

también incluye multas para los incumplidores. Cabe destacar que la mayoría del sector eléctrico se encuentra en el sector público.

Esta ley tiene las siguientes normas que regulan su aplicación: Decreto de Aplicación de la Ley de Protección de la Infraestructura de la Información y las Comunicaciones, Reglas de Aplicación de la Ley de Protección de la Infraestructura de la Información y las Comunicaciones, Criterios para el análisis y evaluación de vulnerabilidades en las principales infraestructuras de información y comunicación (MSIT, 2017, 2021).

El Ministerio de Comercio, Industria y Energía solicitó a la “International Energy Agency” y a la “Korea Energy Economics Institute” que redactaran un informe respecto a la seguridad del sector eléctrico. El informe resultante está titulado “Korea Electricity Security Review” (IEA, 2021). En este informe se revisan las políticas de ciberseguridad de la red y los pasos a seguir. Se destacan las siguientes políticas : 2011 National Cyber Security Master Plan, Cyber Threat Analysis & Sharing System (C-TAS) y 2019 National Cybersecurity Strategy. (Pág. 108) Complementando las medidas de ciberseguridad anteriores, la KISA publicó el 2019 una guía llamada “Smart Energy System Cybersecurity” (KISA, 2019). En esta guía se revisan amenazas y medidas de seguridad para diversas tecnologías, como gestión de demanda, medidores inteligentes, etc.

En Corea se regula el tratamiento de datos personales mediante la Ley de Protección a la Información Personal. En esta misma ley se crea la Comisión para la Protección de Información Personal, la cual está encargada de aplicar la ley, fiscalizar y coordinar los esfuerzos estatales. Algunas tecnologías tratadas en el informe pueden procesar o recolectar datos personales, por lo que se debe tener a la vista las regulaciones sobre protección de datos. La definición de datos personales es sumamente estricta, por lo que se debe revisar si se aplica a los datos recolectados (ART. 2). El Decreto de Aplicación de la Ley de Protección de Datos Personales complementa la ley, define funciones y medidas necesarias para su implementación.

4.2.1.2 Trazabilidad

Aunque Corea del Sur aprovechó las tecnologías de la información y la comunicación para hacer avanzar su economía en la década de 2000 (que ha ampliado su enfoque desde la fabricación y la exportación en las décadas de 1970 y 1980), su innovación en blockchain se ha estancado desde el anuncio de la medida de emergencia y la hoja de ruta tecnológica en medio de la crisis del Bitcoin en diciembre de 2017 (GBBC, 2021).

El aumento de las inversiones en bitcoin provocó una declaración de emergencia en diciembre de 2017 entre doce ministerios y organismos, entre ellos el Ministerio de Ciencia y TIC y la Comisión de Servicios Financieros, que habían estudiado el blockchain desde 2016. Advirtieron contra las inversiones especulativas en activos virtuales de riesgo y prepararon la *Hoja de ruta tecnológica de blockchain*, un pilar de la cuarta revolución industrial en 2018. Sin embargo, sus medidas transversales de emergencia no condujeron a la articulación de normativas que esbozaran taxonomías específicas de los activos virtuales, como se hizo en el Reino Unido y Suiza.

Sin embargo, Corea del Sur tiene la intención de iniciar la innovación de blockchain en sus industrias mediante inversiones de alrededor de 10 millones de dólares en proyectos públicos y privados. Destaca el proyecto de la Agencia de Internet y Seguridad de Corea, “2019 Blockchain Private-led Project” que invirtió 3,6 millones de USD en 3 proyectos de blockchain sugeridos por sectores privados (por ejemplo, plataforma de donaciones descentralizada propuesta por E4NET; plataforma de comercio de autos usados propuesta por Hyundai Autoever) (KAIST, 2019).

4.2.1.3 Interoperabilidad

De forma equivalente al GridWise Architecture Council de USA, en Corea del Sur se definió la Korea Smart Grid Association (KSGA), que a su vez define el Smart Grid Standardization Forum con representación de varias partes de la industria local e internacional. Este foro ha definido una hoja de ruta con ítems accionables para ejecución entre 2021 y 2025 (KSGA, n.d.). El KSGA está a cargo de las pruebas y certificaciones de tecnologías que son fundamentales para la red inteligente, incluyendo los sistemas de respuesta a la demanda, manejo de recarga de vehículos eléctricos, entre otros.

En 2016 se anunció que Corea adoptaría el uso de los estándares IEC en proyectos de redes inteligentes, incluyendo autos eléctricos, ciudades inteligentes, microrredes, proyectos de generación de energías renovables entre otros. Con esta adopción, se redujo la posibilidad de usar estándares propietarios que reducen la interoperabilidad y las soluciones con integración de diversos fabricantes.

Previo a esta adopción, el Ministerio de Economía en conjunto con la Agencia Coreana de Tecnología y Estándares (KATS) habían publicado en 2012 el primer reporte “Korea, Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0” (KSGA, 2012). Posteriores documentos fueron planificados para 2017 (Release 2.0), 2020 (Release 3.0) y 2030 (Release 4.0). En el Release 1.0, el documento incluye las definiciones de los modelos de referencia y la hoja de ruta para asegurar la interoperabilidad y estandarización

requerida para implementar lo que en su momento se definió como el primer sistema de red eléctrica inteligente a nivel país a lograrse en 2030. Para su elaboración, se evaluaron los modelos conceptuales propuestos en los frameworks existentes a nivel nacional e internacional, se definieron las funciones de la red, se analizó la brecha a nivel de estándares para la prestación de servicios en la red inteligente, se identificaron los ítemes a desarrollar a nivel de estandarización y se definió la hoja de ruta para la estandarización de la red inteligente.

La versión más actualizada de la hoja de ruta coreana “Korea, Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 2.0” publicada en 2019 (KSGA, 2019) consideró como insumos el reporte “NIST Framework and Roadmap for Smart Grid interoperability Release 3.0”, el “IEC Smart Grid Standardization Roadmap v.1.21” y el Release 1.0 del reporte coreano. Al igual que la versión americana, el reporte coreano identifica el conjunto de estándares relevantes para la interoperabilidad de las interfaces de la red inteligente. Al igual que su versión anterior, en el reporte se identificaron los ítems a desarrollar a nivel de estandarización y se definió la hoja de ruta para la estandarización de la red inteligente.

4.2.2 Redes inteligentes

Institucionalidad

- Ministry of Trade, Industry and Energy
- Korea Electric Power Corporation (KEPCO)
- Korea Power Exchange (KPX)

Políticas relacionadas

En el caso particular de redes inteligentes, el “Smart Grid National Roadmap” de 2009, junto al primer y segundo “Intelligent Power Grid Master Plans” (2012 y 2018 respectivamente), se enfocan en el desarrollo de modelos de negocios que apuntan en capitalizar las redes inteligentes para su comercialización. En particular, desarrolla el mercado de comercialización de energía para fuentes de energía distribuidas pequeñas (Kang, 2020).

4.2.2.1 Subestación inteligente en transmisión

Marco normativo y regulatorio

El noveno Plan Básico de Suministro y Demanda de Energía (BPLE) del 2020 tiene como propósito aumentar la capacidad instalada de energías renovables a un 40% al año 2034, además del cierre de todas las centrales a carbón (ESCAP, 2020). En este plan se reconoce

que los sectores de la transmisión y distribución serán cruciales para posibilitar el despliegue de fuentes de energías renovables. Para llevar a cabo esto, una de sus medidas es la realización de planes para la instalación de subestaciones digitales. Además, se establece el reforzamiento de la infraestructura de distribución y transmisión, y promueve medidas personalizadas para cada área con altas concentraciones de recursos renovables.

Metas asociadas

En 2018 se instalaron 32 subestaciones inteligentes y se espera que se llegue a un total de 740 para el 2034, en donde se incluye la digitalización de las subestaciones existentes (Figura 4.10).

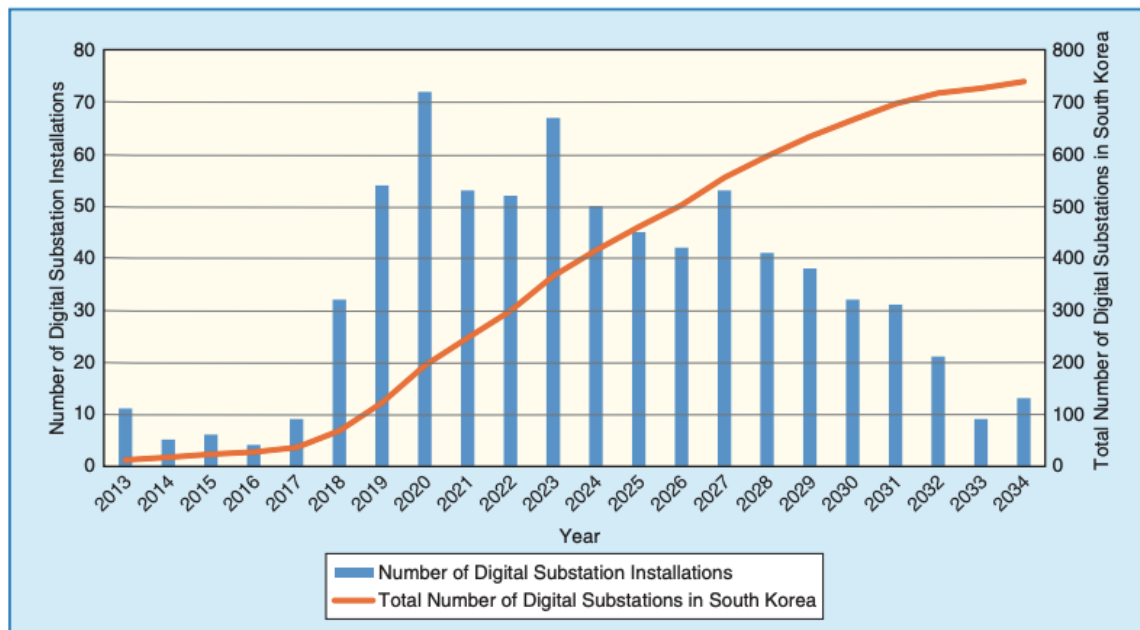


Figura 4.10: Estado actual y proyecciones de instalaciones de subestaciones digitales en Corea del Sur. Fuente: (H. Kim et al., 2019)

Ejemplos/experiencias de proyectos encontrados

En base a la publicación de la norma IEC 61850 en el año 2004, la cual corresponde a un estándar para la automatización de subestaciones, se creó un grupo de trabajo para la promoción de subestaciones digitales (H. Kim et al., 2019). Se realizaron una serie de proyectos piloto y en el 2013 se instaló la primera subestación digital.

4.2.2.2 Automatización de la distribución:

Metas asociadas

La meta establecida era la instalación de 22.5 millones de medidores inteligentes para el 2020, sin embargo, hasta el 2019 se encontraban por debajo de lo planeado. [REF]

Ejemplos/experiencias de proyectos encontrados

KEPCO, en base a las condiciones únicas del sistema de distribución (sistema de 22.9 kV-Y, 3 fases, 4 cables conectados a tierra) ha desarrollado su propio sistemas de automatización de distribución (DAS), el cual se presenta de 2 maneras: a) centralizado, en donde la detección, localización y aislamiento de fallas, además de la restauración del servicio lo realiza un servidor en un control central y b) descentralizado, en donde los esquemas de control se basan en procesadores localizados en subestaciones. Si bien este último es más simple, el sistema centralizado es mejor para empezar el proceso de automatización y recuperar el costo de inversión.

La primera generación de DAS en 1990 tenía funciones como control y adquisición de datos remotos con una estructura simple y de bajo costo para ciudades pequeñas y áreas rurales. KEPCO se dio cuenta que con estas funciones básicas no era suficiente el beneficio monetario para cubrir los costos.

La segunda generación de DAS en 2000 se aplicaron nuevas tecnologías, como una interfaz máquina-humano (HMI), un procesador frontal (FEP) para comunicarse con las unidades de terminales remotos de los alimentadores (FRTU), se adopta el protocolo DNP 3.0 por sobre la fibra óptica. Gracias a esto se redujeron los tiempos de restauración en promedio de 532 min a 11 min

En la tercera generación de DAS del 2010, gracias a la aplicación de alta tecnología de información y comunicación, fue posible abarcar áreas mucho mayores con la misma infraestructura, lo que se traducía en la reducción de los costos operacionales. El sistema de control presenta una estructura de 3 niveles (Figura 4.11), en donde cada unidad de control básica presenta un servidor principal y uno redundante en caso de fallas, los cuales son aislados de la red de internet comercial, con el fin de evitar posibles ataques cibernéticos. Entre las funciones del DAS se encuentra la detección de errores, el pronóstico de la demanda, coordinación de protecciones, reparación de fallas, monitoreo en tiempo real de la calidad de suministro, entre otras.

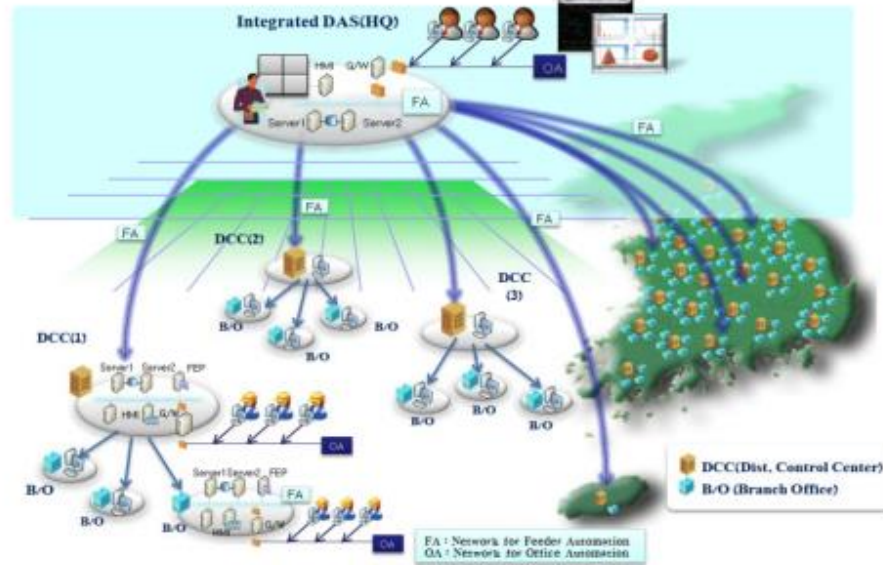


Figura 4.11: Ejemplo de DAS. Fuente:(Cho et al., 2015)

4.2.2.3 Micro-redes

Marco normativo y regulatorio

Con el fin de incentivar la adopción de generación distribuida, se regula una tarifa de energía renovables, como la solar, la eólica y la bioenergía bajo ciertos criterios. Si la proporción de autoconsumo de energías renovables es del 20% o más, se otorga un descuento de un 50% de la tarifa eléctrica. Esta regulación se diseñó para brindar incentivos adicionales al instalar energía renovable y sistemas de almacenamiento, y se amplió para clientes con capacidad renovable de 1 MW o menos.

Metas asociadas

El gobierno de la República de Corea tiene planes que contemplan la instalación de 63,8 GW de energía renovable, produciendo el 20 % de la generación nacional y reduciendo las emisiones nacionales de CO₂ en un 37 % para 2030, como parte del compromiso del país con el acuerdo de París.

Ejemplos/experiencias de proyectos encontrados

Corea del sur ha construido proyectos de micro-redes con fuentes renovables en más de 20 islas, con el financiamiento del gobierno, y en algunos casos en conjuntos con compañías privadas. Uno de estos proyectos corresponde a la micro-red de la isla de Gasa (Figura 4.12), la cual entrega suministro a sus 286 habitantes a través de turbinas eólicas, paneles

fotovoltaicos, baterías y generadores diesel. El proyecto fue construido por KEPCO y requirió una inversión de 7,67 MUSD. Los objetivos del proyecto son verificar la factibilidad técnico-económica de sistemas de micro-redes y realizar pruebas de sistemas de gestión de energía. Gracias a la implementación de la micro-red, el consumo de combustibles fósiles cayó un 92% de un año a otro. La principal conclusión que se ha obtenido de este proyecto es que no es financieramente justificable reemplazar generadores diesel por fuentes renovables, y que una vez desciendan los precios de los sistemas de almacenamiento, y aumente el conocimiento de las micro-redes, estas últimas se volverán muy populares (Kang, 2020).



Figura 4.12: Micro-red de isla de Gasa

4.2.2.4 Gestión de demanda

Marco normativo y regulatorio

El gobierno coreano ha desarrollado una serie de medidas de gestión de la demanda de energía e iniciativas relacionadas durante los últimos 20 años. En estas se incluye un sistema de gestión de la demanda de energía para alzas en el precio del petróleo (junio de 2009), un esquema de ahorro de energía (marzo de 2010), planes de mejora de la eficiencia energética (junio de 2011) y el quinto plan básico de racionalización del uso de energía (noviembre 2014). El gobierno diseñó políticas de gestión de la demanda de energía adaptadas a los distintos sectores (industria, transporte, construcción y electrodomésticos), además de un mecanismo de fijación de precios y asistencia para la inversión en investigación y desarrollo.

4.2.2.4.1 Mercado de respuesta de demanda

El mercado de respuesta a la demanda para clientes finales comenzó a operar en 2014 (Kang, 2020). Previo a esto, la gestión de la demanda era implementada mediante la Corporación de Energía Eléctrica de Corea (KEPCO). Sin embargo, en el nuevo mercado de respuesta a la demanda, se permitió la participación de un tercero llamado “agregador”, el cual permite la agregación de clientes residenciales. Los agregadores reúnen a los clientes que deseen participar del mercado de respuesta a la demanda, y deben cumplir los siguientes requisitos para para participar del mercado:

- El recurso de demanda debe provenir de al menos diez usuarios
- La capacidad a ofrecer debe ser de al menos 10 MW

Una vez el agregador se registra en el KPX (Korea Power Exchange), el cual corresponde al operador de la red, se le permite participar en el mercado, que corresponde a un tipo pool en base a costos. Se definieron 2 programas para la activación de la demanda, uno económico y otro de confiabilidad. En el programa económico, se busca que los cambios en la demanda puedan reducir el costo marginal de la energía. En el programa de confiabilidad, la KPX emite una orden de restricción a los consumidores y éstos están obligados a desconectarse de la red dentro de una hora (Kang, 2020).

En el 2019 el mercado tuvo una reorganización (Figura 4.13), en la cual el programa económico se subdividió en 3 programas, los que se activan frente a distintas señales.

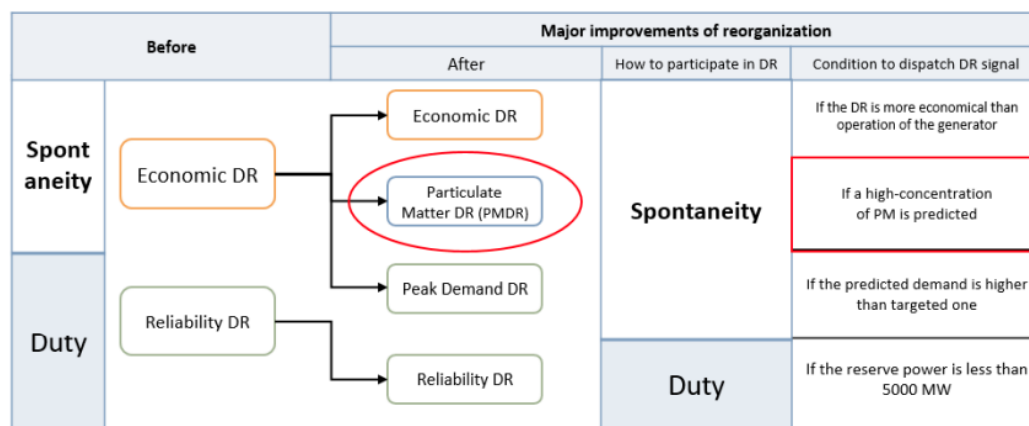


Figura 4.13: Reorganización del programa de respuesta de demanda de Korea. Fuente: (Ryu & Kim, 2020)

Ejemplos/experiencias de proyectos encontrados.

Gracias al programa de 2014, Corea del Sur posee 4.3 GW de recursos de respuesta de demanda, mayormente de usuarios industriales. Esto representa el 5% de la capacidad de generación total del país.

| YEAR | 2014.12-2015.11 | 2015.12-2016.11 | 2016.12-2017.11 | 2017.12-2018.05 |
|---|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| NO. OF AGGREGATOR | 15 | 15 | 17 | 20 |
| NO. OF CUSTOMERS | 1,323 | 1,970 | 3,195 | 3,580 |
| CAPACITY AVAILABLE FOR CURTAILMENT (MW) | 2,444 | 3,272 | 4,352 | 4,271 |
| CURTAILED POWER (MWH) | 208,109 | 392,853 | 175,771 | 121,206 |

Source: Case Study of Demand Response Operation using Management Program in South Korea

Figura 4.14: Crecimiento de la participación en Corea del sur. Fuente:(Kang, 2020)

4.2.2.5 Generador virtual

Ejemplos/experiencias de proyectos encontrados

El gobierno de Corea del Sur gastará 4 mil millones de wones coreanos (KRW) para establecer una planta de energía virtual (VPP) habilitada para el uso de blockchain en la ciudad de Busan. Este proyecto fué impulsado por la ciudad de Nusan, Nuri Telecom, la Universidad Nacional de Pusan, Busan City Gas y Korea Industrial Complex Corporation. La inversión se da en el contexto de una competencia nacional para apoyar la vitalización de las industrias locales. Esta competencia es organizada por la Agencia de Energía de Corea (KEA). El proyecto VPP impulsado por blockchain recientemente anunciado está configurado para agregar fuentes de energía como las fábricas del área de Busan y las instalaciones públicas del sistema de almacenamiento de energía (ESS), así como las plantas de energía solar (S. Kim, 2018; PARTZ, 2018).

4.2.3 Industria

4.2.3.1 Gestión de la energía

Marco normativo y regulatorio

La Agencia Coreana de la Energía (KEA) ha realizado diversos programas para masificar el uso de sistemas de gestión de energía. Esto se enmarca dentro de sus facultades para implementar la ley de racionalización de uso de energía y de las demás políticas energéticas del país.

4.2.3.1.1 Ley de Racionalización del Uso de la Energía:

Las empresas coreanas que utilizan más de 2.000 tep de energía (20 Teracalorías) al año están obligadas por ley a realizar periódicamente una auditoría energética y a identificar acciones para mejorar la eficiencia energética (promulgada en 1980 y actualizada en el 2020). Sin embargo, se reconoce que es importante aumentar la adopción de sistemas de gestión energética para que el sector industrial contribuya a alcanzar el objetivo nacional de eficiencia energética de Corea. Dado que las empresas siguen teniendo dudas sobre los beneficios y los costos asociados a la implantación de sistemas de gestión energética, incluido el valor añadido de la certificación ISO 50001, el gobierno coreano ha puesto en marcha medidas para fomentar y apoyar a la industria en la adopción de sistemas de gestión energética (IEA, 2020b; Korean Law Information Center, n.d.-a; Korea Rep., 2018). En concreto, el artículo 28-2 de la Ley de Racionalización del Uso de la Energía de Corea establece:

“El Ministro de Comercio, Industria y Energía alentará a los usuarios o proveedores de energía a introducir sistemas de gestión de la energía en toda la empresa para mejorar la eficiencia energética, y podrá prestar apoyo a cualquier persona que los introduzca.”

4.2.3.1.2 Programa Superior-EnMS

En respuesta a esto, la Agencia Coreana de la Energía (KEA) introdujo el Programa Superior-EnMS (S-EnMS) en el año 2006 (KEA, n.d.-a), que se inspiró en el Programa SEP de Estados Unidos. El programa está diseñado para implantar programas de certificación fiables y promover el Energy Management System (EnMS), la norma internacional de sistemas de gestión de la energía. El objetivo de KEA es sentar las bases de la emisión de gases de efecto invernadero y mejorar la eficiencia energética de las instalaciones industriales y de generación de energía y de los grandes edificios comerciales a través de este programa.

En el marco del S-EnMS, las empresas que hacen un uso intensivo de la energía firman voluntariamente un memorando de entendimiento con la KEA para participar en el Programa. Como parte del programa, KEA imparte formación dos veces al año en cada uno de los centros de la empresa participante y ésta queda también exenta de la obligación de realizar auditorías energéticas en Corea. Las empresas reciben certificados S-EnMS en función de la magnitud de la mejora del rendimiento energético, el periodo en el que se ha conseguido y si la empresa ha obtenido o no la certificación ISO 50001 (Ritchie, 2017).

Este programa de apoyo a la implantación de sistemas de gestión de la energía aplicado a las PYME (lanzado en 2015), incluye ayudas financieras para la compra de equipos digitales

de medición y sistemas de monitoreo de la energía. Estas medidas mejoran la comprensión de la empresa sobre su uso de la energía y los factores que influyen en ella, lo que permite un análisis más detallado de las tendencias clave y la eficiencia energética.

4.2.3.1.3 Soft Loan for Energy Saving Facilities & Tax Incentives

Este programa, implementado en 1980 como un estímulo económico del gobierno para impulsar la demanda debido al alza de precios del petróleo durante su segunda crisis, ofrece préstamos a largo plazo y a bajo interés para cubrir parte de las inversiones en instalaciones de ahorro energético con el fin de conservar la energía y reducir la emisión de GEI (KEA, n.d.-d). Pueden acogerse a este programa las entidades que deseen desarrollar instalaciones de ahorro de energía, como de generación de calor residual, sustitución de calderas obsoletas y luces LED de alta eficiencia. Dentro de las entidades elegibles y los tipos de proyectos relacionados se encuentran:

- Proyectos de inversión de ESCOs, que incluye proyectos de conservación de energía en edificios e instalaciones existentes utilizando tecnologías de información, proyectos que pueden reducir GEI o el consumo de energía en un 5% como resultado de una auditoría energética, entre otros.
- Inversiones en empresas controladas por el objetivo de este programa, que incluye la racionalización del uso de la energía y reducción de las emisiones de GEI mediante la mejora de procesos y cambio de combustible
- Proyectos de instalaciones de ahorro de energía, que incluye proyectos de instalaciones incluidas en la lista objetivo de este programa

4.2.3.1.4 Tercer Plan Maestro de Energía

Plan revisado y aprobado por el Comité Nacional de Energía, el Comité Presidencial de Crecimiento Verde y el Consejo de Estado. Se revisa y se vuelve a aplicar cada cinco años durante un periodo de veinte años. El Primer Plan Director de Energía se presentó en 2008. El Plan se basa en el artículo 41 de la Ley Básica de Crecimiento Verde con Baja Emisión de Carbono y en la cláusula 1 del artículo 10 de la Ley de Energía. La versión actual de 2021 es el Tercer Plan Director de Energía. Su objetivo es lograr un crecimiento sostenible, mejorar la calidad de vida y servir de visión a medio y largo plazo para la transición energética de Corea. El documento incluye las tendencias y perspectivas de demanda y suministro de energía en el país y en el extranjero, sobre asuntos relativos a 1) medidas para la importación, suministro y gestión estable de la energía, 2) objetivos de la demanda de energía, las fuentes de energía, la eficiencia energética, 3) suministro y uso de las energías renovables, 4) medidas para el control de la seguridad de la energía, y 5) desarrollo y

difusión de las tecnologías relacionadas con la energía, la formación de recursos humanos profesionales, la cooperación internacional, el desarrollo y uso de los recursos naturales de la energía, y el bienestar en la energía (LSE, 2008; MOTIE, 2019).

4.2.3.1.5 Energy Policy Review 2020

En este informe se revisa la efectividad de las políticas de energía realizadas durante años anteriores. Se revisan específicamente las políticas de eficiencia energética en el sector industrial, las cuales incluyen compromisos no vinculantes y certificaciones. La estrategia pretende utilizar las tecnologías más avanzadas de Corea, como la red 5G, la inteligencia artificial, el big data y el internet de las cosas, como motor principal de la mejora de la eficiencia energética. Esto está en línea con la iniciativa de la Cuarta Revolución Industrial del país introducida en 2017, que hace hincapié en el papel de la innovación tecnológica y la digitalización para estimular el crecimiento económico (IEA, 2020a).

4.2.3.2 Automatización y optimización de procesos

Marco regulatorio y normativo

El gobierno coreano estableció y operó un comité asesor para la sociedad de la información inteligente en octubre de 2015. Tras el anuncio del “Plan para la Estrategia de Sociedad de la Información Inteligente” en enero de 2016, el gobierno anunció que invertiría US\$863 millones en investigación de IA durante los próximos cinco años. Además, el grupo de trabajo constituido por el gobierno para la estrategia, compuesto por 10 instituciones gubernamentales y expertos privados, realizó seminarios y conferencias para compartir inquietudes e ideas con el público, finalmente anunciando el “Plan de Sociedad de la Información Inteligente a mediano y largo plazo por la cuarta revolución industrial” en diciembre de 2016. El Plan para la Estrategia de Sociedad de la Información Inteligente describe la tecnología de la información inteligente como una tecnología que implementa habilidades de procesamiento de datos, tales como reconocimiento, percepción, inferencia, etc., a nivel humano, mediante la convergencia de tecnología de IA y datos tecnología de utilización. La tecnología de utilización de datos se refiere a la Internet de las cosas (“IoT”), computación en la nube, big data y dispositivos móviles (“ICBM”), en preparación para la cuarta revolución industrial. En pocas palabras, enormes cantidades de diversos datos recopilados por IoT serán transferidos, guardados y accedidos a gran velocidad en todas partes por computación en la nube y tecnologías móviles, y luego serán procesados por AI. En diciembre de 2019, se aprobó y anunció la “Estrategia Nacional de Inteligencia”. (GLI, 2022b)

A pesar del rápido desarrollo de la industria de la IA y la creciente demanda de nueva legislación relacionada con la IA, el gobierno coreano está siendo cauteloso en revisar proyectos de ley y no ha promulgado o anunciado nuevas leyes o principios. Después de establecer numerosos principios o estándares para la IA y modificando las legislaciones existentes de 2018 a 2020, durante el 2021 no se hicieron cambios destacables en la ley relacionada con la IA, y muchos proyectos de ley para la IA están pendientes en la Asamblea Nacional.

Existen numerosos actos en vigor que están parcialmente relacionados con la sociedad de la información inteligente; por ejemplo, la Ley Marco de Informatización Inteligente, la Ley de Promoción de la Industria del Software, la Ley de Desarrollo de la Computación en la Nube y Protección de sus Usuarios, la Ley de Promoción del Desarrollo y Distribución de Robots Inteligentes, la Ley Especial de Promoción de las Tecnologías de la Información y las Comunicaciones, y la Activación de la Convergencia de los mismos, etc. La mayoría de los actos antes mencionados se refieren a cómo alentar y acelerar el desarrollo de la tecnología de la información intelectual.

Otras políticas relacionadas

En un esfuerzo por no interferir ni obstaculizar el desarrollo de la IA, Corea se está centrando en la actualidad más en la publicación de lineamientos y pautas de ética no vinculante para IA en lugar de establecer regulaciones detalladas. Siguiendo pautas éticas para la sociedad de la información inteligente (el llamado "PACTO de Seúl" (público, responsable, controlado y transparente)) en abril de 2018 y la carta de ética para la sociedad de la información inteligente en junio de 2018 publicado por el Ministerio de Ciencia y TIC ("MSIT"), el gobierno coreano anunció un estándar de ética bajo el lema "IA para la humanidad" en Diciembre de 2020 para mantenerse alineado con los estándares globales de IA. El estándar establece la dignidad humana, el beneficio público y el fin legítimo de la tecnología como tres principios fundamentales a cumplir a lo largo de la vida de una IA. En detalle, derechos humanos, privacidad, diversidad, infracción, búsqueda de un bien mayor, solidaridad, gestión de datos, la responsabilidad, la seguridad y la transparencia como 10 elementos clave que se deben mantener para cumplir con tres principios fundamentales.

4.2.3.3 Mantenimiento predictivo

Si bien no se detectó regulación específica en esta aplicación, se encontraron algunos ejemplos, de los que se reporta el caso de Hyundai.

4.2.3.3.1 Ejemplo: Diagnóstico alimentado por inteligencia artificial en Hyundai

Hyundai Motor Co, el octavo mayor fabricante de automóviles del mundo en 2017, anunció el 18 de octubre de 2018 que había desarrollado un Sistema de Diagnóstico de AI para Automóviles que utiliza la IA para diagnosticar los fallos del vehículo basándose en el ruido y un Sistema de Detección de Sensores de Golpes (KSDS) para analizar las vibraciones y determinar si un motor es anormal. El Sistema puede ejecutar un proceso complicado por sí mismo a través del aprendizaje profundo y se ha demostrado en experimentos recientes: la precisión de 10 expertos en análisis de ruido fue del 8,6%, mientras que la precisión de la IA fue del 87,6%. La empresa instalará la IA en los vehículos para diagnosticar fallos o colocarla al final de la línea de producción para identificar cualquier anomalía en los vehículos nuevos.

El Sistema de Diagnóstico de Automóviles de IA utiliza datos de IA relacionados con unos 800 fallos de motor existentes. El software de IA puede resolver un problema encontrando el área de la avería y la causa utilizando sólo el ruido, y su credibilidad se ha demostrado en las pruebas. Gracias a la tecnología de IA, puede ser posible mejorar la precisión combinando el sonido, la vibración, la temperatura y otros factores, lo que daría lugar a un sistema que podría aplicarse a todas las tecnologías mecánicas, no sólo a los autos. Dado que la IA implica aprendizaje, para mantener la calidad de los diagnósticos es necesario recoger y analizar los datos de una variedad de ruidos generados por los automóviles. Por lo tanto, es necesario utilizar el análisis de big data, la IA y la construcción de plataformas.

4.2.3.4 Monitoreo de emisiones

Marco normativo y regulatorio

4.2.3.4.1 Framework Act on Low Carbon Green Growth

La Ley Marco de Corea del Sur sobre el Crecimiento Verde con Bajas Emisiones de Carbono del 2010 (LSE, 2016) crea el marco legislativo para los objetivos de reducción de emisiones a medio y largo plazo, el cap-and-trade, el impuesto sobre el carbono, el etiquetado del carbono, la divulgación del carbono (carbon disclosure) y la expansión de las energías nuevas y renovables. La Ley Marco exige al Gobierno que establezca y aplique una estrategia nacional, planes de acción y un plan quinquenal detallado para un periodo de planificación de 20 años, que abordará diversos aspectos de la mitigación y la adaptación al cambio climático.

El marco define los principales principios de una economía verde, incluido el crecimiento verde a través de tecnologías e industrias medioambientales, y el equilibrio entre medio ambiente y economía. Se crea el Comité de Crecimiento Verde para deliberar sobre las

principales políticas y planes del Estado relacionados con el crecimiento verde con bajas emisiones de carbono.

4.2.3.4.2 Korean Emissions Trading System (ASE, 2018; Ernst Kuneman et al., 2021)

La República de Corea se ha comprometido a reducir las emisiones en un 24,4% por debajo de los niveles de 2017 para 2030 a través de su Contribución Nacionalmente Determinada (NDC) a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC). Ese mismo año, el Gobierno puso en marcha el Sistema de Comercio de Emisiones de Corea (K-ETS), el primero de este tipo en Asia Oriental, para dar una orientación política de largo plazo a los sectores de gran consumo energético. El K-ETS, que cubre más del 70% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del país procedentes de los sectores de la electricidad, industria, edificios, residuos y la aviación (nacional) mediante un sistema obligatorio de límites máximos y comercio, se ha concebido como un instrumento clave para cumplir los objetivos de mitigación de Corea.

Desde su puesta en marcha en 2015, el K-ETS se ha convertido en uno de los principales mecanismos del país para alcanzar su objetivo de reducción de emisiones. A lo largo de los años, el precio de los derechos de emisión ha aumentado gradualmente, alcanzando un máximo hacia finales de 2019, donde se mantuvo hasta mayo de 2020. A partir de ese momento, los precios empezaron a bajar en consonancia con la reducción de las emisiones de 2019 y como resultado de un descenso de la actividad económica asociado a las medidas de contención de COVID-19. Las reformas de la fase 3 (2021-2025) aprobadas en el tercer trimestre de 2020 pueden reforzar las unidades de derechos de emisión coreanas (UAE) en su recuperación tras un año bajista. Las perspectivas de una mayor ambición en el futuro, tras un cambio en el panorama político y la introducción de un objetivo de emisiones netas cero, probablemente apoyarán el precio de los derechos de emisión a largo plazo. Sin embargo, esto dependerá de la alineación de las políticas y del papel del K-ETS en la combinación de políticas más amplia.

4.2.3.4.3 Act on the Allocation and Trading of Greenhouse Gas Emissions Permits: Enforcement Decree of the Act on the Allocation and Trading of Greenhouse Gas Emission Permits (Korean Law Information Center, n.d.-b)

Antes del inicio del K-ETS, el gobierno puso en marcha los Sistemas de Gestión de Objetivos (TMS) tras una fase piloto de dos años en 2012 para recoger datos de emisiones verificadas y formar a las entidades cubiertas en el seguimiento, la notificación y la verificación de los datos de emisiones. Ese mismo año se promulgaron la "Act on the Allocation and Trading of Greenhouse Gas Emissions Permits" y el "Enforcement Decree of the Act on the

Allocation and Trading of Greenhouse Gas Emission Permits", que sentaron las bases legales para establecer el K-ETS. A continuación, en 2014, se publicó el "Master Plan for the Korea Emissions Trading Scheme", de 10 años de duración, que describe la estrategia y la ambición del régimen en todas las fases de comercio.

Desde 2015, las grandes empresas e instalaciones están cubiertas por el K-ETS, mientras que el EMS (Superior-EnMS) sigue cubriendo a las empresas e instalaciones que emiten menos de 50.000 y 15.000 tCO₂/año, respectivamente.

4.2.3.4.4 Reporting System of Energy Intensive Business

Desde 1999, KEA designa a las empresas con gran cantidad de emisiones de GEI y consumo de energía (2.000 tep) como objeto de este programa. KEA les impone objetivos de reducción y verifica y hace un seguimiento de sus resultados. Los datos y su análisis se utilizan para desarrollar políticas de racionalización del uso de la energía. De este modo, se cumple el objetivo nacional de reducir las emisiones de GEI y el consumo de energía en un 30% con respecto al escenario BAU para 2020 (KEA, n.d.-c).

4.2.3.4.5 Korea Voluntary Emission Reduction Program

Este programa del año 2005 se desarrolló para ayudar a las PYMEs que tienen problemas debido a la falta de recursos de gestión, información y tecnología a poner en marcha proyectos de reducción voluntaria de GEI. KEA ofrece apoyo financiero y tecnológico para alentarlas a participar en el Programa de Reducción Voluntaria de Emisiones de Corea (KVER) y ayudarlas a mejorar su competitividad. KEA evalúa los proyectos nacionales de reducción de GEI en función de sus estrictos criterios y registra la reducción potencial de cada proyecto. A continuación, KEA evalúa y verifica los resultados obtenidos durante la duración de los proyectos (5 años) para certificar la reducción de GEI (Climate Policy Database, 2005; KEA, n.d.-b).

4.2.3.4.6 KoDi: Korea Digital Development Program

La Iniciativa de Desarrollo Digital de Corea (KoDi) fue lanzada en julio de 2021 por la Digital Development Global Practice del Banco Mundial y la Oficina del Grupo del Banco Mundial en Corea. La iniciativa, de tres años de duración, tiene como objetivo ayudar a los países de ingresos bajos y medios a acelerar la transformación digital basada en los datos, segura y ecológica, mediante el intercambio de conocimientos sobre prácticas de reforma recientes y la prestación de asistencia técnica específica para cada país.

La iniciativa aprovecha la experiencia y las mejores prácticas de Corea, así como de otros países digitales avanzados, para construir ecosistemas de datos, estimular la innovación

digital ecológica y aprovechar las grandes oportunidades económicas y sociales de la transformación digital impulsada por los datos. Se basa en el Informe sobre el Desarrollo Mundial 2021: Datos para una vida mejor, y el New Deal coreano.

El programa se basa en tres pilares que refuerzan los fundamentos para permitir una transformación digital inclusiva, resistente y ecológica.

- Pilar 1: Habilitar ecosistemas de datos eficaces
- Pilar 2: Reforzar la confianza digital
- Pilar 3: Reforzar el nexo digital-verde

En el pilar 3 se hace hincapié en el papel de lo digital para afrontar los retos del cambio climático, KoDi se centra en la identificación de soluciones -desde tecnologías innovadoras hasta políticas- en el camino hacia la descarbonización del sector de las TIC y el aumento de las intervenciones de adaptación basadas en datos a nivel nacional y local (World Bank, n.d.).

4.2.4 Usuario final

4.2.4.1 Comercialización, facturación y orientación al usuario

Políticas relacionadas

En 2018 se anunció el 2do Plan Maestro de Redes Inteligentes, el cual se enfoca en el desarrollo de modelos de negocios que apuntan en capitalizar las redes inteligentes para su comercialización. Entre los proyectos que buscaba implementar se encontraba el mercado de comercialización de energía para fuentes de energía distribuidas pequeñas (Kang, 2020). Existen dos limitantes en el caso coreano para el desarrollo de redes inteligentes orientada al usuario: (i) los precios de energía de Corea del Sur están entre los más bajos del mundo, lo que dificulta generar incentivos que impulsen el desarrollo de otros servicios energéticos del ámbito de las redes inteligentes; (ii) KEPCO mantiene una posición monopólica en el mercado de comercialización, y además mantiene propiedad de los datos generados en el sector de electricidad (Kang, 2020).

4.2.4.2 Pay-for-performance (P4P)

De acuerdo a los análisis realizados, actualmente no existiría una normativa que regule o promueva P4P.

4.2.4.3 Agregación de demanda y prosumidores

Políticas relacionadas

Desde el año 2005 que Corea del Sur comenzó a tener políticas de net-metering para pequeños productores de energía solar (IEA, 2020c).

Korea's Renewable Energy 3020 Plan (KEA, 2017) es una política pública que busca regular e incentivar la transición a energías renovables en Corea. Una de las medidas de este plan incluye incentivar el uso de energía solar en edificios. El objetivo es que estos edificios cumplan el rol de prosumidores en la red eléctrica, lo cual aumenta la resiliencia de la red. El incentivo se realizó mediante la disminución de la cuenta eléctrica del mes siguiente, sin embargo, esta medida no fue exitosa y lo adeudado por el gobierno se acumulaba por varios meses (KEA, 2017). El año 2016 se aumentó de 50 kW a 1000 kW la cantidad de energía aportada que es elegible para remuneración. (MOTIE, 2016) Actualmente, pequeños productores de energía solar pueden realizar contratos de net-billing con KEPCO, beneficiándose de pagos en efectivo o mediante créditos a su favor en la cuenta eléctrica. Estos productores también pueden hacer contratos de suministro de energía a un plazo de 20 años, el mismo contrato se puede realizar para productores medianos (IEA, 2021).

4.3 Revisión marco regulatorio Australia

Mapa regulatorio y normativo - Redes inteligentes, Australia

| | Leyes | Reglamentos | Normativas | Otras políticas públicas | Metas |
|--|---|--|---|--|-------|
| Subestación inteligente en transmisión | | | AS 61850 Communication networks and systems in substations (2005) <ul style="list-style-type: none"> es idéntico al estándar IEC 61850 | | |
| Automatización de la distribución | | Statutes Amendment (Smart Meters) Act 2013 <ul style="list-style-type: none"> Define medidor inteligente, los servicios que pueden ofrecer, las tarifas a las cuales pueden someterse, entre otros. Define las reglas iniciales relacionadas con la protección del consumidor y los medidores inteligentes. | | | |
| Gestión de demanda | National Electricity Law <ul style="list-style-type: none"> Establece el mercado eléctrico nacional National Energy Retail Law <ul style="list-style-type: none"> Establece la comercialización | National Electricity Amendment, Rule 2020 No. 9 <ul style="list-style-type: none"> Actualiza el mecanismo de participación de la gestión de la demanda en el mercado mayorista del sistema eléctrico australiano. National Electricity Amendment, Rule 2015 y National Energy Retail Amendment, Rule 2015 <ul style="list-style-type: none"> Normativa que aumenta la competencia en los servicios relacionados con los medidores inteligentes. Los comercializadores de energía pasaron a ser los encargados de realizar la medición de energía e instalaciones de estos equipos. National Electricity Amendment (Technical standards for distributed energy resources) Rule 2021 No. 1 <ul style="list-style-type: none"> Norma técnica que define los estándares de los recursos energéticos distribuidos. | Estándar AS/NZS 4777.2 – Inverter Requirements standard <ul style="list-style-type: none"> Estándar de conexión de los inversores utilizados por los recursos distribuidos de generación. Estándar AS 4755-Demand Response Capabilities and Supporting Technologies for Electrical Products <ul style="list-style-type: none"> Estándar que permite a los recursos distribuidos poder participar de los servicios de gestión de la demanda. Corresponde a un estándar desarrollado por Australia. | Review of the regulatory framework for metering services (AEMC, Septiembre 2021) <ul style="list-style-type: none"> Establece una serie de recomendaciones de la AEMC para acelerar la penetración de medidores inteligentes. Smart Demand Response Capabilities for Selected Appliances. <ul style="list-style-type: none"> Recomendaciones del Equipment Energy Efficiency (E3) Committee para que algunos tipos de artefactos eléctricos que se vendieran en el país fueran compatibles con la capacidad gestionar demanda. | |
| Micro-redes | | National Electricity Amendment (Regulated stand-alone power systems) Rule 2022 National Energy Retail Amendment (Regulated stand-alone power systems) Rule 2022 <ul style="list-style-type: none"> Permite que empresas distribuidoras puedan entregar suministro eléctrico a sus clientes a través de sistemas eléctricos autónomos. Asimismo, la normativa regula los estándares de calidad de suministro de los sistemas eléctricos autónomo. | | Regional Australia Microgrid Pilots Program <ul style="list-style-type: none"> Programa que tiene como objetivo fomentar el desarrollo de microredes | |
| Generador virtual | | Market Ancillary Service Specification (AEMO, diciembre 2021) <ul style="list-style-type: none"> Requisitos de medición para que los “Recursos Energéticos Distribuidos” (entre los cuales se incluye las Plantas Virtuales) participen en el mercado de Servicios Complementarios para el control de frecuencia | | NEM Virtual Power Plant (VPP) Demonstrations Program (AEMO, 2019) <ul style="list-style-type: none"> Define los requerimientos exigidos a las Plantas Virtuales que quieran participar del programa piloto: participación en el mercado de energía y servicios complementarios de frecuencia, los requerimientos de medición, exigencias de ciberseguridad, entre otros . | |
| Ámbito en general | | | | | |
| Aspectos transversales | Privacy Act 1988 <ul style="list-style-type: none"> Regulan de manera general los datos personales y privacidad de las personas frente al Estado | National Electricity Rules <ul style="list-style-type: none"> Cap. 4: regulan los aspectos eléctricos de la seguridad de la red. | Australian Energy Sector Cyber Security Framework <ul style="list-style-type: none"> Está inspirado en el modelo C2M2 del DoE, EEUU | Roadmap for Standards and the Future of Distributed Electricity <ul style="list-style-type: none"> La futura red eléctrica debe soportar la innovación de productos y sistemas La interoperabilidad y armonización como parte central Energía y seguridad de los datos a nivel técnico y de políticas Consideración de estándares internacionales | |

Mapa regulatorio y normativo - Industria, Australia

| | Leyes | Reglamentos | Normativas | Otras políticas públicas | Metas |
|---|--|-------------|--|---|--|
| Gestión de energía | | | Energy audit standards AS/NZS 3598.2:2014 <ul style="list-style-type: none"> Proporciona información para determinar la eficiencia del consumo de energía, identificar oportunidades de ahorro de energía y de costos y poner de relieve las posibles mejoras de los procesos y la productividad. | Energy Efficiency Opportunities (EEO) Programme de 2006 <ul style="list-style-type: none"> Empresas que utilizan más de 0,5 PJ al año debían realizar una evaluación de oportunidades de EE cada cinco años e informar públicamente los resultados de dicha evaluación. Abarcaba aproximadamente 450 empresas de todos los sectores Energy Efficient Communities Program – businesses de 2019 <ul style="list-style-type: none"> Entrega 40 millones de dólares en subvenciones para ayudar a empresas y grupos comunitarios a reducir sus facturas de energía y emisiones. National Energy Analytics Research program <ul style="list-style-type: none"> Construye una capacidad continua de análisis de datos de vanguardia que mejorará la previsión y la planificación de la energía desvelando los misterios del comportamiento energético australiano para avanzar hacia un futuro energéticamente eficiente. | |
| Automatización y optimización de procesos | | | | | |
| Monitoreo de emisiones | Schedule 1 of the Protection of the Environment Operations Act 1997 (POEO Act) <ul style="list-style-type: none"> EPA regula actividades industriales mediante licencias de protección del medio ambiente, programas de reducción de la contaminación, licencias basadas en la carga y políticas específicas | | Continuous Emission Monitoring System (CEMS) Code for Stationary Source Air Emissions. <ul style="list-style-type: none"> Establece requisitos para el diseño, instalación, rendimiento, mantenimiento y verificación de los sistemas de monitoreo continuo de emisiones para fuentes atmosféricas estacionarias | Australia’s climate change strategies <ul style="list-style-type: none"> Estrategia a largo plazo y medidas nacionales de Australia | Reducción de las emisiones de GEI a 43% por debajo de los niveles de 2005 para 2030 (NDC). |
| Mantenimiento predictivo | | | | | |
| Ámbito en general | | | | | |
| Aspectos transversales | | | | | |

Mapa regulatorio y normativo - Usuario final, Australia

| | Leyes | Reglamentos | Normativas | Otras políticas públicas | Metas |
|--|--|--|------------|--------------------------|---|
| Comercialización, facturación y orientación al usuario | <p>National Energy Retail Law</p> <ul style="list-style-type: none"> Establece los estados a los que aplica, el objetivo nacional de comercialización de energía, contratos de mercado, entre otros. | <p>National Energy Retail Rules</p> <ul style="list-style-type: none"> Detalla la relación entre distribuidoras, comercializadores y clientes, además de las obligaciones de cada uno. <p>National Energy Retail Regulations</p> <ul style="list-style-type: none"> Definiciones de clientes y oferentes grandes y pequeños, penalidades y estructuras de tarifas. | | | |
| Pay-for-performance (P4P) | | | | | |
| Agregación de demanda y prosumidores | | <p>Smart Demand Response Capabilities for Selected Appliances</p> <ul style="list-style-type: none"> Requerimientos para aire acondicionado, termos o calentadores de agua eléctricos, bombas de piscinas y vehículos eléctricos | | | <p>Hoja de Ruta para la Transformación de la Red Eléctrica</p> <ul style="list-style-type: none"> 35% de toda la electricidad en Australia será generada por los clientes en 2050, utilizando energía solar en los tejados y almacenamiento en baterías |
| Ámbito en general | <p>National Energy Customer Framework</p> <ul style="list-style-type: none"> Instrumentos legales los cuales regulan la venta y suministro al por menor de electricidad y gas. | | | | <p>Smart Demand Response Capabilities for Selected Appliances</p> <ul style="list-style-type: none"> Metas de cumplimiento del estándar AS 4755: Julio 2024: aire acondicionado y calentadores agua caliente Julio 2026: cargadores/descargadores de vehículos eléctricos |
| Aspectos transversales | <p>Privacy Act 1988</p> <ul style="list-style-type: none"> Regula de manera general los datos personales y privacidad de las personas frente al Estado, empresas u otras personas. | | | | |

Institucionalidad

La legislación que establece el marco de desarrollo del sector energético en Australia corresponde al Australian Energy Market Agreement, originalmente promulgado en 2004, y con enmiendas hasta su versión de 2013 (*Notice of Amendment of the Australian Energy Market Agreement, 2013*), que establece acuerdos de organización del sector de energía entre los distintos territorios de Australia. Anterior a este acuerdo, desde 1998, los mercados energéticos eran operados por el National Energy Market. A partir del acuerdo, la gobernanza establecida por el Energy National Cabinet Reform Committee (ENCRC) incluye a tres instituciones (AEMC, n.d.-b):

- El Australian Energy Market Commission (AEMC), agencia reguladora de mercado, vela por proteger a los consumidores y lograr un balance entre costos, confiabilidad y seguridad energética.
- El Australian Energy Regulator (AER), que monitorea y regula los mercados competitivos de electricidad y gas.
- El Australian Energy Market Operator (AEMO), que opera los mercados de electricidad y gas.

Marco normativo y regulatorio

Las tres leyes clave en el ámbito energético son:

- La National Electricity Law (NEL), que regula la operación y el mercado eléctrico de Australia. Las “National Electricity Rules (NER)” (AEMC, n.d.-e) se elaboran en el contexto de la NEL y rige la operación del Mercado Eléctrico Nacional. En esta normativa se determina cómo las empresas pueden operar y participar en el mercado de la generación y comercialización, y también rige la regulación económica del sistema de transmisión y distribución de electricidad.
- La National Gas Law (NGL) establece obligaciones para gasoductos, mercados de gas y *bulletin board*. En el contexto de esta ley se desarrollan las “National Gas Rules” (AEMC, 2022) que gobiernan el acceso a gasoductos, la operación de mercados de corto plazo en Brisbane, Sydney y Adelaida, el mercado de Victoria, el *supply hub* y el *bulleting board*, entre otros.
- La “National Energy Retail Law (NERL)” y “National Energy Retail Rules (NERR)” (AEMC, n.d.-d) regulan el suministro y la venta de gas y electricidad de las empresas comercializadoras y distribuidoras a sus clientes.

- El Competition and Consumer Act de 2010, que en su Part IIIAA establece el Australian Energy Regulator (AER). Junto con AEMC, que vela por la regulación y desarrollo del mercado energético, el AER es encargado de monitorear y fiscalizar el cumplimiento de la legislación energética.

Existe además una asociación independiente de defensa del consumidor denominada “Energy Consumers Australia” (ECA), establecida en 2015 como iniciativa del Council of Australian Governments (COAG), que defiende los intereses de los consumidores en temas estratégicos de mercados de energía.

La regulación asociada a los distintos usos y aplicaciones digitales se han incorporado a través de adendas o modificaciones a estas normativas (“National Electricity Amendment” o “National Energy Retail Amendment”), las cuales se describen en las siguientes secciones.

4.3.1 Aspectos transversales:

4.3.1.1 Ciberseguridad

El “Australian Energy Market Operator” (AEMO) , junto a la industria y el “Department of Industry, Science, Energy and Resources” han desarrollado un plan para la ciberseguridad del sector energético llamado “Australian Energy Sector Cyber Security Framework” (AESCSF) (AEMO, 2022). Este plan se ha desarrollado frente a nuevos ciberataques alrededor del mundo, los cuales ponen en peligro el suministro energético, la salud de los ciudadanos y la economía del país. Este programa está inspirado en el modelo C2M2 (US DoE, n.d.), desarrollado por el Departamento de Energía de Estados Unidos. Se mantuvo el núcleo del modelo, pero se modificó para adecuarlo a la regulación australiana, dentro de lo cual se destaca la regulación sobre privacidad.

En el capítulo 4 de la ley National Electricity Rules (NER) (AEMC, n.d.-c), llamado “Power System Security”, se regulan los aspectos eléctricos de la seguridad de la red, pero algunas normas tienen relevancia respecto a la ciberseguridad. Asimismo, en la National Electricity Law (NEL), se regula la seguridad de la red y se crean órganos responsables de la regulación del sector. Estas instituciones son la “Australian Energy Market Operator” (AEMO) y la “Energy Security Board”. La AEMO ha tenido un rol relevante en la creación de políticas públicas respecto a la seguridad de la red.

Australian Cyber Security Center (ACSC) es un organismo del Estado federal dedicado a mejorar la ciberseguridad en múltiples sectores del país. Una de sus funciones es trabajar en conjunto con empresas privadas para que estas mejoren sus estándares, haciendo

hincapié en la infraestructura crítica del país. Para lo anterior, la ACSC diseñó el “Information Security Manual” (ISM), para que diversas organizaciones (especialmente de IC) puedan aplicarlo para proteger su información y sistemas (ACSC, 2022).

En la “Privacy Act 1988” se regulan de manera general los datos personales y privacidad de las personas frente al Estado, empresas u otras personas (se hace distinciones respecto al tamaño de la empresa y otras específicas). Las tecnologías revisadas en el informe utilizan datos de sus usuarios, los cuales podrían estar dentro de la categoría de dato personal, por lo que se debe tener en cuenta su protección en el almacenamiento y tratamiento de estos (Federal Register of Legislation, 1988).

4.3.1.2 Trazabilidad

El sector energético australiano está muy regulado por varios organismos, como la AEMC, el AEMO, la Junta de Seguridad Energética (ESB) y el Foro Ministerial de Regulación Energética (EMRF), con una serie de leyes y salvaguardias para garantizar que el acceso a la energía sea fiable, seguro y asequible.

Esto es, por supuesto, algo bueno - pero significa que blockchain, todavía considerada una tecnología "emergente" por muchos, tendrá que ganarse la confianza de estos reguladores antes de que pueda integrarse significativamente en el mercado.

Sin embargo, la Hoja de Ruta para la Transformación de la Red Eléctrica (Energy Networks Australia, 2017) reveló que, para 2027, dos de cada cinco clientes utilizarán sus propios recursos energéticos, con 29 gigavatios de energía solar y 34 gigavatios hora de baterías. Más del 35% de toda la electricidad en Australia será generada por los clientes en 2050, utilizando energía solar en los tejados y almacenamiento en baterías. Esto abre muchas posibilidades a los sistemas de comercialización basados en blockchain que podrían ofrecer a los sistemas de distribución de electricidad de Australia opciones alternativas en lugar de construir soluciones tradicionales de postes y cables. Las redes podrían depender de los servicios de apoyo a la red de millones de clientes.

La start-up australiana PowerLedger ha sido calificada recientemente como uno de los cinco "Ubers de la energía" por su potencial para crear una transformación rupturista de los modelos de negocio tradicionales. La empresa utiliza la tecnología blockchain para ofrecer un mecanismo de negociación y compensación de mercado transparente, automatizado y auditable para la venta del exceso de energía renovable. La energía se produce in situ en complejos residenciales y comerciales de varias unidades y en empresas y hogares conectados a la red de distribución.

En una prueba realizada en Busselton (Australia Occidental), el sistema Power Ledger utiliza la cadena de bloques para permitir a los residentes comerciar con la electricidad entre ellos a un precio superior al de las tarifas de alimentación disponibles, pero inferior al de las tarifas minoristas residenciales, lo que supone un incentivo para que más promotores instalen energía fotovoltaica en los tejados de las urbanizaciones. Esta prueba incluye 20 hogares y un club que han sido equipados con miniordenadores Raspberry Pi para controlar su consumo de energía.

Power Ledger permite seguir cada unidad de electricidad desde el punto de generación hasta el punto de consumo dentro del edificio en el que se genera, o cuando se vende a otros consumidores, utilizando la red local de distribución de electricidad. Power Ledger utiliza un sistema de comercio entre pares que permite a los propietarios de activos de energía renovable decidir si quieren vender su excedente de energía, cuándo y a qué precio.

4.3.1.3 Interoperabilidad

Desde el sector industrial, el consorcio Energy Networks Australia decidió realizar una planificación de la estandarización de las redes eléctricas en el año 2016. Después de realizar rondas de discusión y talleres de trabajo con la industria, consumidores y gobierno, recogieron los resultados con la identificación de los estándares más relevantes para su uso en Australia, y a su vez, definieron la hoja de ruta para las futuras redes de distribución. El reporte, titulado “Roadmap for Standards and the Future of Distributed Electricity”, (2017) (Energy Networks Australia, 2017) fue mandado por Standards Australia. Los principios rectores que se consideraron en la definición de la hoja de ruta fueron:

- La futura red eléctrica debía soportar la innovación de productos y sistemas, y la renovación de la red manteniendo niveles apropiados de seguridad y confiabilidad del sistema.
- La interoperabilidad y armonización hicieron parte central de la discusión siendo parte del plan global y no solo un área vertical a abordar
- Energía y seguridad de los datos debían considerarse tanto a nivel técnico como a nivel de políticas para asegurar que el sistema fuera viable durante su transformación.
- Consideración de estándares internacionales y su aplicación nacional a partir de la identificación de estándares identificados por los stakeholders claves.

4.3.2 Redes inteligentes

4.3.2.1 Subestación inteligente en transmisión

Marco normativo y regulatorio

Desde el año 2005 Australia ha adoptado el estándar AS 61850 el cual es idéntico al estándar IEC 61850.

Ejemplos/experiencias de proyectos encontrados

A continuación, se muestran algunas experiencias de subestaciones inteligentes en Australia: que utilizan el estándar IEC 61850²¹:

- La reconstrucción de la subestación Preston Zone Substation en la red eléctrica de Jemena, estado de Victoria,
- Subestación Avon 330kV Switching Station de la empresa de transmisión TransGrid.

4.3.2.2 Automatización de la distribución

Marco normativo y regulatorio

La enmienda de estatutos del año 2013 sobre medidores inteligentes (South Australia, 2013) corresponde a una rectificación de la Ley Nacional de Electricidad (NEL) de 1996 y la Ley Nacional de Comercialización de Energía (NERL) de 2011. En esta enmienda se define lo que es un medidor inteligente, los servicios que pueden ofrecer, las tarifas a las cuales pueden someterse, entre otros. Además, se ingresan artículos que definen las reglas iniciales relacionadas con la protección del consumidor y los medidores inteligentes.

Metas asociadas

No existe una meta declarada, pero de acuerdo al reporte emitido por la AEMC, esta recomienda lograr el 100% de adopción de medidores inteligentes al 2030²².

4.3.2.3 Gestión de Demanda

Institucionalidad

- Australian Energy Market Operator (AEMO)
- Australian Energy Market Commission (AEMC)

²¹ <https://www.zinfra.com.au/case-study/future-proofing-the-network-with-smart-substations>

²² <https://www.aemc.gov.au/news-centre/media-releases/metering-review-smarter-energy-future>

- Australian Energy Regulator

Marco normativo y regulatorio

Australia define distintos esquemas de participación de gestión de la demanda: Participación de la demanda en el mayorista de la energía (por ejemplo, variando la demanda ante cambios en el precio de la energía); variación de la demanda ante contingencias críticas (por ejemplo, salida de una central de gran tamaño o desconexión de un volumen de carga importante); planificación de la transmisión (por ejemplo, usando la respuesta a la demanda para retrasar o eliminar la necesidad de aumentar la red); y servicios complementarios (por ejemplo, variación de la demanda para el control de frecuencia).

4.3.2.3.1 Wholesale demand response mechanism, Rule determination (AEMC, 11 June 2020²³) y National Electricity Amendment (Wholesale demand response mechanism) Rule 2020 No. 9

Este cambio normativo actualiza el mecanismo de participación de la gestión de la demanda en el mercado mayorista del sistema eléctrico australiano. Bajo este reglamento se facilita la participación de consumidores para que participen del servicio de gestión de la demanda ya sea directamente o a través de un “agregador”.

El reglamento está enfocado principalmente en promover la participación de grandes consumidores, dejando de lado la participación de los clientes de baja demanda en el mercado de los servicios complementarios (o “regulados” como se conoce en Chile). El reglamento esgrime razones técnicas y económicas para no incluir este tipo de clientes en el corto plazo. No obstante lo anterior, se espera que en el mediano y largo plazo puedan participar.

4.3.2.3.2 National Electricity Amendment (Expanding competition in metering and related services) Rule 2015 y National Energy Retail Amendment (Expanding competition in metering and related services) Rule 2015

Los clientes con medidores inteligentes pueden acceder a tarifas horarias (Time-of-Use Network Tariffs) con el objeto de incentivar el consumo eléctrico en aquellas horas de menores precios y desincentivar el consumo en las horas de precios altos y mayor estrechez energética.

²³ Las modificaciones a la regulación existente van a acompañadas de un documento técnico que justifica dichos cambios.

Este cambio normativo, que entró en vigencia en diciembre de 2017, tenía como objetivo aumentar la competencia en los servicios relacionados con los medidores inteligentes. Los comercializadores de energía pasaron a ser los encargados de realizar las mediciones de energía e instalaciones de estos equipos. Previo a este cambio normativo la empresa distribuidora era la encargada de proveer del servicio de medición. Los comercializadores están obligados a instalar medidores inteligentes en nuevas conexiones (por ejemplo, una casa o departamento nuevo) y si el medidor está defectuoso o ha llegado al final de su vida útil y necesita ser reemplazado.

4.3.2.3.3 Review of the regulatory framework for metering services (AEMC, 2021)

A pesar de los cambios regulatorios introducidos en el año 2015, la participación de los medidores inteligentes sigue siendo baja, a excepción del estado de Victoria donde los medidores inteligentes son obligatorios. En los otros estados existe una participación en promedio de 25%. Este documento establece una serie de recomendaciones de la AEMC para acelerar la penetración de medidores inteligentes.

4.3.2.3.4 National Electricity Amendment (Technical standards for distributed energy resources) Rule 2021 No. 1

Norma técnica que define los estándares de los recursos energéticos distribuidos. La Norma exige que todos los generadores micro integrados nuevos o de reemplazo que se conectan a las redes de distribución cumplan con los Estándares Técnicos establecidos en el estándar australiano AS 4777.2:2020. La propuesta original (solicita por AEMO) buscaba exigir este estándar a los siguientes equipos: generación distribuida de pequeña y mediana escala (como la energía solar fotovoltaica), el almacenamiento de energía (como las baterías a pequeña y mediana escala y los vehículos eléctricos que pueden suministrar energía desde el vehículo al sistema de energía) y las cargas controlables (aire acondicionado, calentadores de agua eléctrico, bombas de piscina y vehículos eléctricos) que se conectan al sistema de distribución. Sin embargo, dado que la intención de la norma técnica DER es principalmente abordar los impactos potenciales que la generación de energía solar fotovoltaica doméstica, la Comisión encargada de elaborar la norma consideró apropiado que el requisito para cumplir con la norma técnica se centre en los sistemas solares fotovoltaicos. No obstante lo anterior, el término generación “micro integrada”, también puede aplicarse a otros dispositivos como baterías residenciales y vehículos eléctricos.

4.3.2.3.5 Estándar AS/NZS 4777.2 – Inverter Requirements standard

Estándar de conexión de los inversores utilizados por los recursos distribuidos de generación.

4.3.2.3.6 Smart Demand Response Capabilities for Selected Appliances.

Si bien los clientes regulados no participan de los servicios de gestión de demanda para participar del mercado de servicios complementarios, en noviembre de 2019 el Consejo de Gobiernos de Australia (Council of Australian Governments) decidió aceptar las recomendaciones del Equipment Energy Efficiency (E3) Committee para que algunos tipos de artefactos eléctricos que se vendieran en el país fueran compatibles con la capacidad gestionar demanda (Decision The Regulation Impact Statement o DRIS²⁴). En principio, la lista de artefactos eléctricos a los cuales se le exigiría este requerimiento son los siguientes: aire acondicionado, termos o calentadores de agua eléctricos, bombas de piscinas y vehículos eléctricos. El estándar que se exigiría para estos equipos es el AS 4755 el cual corresponde a un estándar desarrollado por Australia. El cronograma requiere que los fabricantes de aire acondicionado y calentadores agua caliente eléctricos ofrezcan electrodomésticos equipados con el estándar AS 4755 antes del 1 de julio de 2023, controladores de bombas de piscinas antes del 1 de julio de 2024 y cargadores/descargadores de vehículos eléctricos antes del 1 de julio de 2026. Las exigencias de este estándar se realizarán en el contexto de la norma Greenhouse and Energy Minimum Standards (GEMS) Act 2012²⁵, la cual regula los estándares de emisiones de gases de efecto invernadero y consumo energético de distintos tipos de equipos.

²⁴ Smart Demand Response Capabilities for Selected Appliances. Disponible <https://www.energyrating.gov.au/document/regulation-impact-statement-decision-smart-demand-response-capabilities-selected-appliances>

²⁵ <https://www.energyrating.gov.au/node/380>



Figura 4.15: Ejemplo de artefactos eléctricos afectados a regulación

Dicha propuesta fue revisada por distintas autoridades e instituciones de este país (ver por ejemplo, referencias en notas de pie)²⁶²⁷.

En la última modificación reglamentaria “National Electricity Amendment (Technical standards for distributed energy resources) Rule 2021 No. 1” (Febrero 2021) solo se incluyeron las exigencias de norma asociadas al funcionamiento de los inversores (AS 4777.2:2020) y no incluyó la exigencia de norma AS 4755.

4.3.2.3.7 Estándar AS 4755-Demand Response Capabilities and Supporting Technologies for Electrical Products

Estándar que permite a los recursos distribuidos poder participar de los servicios de gestión de la demanda. Corresponde a un estándar desarrollado por Australia.

4.3.2.4 Micro-redes Institucionalidad

- Australian Renewable Energy Agency (ARENA)

²⁶<https://obpr.pmc.gov.au/published-impact-analyses-and-reports/telecommunications-amendment-local-access-lines-classcapabilitycapacity>

²⁷ <https://electricvehiclecouncil.com.au/wp-content/uploads/2021/07/2021-EVC-Submission-on-SA-DR-2.pdf>

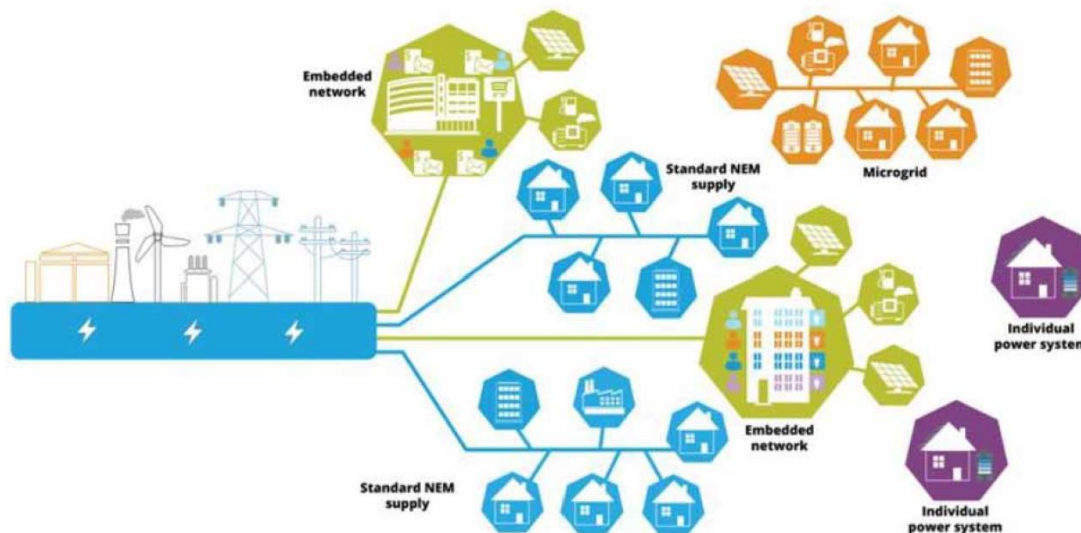
- Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water

Marco normativo y regulatorio

4.3.2.4.1 National Electricity Amendment (Regulated stand-alone power systems) Rule 2022(South Australia, 2022a) y National Energy Retail Amendment (Regulated stand-alone power systems) Rule 2022(South Australia, 2022b)

En febrero de 2022 se publicó una actualización de la normativa que regula los sistemas eléctricos autónomos (stand-alone power systems en inglés). La Figura 4.16 muestra los tipos de conexiones de los clientes para obtener su suministro eléctrico. Las micro-redes y los sistemas de potencia individuales caen dentro de la categoría “sistemas eléctricos autónomos”.

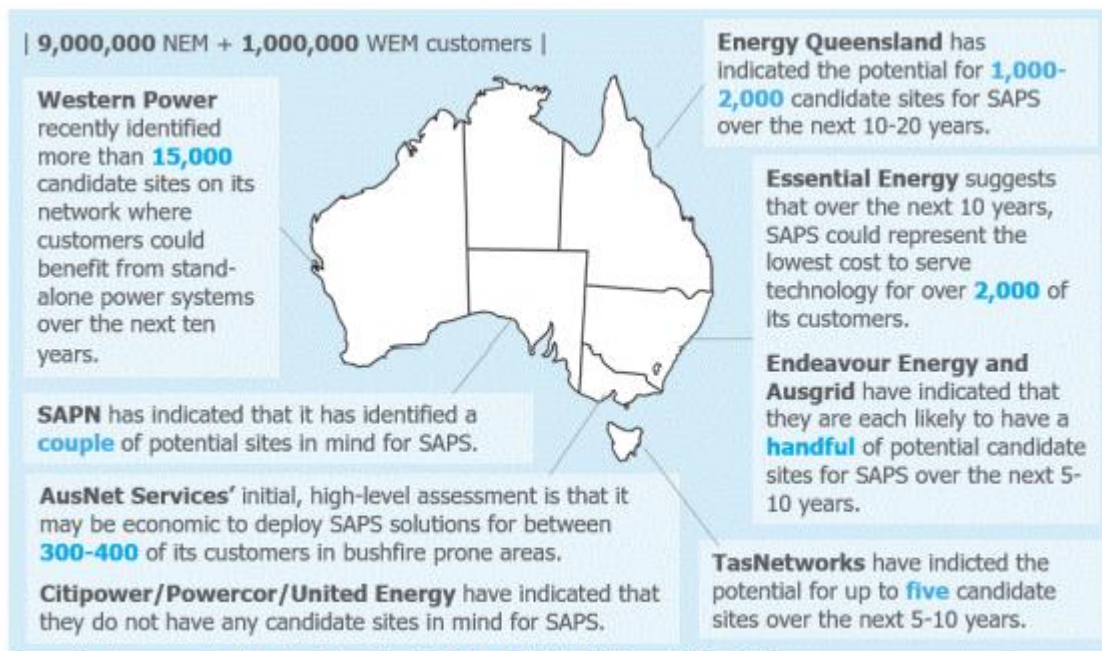
Los cambios regulatorios tienen como objetivo permitir que las empresas distribuidoras pudieran entregar suministro eléctrico a sus clientes a través de sistemas eléctricos autónomos, en la medida que este tipo de solución sea económicamente más eficiente que el suministro tradicional mediante conexiones al sistema de distribución. Asimismo, la normativa regula los estándares de calidad de suministro de los sistemas eléctricos autónomos (AEMC, 2020).



Source: AEMC

Figura 4.16: Micro-red de Kalbarri

La Figura 4.17 muestra el potencial de sistemas eléctricos autónomos que se podrían desarrollar en el sistema eléctrico australiano.



Source: Numbers regarding the potential uptake of SAPS provided by DNSPs as of May 2020.

Figura 4.17: Potencial de micro-redes

Otras políticas relacionadas

La agencia de energías renovables de Australia (ARENA) tiene un programa de pilotos de micro-redes regionales (RAMPP) el cual entrega financiamiento de hasta 50 M AUD con el fin de aumentar la confiabilidad y resiliencia de suministro. Los requisitos para recibir financiamiento son los siguientes:

- Contribución a los objetivos del programa
- Aptitud y capacidad del solicitante
- Diseño y metodología del proyecto
- Viabilidad financiera y compromiso de cofinanciamiento

Existen 3 tipos de proyectos que se incluyen en el programa: Micro-redes conectadas a la red, sistemas autónomos de energía y micro-redes remotas aisladas (ARENA, n.d.).

Ejemplos/experiencias de proyectos encontrados

La ciudad costera de Kalbarri, en Australia Occidental, se alimenta con una solución energética renovable que utiliza generación solar y eólica junto con almacenamiento en baterías. La recientemente inaugurada micro-red de Kalbarri es una red eléctrica de pequeña escala conectada a la red eléctrica principal para ayudar a cubrir la demanda punta

y mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico de la ciudad (Figura 4.16). La micro-red utiliza generación local y almacenamiento de energía para suministrar a la ciudad cuando se interrumpe la conexión a la red²⁸.

4.3.2.5 Generador Virtual Institucionalidad

- Australian Energy Market Operator (AEMO)

Marco normativo y regulatorio

4.3.2.5.1 Market Ancillary Service Specification (AEMO, diciembre 2021)

El Operador del Mercado de Australia (AEMO) terminó de realizar una consulta pública sobre los requisitos de medición para que los “Recursos Energéticos Distribuidos” (entre los cuales se incluye las Plantas Virtuales) participen en el mercado de Servicios Complementarios para el control de frecuencia (Frequency Control Ancillary Services o FCAS como se denomina en sistema eléctrico australiano). Dicho documento hace referencia a las pruebas que recientemente se han realizado con un piloto de Planta Virtual para proveer el servicio auxiliar de control de frecuencia por contingencia (Contingency FACS).

4.3.2.5.2 NEM Virtual Power Plant (VPP) Demonstrations Program (AEMO, 2019)

Documento que define los requerimientos exigidos a las Plantas Virtuales que quieran participar del programa piloto. Se describe la forma de participar en el mercado de energía y servicios complementarios de frecuencia, los requerimientos de medición, exigencias de ciberseguridad, entre otros aspectos²⁹.

Ejemplos/experiencias de proyectos encontrados

El año 2021 se realizó un proyecto demostrativo³⁰ de una Planta Virtual la cual tenía los siguientes objetivos:

- Demostrar las capacidades de las Plantas Virtuales para entregar energía a la red y proveer de servicios complementarios de control de frecuencia.
- Permitir al operador de mercado (AEMO) visualizar los efectos de la integración de Plantas Virtuales en el sistema eléctrico australiano.

²⁸ <https://www.westernpower.com.au/our-energy-evolution/projects-and-trials/kalbarri-microgrid/>

²⁹ https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/der/2021/nem-vpp-demonstrations_final-design.pdf?la=en

³⁰ <https://aemo.com.au/initiatives/major-programs/nem-distributed-energy-resources-der-program/der-demonstrations/virtual-power-plant-vpp-demonstrations>

- Evaluar los arreglos regulatorios actuales que afectan la participación de las Plantas Virtuales en los mercados de energía y servicios complementarios de control de frecuencia, e informar los arreglos nuevos o modificados cuando corresponda.
- Proporcione información sobre cómo mejorar la experiencia de los consumidores con las Plantas Virtuales en el futuro.
- Comprender qué medidas de seguridad cibernética implementan actualmente las Plantas Virtuales y si sus capacidades de seguridad cibernética deben aumentarse en el futuro.

4.3.3 Industria

4.3.3.1 Gestión de la energía

Institucionalidad

La Australian Energy Market Operator (AEMO) dentro de sus funciones fiscalizadoras y reguladoras ha generado diversos programas para el apoyo de los sistemas de gestión de energía en el sector energético, los cuales se expondrán a continuación. AEMO también ha trabajado en conjunto con la Organización de Investigación Científica e Industrial del Commonwealth (CSIRO) en políticas de sistematización de bases de datos.

Marco normativo y regulatorio

4.3.3.1.1 Energy audit standards AS/NZS 3598.2:2014 - industrial and related activities

Esta norma ha sido elaborada por el Joint Standards Australia/Standards New Zealand Committee EN-001, Energy Auditing, para sustituir, en parte, a la norma AS/NZS 3598:2000, Energy audits. Las auditorías energéticas son una parte integral del proceso de gestión de la energía. Proporcionan información esencial para determinar la eficiencia del consumo de energía, identificar las oportunidades de ahorro de energía y de costos y poner de relieve las posibles mejoras de los procesos y la productividad. En la mayoría de los casos, la puesta en práctica de las recomendaciones de las auditorías energéticas supondrá un notable ahorro. Esta norma ayuda a las organizaciones a decidir el tipo de auditoría adecuado para sus operaciones industriales, proporciona una guía a la hora de encargar las auditorías energéticas y presenta una base uniforme para preparar y comparar las propuestas de auditoría energética para las operaciones industriales y afines. También pretende establecer las mejores prácticas para los auditores energéticos, apoyar el establecimiento de sistemas de gestión de la energía y contribuir a la calidad de los sistemas de gestión de la energía y otros sistemas existentes (Standards Australia, 2014).

Un ejemplo respecto al uso de la información de algunos de estos programas, respecto al potencial uso de herramientas digitales, es el Proyecto de Análisis de Datos de Eficiencia Energética Industrial (IEEDA) que estima el potencial de mejora de la eficiencia energética en diferentes sectores industriales. El proyecto IEEDA consolida y analiza los datos de las empresas ya recogidos a través del Programa de Oportunidades de Eficiencia Energética (EEO), el sistema nacional de informes sobre energía y efecto invernadero (NGER) y una serie de programas estatales. El proyecto también incluye un análisis detallado de los obstáculos para comprender mejor lo que puede impedir una mayor aceptación de los proyectos de eficiencia energética en la industria. De esta forma, se podrá determinar cómo se pueden aprovechar estas oportunidades y qué políticas son las más adecuadas para lograrlo. El proyecto ha dado lugar a la creación de un conjunto de datos exhaustivos sobre el uso y el ahorro de energía en la industria, basado en datos reales, que puede utilizarse para informar a la industria sobre las áreas de inversión rentable en eficiencia energética, así como para facilitar una toma de decisiones más prudente e informada por parte del gobierno. La Commonwealth continuará actualizando el conjunto de datos IEEDA con datos anuales actualizados y su integración con la herramienta IEEDA. La fase más reciente del proyecto IEEDA ha incluido la capacidad geoespacial para permitir un análisis geográfico detallado del uso de la energía industrial y de los datos de suministro de energía para apoyar una mejor gestión de la futura demanda de la red y su crecimiento (ClimateWorks, 2012).

Otras políticas relacionadas

4.3.3.1.2 National Energy Analytics Research program

El Gobierno australiano ha destinado más de 20 millones de dólares a desarrollar el programa National Energy Analytics Research (NEAR) como una asociación entre el departamento, el CSIRO y AEMO. El programa NEAR es la siguiente fase del análisis de datos energéticos, que se basa en el modelo piloto de datos sobre el uso de la energía. El programa NEAR está construyendo una capacidad continua de análisis de datos de vanguardia que mejorará la previsión y la planificación de la energía desvelando los misterios del comportamiento energético australiano para avanzar hacia un futuro energéticamente eficiente.

En la actualidad, los datos sobre el uso de la energía están fragmentados entre muchos poseedores de datos, son inaccesibles o no se recogen, lo que dificulta la obtención de una imagen completa de las necesidades del mercado energético. La plataforma NEAR servirá como depósito creciente de investigación energética y datos integrados, proporcionando un entorno protegido para reunir y compartir más de 100 conjuntos de datos energéticos,

muchos de ellos nunca antes accesibles y vinculados de nuevas maneras. NEAR también ofrece un amplio programa de investigación de nueva ciencia de datos de vanguardia para seguir desarrollando conjuntos de datos. También ayudará a resolver los problemas de política y planificación (Australian Government, n.d.-c).

4.3.3.1.3 Energy Efficiency Opportunities (EEO) Programme

En el marco del programa EEO del 2006, todos los grupos empresariales que utilizan más de 0,5 petajulios de energía al año debían realizar una rigurosa evaluación de oportunidades de eficiencia energética cada cinco años e informar públicamente de los resultados de dicha evaluación. La EEO abarcaba aproximadamente 450 empresas de todos los sectores (al 31 de marzo de 2014) que representaban el 65% de todo el uso final de energía.

Cada una de estas empresas utiliza al menos tanta energía como 10.000 hogares australianos promedio. La EEO ha estimulado al sector empresarial a adoptar un enfoque más riguroso sobre el uso de la energía y la eficiencia energética, abordando los fallos de información y las barreras organizativas que se oponen a que las empresas identifiquen y apliquen mejoras rentables en la eficiencia energética. La OEE proporcionó asesoramiento, produjo materiales de orientación, estudios de casos y organizó talleres anuales.

El programa pretendía alcanzar estos objetivos mejorando la identificación, la evaluación y la adopción resultante de las oportunidades de eficiencia energética rentables mediante la mejora del nivel de las evaluaciones de eficiencia energética realizadas por las empresas y la exigencia de informar públicamente sobre los resultados de las evaluaciones y las respuestas de las empresas. Sin embargo, la aplicación de las oportunidades de eficiencia energética era voluntaria: las empresas eran libres de tomar decisiones sobre las inversiones en eficiencia energética a través de sus procesos empresariales normales. El enfoque adoptado en el programa se basaba en las experiencias de las empresas y los gobiernos en programas de eficiencia energética como los dirigidos por los gobiernos estatales y territoriales y el programa de Mejores Prácticas de Eficiencia Energética (EEBP) a nivel federal, que funcionó en varios sectores industriales de 1998 a 2003. El programa adoptó un enfoque de "toda la empresa" para evaluar el uso de la energía y las oportunidades de eficiencia energética en su evaluación marco (IEA, 2019).

4.3.3.1.4 Energy Efficient Communities Program - businesses

El Programa de Comunidades Energéticamente Eficientes del año 2019 concederá 40 millones de dólares en subvenciones para ayudar a empresas y grupos comunitarios a reducir sus facturas de energía y las emisiones. La financiación apoyará a las empresas para que ahorren energía mediante:

- actualizaciones de equipos que reduzcan el consumo de energía, excluyendo los equipos de generación de energía, como los paneles solares fotovoltaicos
- inversiones en sistemas de control y gestión de la energía y las emisiones para gestionar mejor el uso de la energía
- realización de evaluaciones de los sistemas energéticos según la Norma Australiana o estudios de viabilidad para investigar las oportunidades de eficiencia energética.

Las empresas elegibles podrán solicitar las subvenciones a partir de mediados de 2020. Se han asignado 10 millones de dólares de las subvenciones a las empresas de explotaciones lácteas. Otras rondas apoyarán a las pequeñas empresas y a las empresas de alto consumo energético (Australian Government, n.d.-b).

Ejemplos/experiencias de proyectos encontrados

4.3.3.1.5 Ejemplo de desarrollo en economía circular y simbiosis industrial mediante la transformación digital (Colla et al., 2020)

La transformación digital de los procesos de producción permite recopilar un volumen cada vez mayor de datos, que pueden ser procesados y explotados para investigar, desarrollar nuevos modelos de negocio y aplicar en la práctica soluciones de economía circular y simbiosis industrial.

En la literatura se pueden encontrar varios ejemplos (industria del acero) en los que se explotan diferentes tipos de herramientas de modelación, tras haber sido ajustadas a través de los datos del proceso, con el fin de mejorar la sostenibilidad medioambiental de los procesos siderúrgicos, aplicando la eficiencia energética y de recursos. Estas herramientas también pueden integrarse en sistemas avanzados de monitoreo para mejorar la eficiencia energética y de recursos a nivel de planta.

La capacidad de una empresa para recopilar y procesar volúmenes relevantes de datos heterogéneos relativos a sus propios procesos, productos y subproductos puede ayudar a proporcionar o intercambiar información de forma rápida y eficiente con las comunidades vecinas y otras empresas, allanando el camino para una cooperación intersectorial a la hora de afrontar retos comunes, como la mejora de la eficiencia energética y de los recursos. Para ello, la información recopilada debe compartirse entre los actores implicados (por ejemplo, empresas y/o partes interesadas que participan en el intercambio de flujos) de forma segura, verificando la integridad de dicha información.

El Machine Learning se aplica intensamente para la limpieza de datos y la detección de datos anómalos. Por ejemplo, los sistemas de inferencia difusa se aplican para combinar diferentes enfoques conocidos para identificar datos anómalos. Adicionalmente, los autocodificadores se utilizan intensamente para la limpieza de datos y la detección de valores atípicos, ya que son capaces de extraer características destacadas de los datos, evitando capturar patrones espurios e infrecuentes; las características extraídas se utilizan para reconstruir una versión limpia de la señal, mientras que los valores atípicos se identifican "comparando" los datos originales y los limpiados.

La información recogida (que puede ser enorme y heterogénea) debe interpretarse de forma rápida y eficaz. También en este caso, el campo del Machine Learning ofrece una serie de herramientas y técnicas para extraer interpretaciones significativas y conocimientos valiosos de los datos. A modo de ejemplo, se puede considerar el amplio campo del análisis de patrones para la extracción de combinaciones significativas de factores que conducen a eventos o fenómenos relevantes que deben ser identificados o controlados.

Los datos recogidos, junto con el conocimiento del proceso, pueden ser explotados para predecir las características básicas de los flujos que se intercambian entre los actores que implementan una solución de simbiosis industrial, con el fin de optimizar su explotación. También en este caso, el Machine Learning puede proporcionar potentes herramientas, gracias a la capacidad de implementar modelos personalizables, que pueden autoadaptarse en función de los datos disponibles. Además, las técnicas avanzadas de optimización multiobjetivo (MOO), también de inspiración biológica (por ejemplo, la computación evolutiva), pueden aprovecharse para apoyar los análisis y las decisiones humanas.

Por último, para que sea fructífero para todos los trabajadores y partes interesadas, los resultados de todos los análisis de datos desarrollados, las interpretaciones, así como de las diferentes etapas de optimización, deben proponerse de forma práctica y comprensible. Para ello, se pueden aprovechar todas las tecnologías más actualizadas, como las interfaces hombre-máquina avanzadas y la realidad aumentada. Por ejemplo, en la literatura se analiza la importancia de explotar el Internet de las Cosas (IoT), la Realidad Virtual (RV) y la RA en la remanufactura dentro de la implementación de modelos de economía circular.

La gestión de la energía es otro de los principales campos de aplicación del Machine Learning en el sector siderúrgico, ya que también se tiene en cuenta la importancia de la gestión conjunta del proceso y la energía, como una poderosa herramienta para resolver problemas complejos de MOO y prever la demanda y la producción de energía. Para ello es

necesario descomponer el problema global en problemas de optimización "más simples", explotando eventualmente un enfoque jerárquico o descentralizado.

Por ejemplo, en un proyecto del Research Fund for Coal and Steel (RFCS) titulado "Desarrollo de herramientas para la reducción de la demanda de energía y de las emisiones de CO2 en la industria siderúrgica basadas en el registro de la energía, monitoreo del CO2 y la generación de calor residual" (ENCOP), se explotó la computación evolutiva para optimizar la distribución de gas en las acerías integradas, considerando también la optimización de la estructura de la red de gas. En un proyecto financiado por la UE sobre el mismo tema, titulado "Optimización de la gestión de la red de gases de proceso en las acerías integradas" (GasNet), se abordó la cuestión de la supervisión continua y la optimización de la distribución de los gases de escape. En este proyecto se aplicaron enfoques basados en Machine Learning para predecir en un horizonte de corto plazo la producción de gas (y el contenido energético relacionado) y la demanda de diferentes procesos, incluyendo los equipos de transformación de energía.

En cuanto al ciclo eléctrico de la siderurgia, en el proyecto en curso de Tenova/ORI Martin "Lighthouse Plant Acciaio 4.0 ORI Martin Cyber Physical Factory", financiado por el Ministerio italiano de Desarrollo Industrial (MISE), un sistema basado en Machine Learning implementa el control en tiempo real de todo el ciclo de producción de acero mediante la digitalización completa de la planta, la conectividad y el intercambio de datos entre máquinas y servicios.

4.3.3.2 Automatización y optimización de procesos

Marco normativo y regulatorio

Las revisiones del marco regulatorio y legal para la IA en Australia se han realizado para asegurar que las leyes y regulaciones permitan que los sistemas sigan siendo aptos para su propósito. Un ejemplo clave es el grupo de trabajo de tecnología digital del gobierno federal sobre la automatización toma de decisiones y regulación de IA lanzado en marzo de 2022. Otras regiones ya han iniciado este tipo de investigaciones, por ejemplo, en Europa, donde la Comisión Europea publicó recientemente su propuesta de marco legal sobre IA.

No existen leyes o regulaciones específicas de IA, big data o aprendizaje de máquinas en Australia hasta la fecha, aunque el grupo de trabajo de tecnología digital del gobierno elaboró un documento temático titulado: Posicionamiento de Australia como líder en la regulación de la economía digital – Toma de decisión automatizada y AI, regulación, en marzo de 2022 está generando renovado interés. El documento invita a empresas, expertos

en IA, académicos e investigadores y el público para comentar sobre la regulación actual y las barreras a la IA, ya sea que se necesite una nueva regulación u orientación y qué marcos internacionales Australia debería considerar adoptar.

Actualmente, el uso y la adopción de IA, big data y aprendizaje automático por las empresas están sujetas a las leyes existentes que se aplican, en diversos grados, a tales tecnologías. Privacidad, antidiscriminación y el derecho de la competencia, por ejemplo, son temas que regularmente se discuten en el contexto de las tecnologías emergentes. (GLI, 2022a)

4.3.3.3 Mantenimiento predictivo

Si bien no hay un desarrollo normativo en este ámbito, existen algunos ejemplos.

4.3.3.3.1 Ejemplo: uso de gemelos digitales en Woodside

El IoT desempeña un papel crucial en los procesos de análisis de datos de Woodside, ayudando a gestionar las operaciones diarias. Por ejemplo, la instalación de gas natural licuado (GNL) Pluto de Woodside en Australia Occidental contiene ahora más de 200.000 sensores que supervisan automáticamente las operaciones. Estos sensores también están conectados a la nube de AWS. Los datos de los sensores ayudan a construir algoritmos que pueden predecir y prevenir la formación de espuma en la Unidad de Eliminación de Gas Ácido (AGRU) y ayudar en la optimización del rendimiento y en las tareas de mantenimiento predictivo. Esto es crucial, ya que la producción en estas unidades no se puede supervisar directamente. A partir de sus sensores, Woodside ejecuta más de 6.000 algoritmos desde su planta de Pluto. En 2021, Woodside puso en marcha un proyecto piloto de gemelos digitales denominado Fuse, que empleará sensores para controlar la temperatura y las vibraciones en todos los activos. Esto replicará virtualmente las respuestas físicas para calibrar mejor el rendimiento de los activos (GlobalData, 2021).

4.3.3.4 Monitoreo de emisiones

Marco normativo y regulatorio

4.3.3.4.1 Schedule 1 of the Protection of the Environment Operations Act 1997 (POEO Act)

Las actividades industriales enumeradas en el Anexo 1 de la Ley de Operaciones de Protección del Medio Ambiente de 1997 (Ley POEO) son las reguladas por su posible impacto en el medio ambiente. La EPA regula estas actividades mediante licencias de protección del medio ambiente, programas de reducción de la contaminación, licencias basadas en la carga (también se aplican a la contaminación del agua) y políticas específicas (NSW EPA, n.d.).

4.3.3.4.2 Continuous Emission Monitoring System (CEMS) Code for Stationary Source Air Emissions

Este Código del Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) establece los requisitos para el diseño, la instalación, el rendimiento, el mantenimiento y la verificación de los sistemas de monitoreo continuo de emisiones para fuentes atmosféricas estacionarias. Estos requisitos garantizarán la medición, el registro y la notificación normalizada de emisiones atmosféricas y otros parámetros (Western Australia, 2016).

El Código CEMS se basa en gran medida en la información del Código de Reglamentos Federales de Estados Unidos, Título 40, Parte 60, Apéndice B, Normas de rendimiento para nuevas fuentes estacionarias, el texto Continuous Emission Monitoring de James A. Jahnke, y el Código del Sistema de Monitorización Continua de Emisiones (CEMS) de 1998, publicado por la Protección Ambiental de Alberta (Canadá).

El Código CEMS contiene especificaciones de rendimiento para sistemas CEMS comunes, concretamente para los que controlan

- dióxido de azufre (SO₂);
- óxidos de nitrógeno (NO_x);
- monóxido de carbono (CO);
- azufre reducido total (TRS);
- sulfuro de hidrógeno (H₂S);
- oxígeno (O₂);
- dióxido de carbono (CO₂);
- opacidad en la chimenea;
- flujo volumétrico/velocidad; y
- temperatura.

El código hace referencia a la digitalización en lo que se refiere a Verificación del sistema de adquisición de datos. En este caso, las entradas al sistema de adquisición de datos digitales, como el PLC, el DCS, el SCADA o el registrador gráfico deben ser verificadas utilizando un calibrador apropiado.

Otras políticas relacionadas

4.3.3.4.3 Australia's climate change strategies

El gobierno de Australia gestiona y aplica políticas y programas para responder al cambio climático. El Gobierno trabaja en los siguientes tópicos para reducir las emisiones:

- mejora de la red eléctrica para apoyar más energía renovable
- reducir el precio de los vehículos eléctricos
- apoyo a las empresas e industrias para que innoven y adopten prácticas y tecnologías más inteligentes
- animando a las empresas y a los consumidores a reducir las emisiones
- regulando e informando sobre las emisiones
- ayuda al sector de la tierra y la agricultura a reducir las emisiones
- colaborar con vecinos del Indo-Pacífico para reducir las emisiones
- ayuda a negociar y cumplir las obligaciones de Australia en el marco del Acuerdo de París

La estrategia a largo plazo y las medidas nacionales de Australia se apoyan en rigurosos sistemas de seguimiento de las emisiones y de rendición de cuentas. El National Greenhouse and Energy Reporting (NGER) es un marco nacional único para informar sobre las emisiones de gases de efecto invernadero, la producción de energía y el consumo de energía y el Safeguard Mechanism exige a los mayores emisores de gases de efecto invernadero de Australia que mantengan sus emisiones netas por debajo de un límite que se irá reduciendo con el tiempo (Australian Government, n.d.-a).

Por último, es importante mencionar que la contribución nacionalmente determinada (NDC) de Australia en el marco del Acuerdo de París, que se actualizó en el mes de junio de 2022, consiste en reducir las emisiones de GEI a 43% por debajo de los niveles de 2005 para 2030.

Ejemplos/experiencias de proyectos encontrados

4.3.3.4 Ejemplo de tecnologías digitales en los créditos de soluciones basadas en la naturaleza

En el ámbito de los proyectos, están surgiendo tecnologías innovadoras que ayudan a resolver los problemas que plantea la medición, la notificación y la verificación de las emisiones de los proyectos forestales y de uso de la tierra de forma precisa y eficiente. Los datos de los satélites y los sensores aéreos de los drones y los aviones de bajo vuelo pueden triangularse para proporcionar más datos a escala, mientras que el machine learning puede entrenar estos datos para mejorar la forma de supervisar y verificar los proyectos. Estos modelos están siendo utilizados por empresas como Global Mangrove Trust, Pachama o Regen Network para abordar los retos de supervisión en grandes proyectos basados en la naturaleza. Mientras tanto, en Chile, el proyecto piloto OpenSurface utiliza tecnologías similares para ayudar al gobierno a priorizar dónde colocar los recursos.

Cuando se trata de comercializar y retirar créditos, la tecnología blockchain puede ser una forma de proporcionar la trazabilidad e inmutabilidad necesarias para verificar que los créditos no se contabilizan por partida doble y puede facilitar los vínculos entre los sistemas de registro nacionales en consonancia con el espíritu ascendente del Acuerdo de París. Entre las soluciones basadas en blockchain existentes y en desarrollo se encuentran los tokens de créditos de carbono comercializables y la estandarización de tokens, como la iniciativa de la Alianza Interwork, respaldada por Microsoft, o el contrato de compensación global de emisiones basado en CBL Nature para la agricultura, la silvicultura y otros proyectos de uso del suelo. También existen mercados climáticos como los ofrecidos por AirCarbon y ClimateTrade, y metarregistros como el que lanzará próximamente IHS Markit. Otro ejemplo es el prototipo Climate Warehouse del Banco Mundial, que pretende ofrecer una capa de datos pública y transparente que pueda proporcionar datos en tiempo real a los sistemas de registro conectados.

La inteligencia artificial (IA) también se está utilizando para ayudar a aportar transparencia a los mercados de créditos. S&P Global Platts está desarrollando una serie de índices de carbono impulsados por la IA para mejorar la transparencia de los cobeneficios que ofrecen los créditos de carbono, proporcionando a los participantes en el mercado una mayor comprensión de su valor de mercado.

4.3.4 Usuario final

4.3.4.1 Comercialización, facturación y orientación al usuario Institucionalidad

La Australian Energy Market Operator (AEMO) es el principal encargado de velar por la competencia en el mercado energético, el respeto a la regulación legal en el mercado de energía y la comercialización de la energía en retail.

Marco normativo y regulatorio

El Marco Nacional de Clientes de Energía (NECF) corresponde a una serie de instrumentos legales los cuales regulan la venta y suministro al por menor de electricidad y gas (AEMC, n.d.-a).

Los principales documentos que componen el NECF son los siguientes:

- Ley Nacional de Comercialización de Energía (NERL): esta ley entró en vigencia el año 2021 y se establecen los estados a los que aplica, el objetivo nacional de comercialización de energía, contratos de mercado, entre otros.
- Reglas Nacionales de Comercialización de Energía (NERR): entraron en operación en Julio de 2012, y su última actualización fue en Marzo de 2022. Estas reglas, las cuales tienen fuerza de ley, son realizadas por la Comisión del Mercado Energético Australiano (AEMC). Entre otros puntos, se detalla la relación entre distribuidoras, comercializadores y clientes, además de las obligaciones de cada uno.
- Regulaciones Nacionales de Comercialización de Energía: en estas se establecen las definiciones de clientes y oferentes grandes y pequeños, además de las penalidades si no se cumple la NERL y estructuras de tarifas.

El NECF actualmente aplica a todo el territorio australiano, a excepción de Australia Occidental y el territorio del Norte.

4.3.4.2 Pay-for-performance (P4P)

De acuerdo a los análisis realizados, actualmente no existiría una normativa que regule o promueva P4P.

4.3.4.3 Agregación de demanda y prosumidores

Marco normativo y regulatorio

Dentro de las políticas de apoyo a las energías renovables, los gobiernos estatales han generado diversas formas para promocionar la generación de energía renovable en usuarios no comerciales. Para lo anterior se han definido tarifas por la energía aportada a la red como medio de fomentar la energía renovable (especialmente la energía solar) a nivel residencial. Las tarifas son definidas por cada Estado, existiendo dos modelos³¹. El primero es “Net feed-in” o modelo de balance neto, en el cual se dan créditos por la diferencia entre la energía producida y la consumida. El segundo modelo es “Gross feed-in” o tarifa de alimentación bruta, en el cual se dan créditos equivalentes a la energía producida y se cobra de manera separada toda la energía consumida.

Australian Capital Territory es uno de los estados que aplican una tarifa de alimentación bruta. La tarifa está regulada por “*Electricity Feed-in (Renewable Energy Premium) Act 2008*”. En esta ley se regula bajo qué circunstancias se puede solicitar este beneficio, limitándose según la potencia del equipo de generación. El Ministerio definirá

³¹ <https://www.energymadeeasy.gov.au/article/choices-that-are-good-for-the-environment#solar-plans>

periódicamente una tarifa de energía premium teniendo en cuenta los beneficios de la energía renovable. Esta tarifa premium es la utilizada como base para la designación de créditos, realizando descuentos según la ley disponga.

Otras políticas relacionadas

Dentro de los esfuerzos por promover las energías renovables, el gobierno federal ha puesto a disposición del público una página web llamada “*Energy Made Easy*” que explica los beneficios de ser un prosumer y cómo acceder a estos. La página web es mantenida por Australian Energy Regulator (AER).

Ejemplos/experiencias de proyectos encontrados

Power Ledger Platform es una plataforma que mediante tecnología blockchain permite conectar pequeños productores y consumidores de energía, llevando registro de producción y consumo en tiempo real. Al año ha permitido que sus usuarios ahorran en promedio 424 dólares. (Wilkinson et al., 2020) Esta plataforma se ha aplicado en pequeñas comunidades, generalmente en edificios donde coexisten prosumidores y consumidores. Este es un modelo Peer-to-Peer, dónde los mismos prosumidores venden sus excedentes a otros consumidores finales por medio de la plataforma.

Esta plataforma ha tenido financiamiento estatal mediante el programa “Smart Cities and Suburbs Program”. En este plan se financian proyectos de Smart City que mejoren la calidad de vida, productividad y sustentabilidad. En este marco Power Ledger en conjunto a otras empresas han creado el proyecto “Resilient Energy and Water Systems, Fremantle” (Australian Government, 2019). En este proyecto se financiaron 40 paneles solares y baterías para hogares, en conjunto a la oportunidad de participar en el mercado de energía mediante la plataforma Power Ledger. Los mismos hogares podían elegir cuánta energía compraban y vendían a través de la plataforma. En el mismo proyecto se integraron los medidores inteligentes de la empresa Western Project con la plataforma Power Ledger, de esta manera se podía medir en tiempo real el consumo y producción de energía, lo cual permite llevar constancia de la energía disponible para venta.

5 Revisión del marco regulatorio chileno

Mapa regulatorio y normativo - Redes inteligentes, Chile

| | Leyes | Reglamentos | Normativas | Otras políticas públicas | Metas |
|--|--|---|--|--|-------|
| Subestación inteligente en transmisión | Ley General de Servicios Eléctricos <ul style="list-style-type: none"> Cap. II, Planificación energética | Reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión (Decreto 37). <ul style="list-style-type: none"> Art. 71: objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación | ANEXO TÉCNICO (Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio): Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión <ul style="list-style-type: none"> Art. 87: diseño de las subestaciones digitales deberá ser realizado en conformidad al estándar IEC 61850. | | |
| Automatización de la distribución | | | Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución <ul style="list-style-type: none"> Establece los requerimientos de implementación de los Sistema de Medición, Monitoreo y Control; los Sistemas de Gestión y Operación; y los sistemas de Medida en Cabecera de Alimentadores. | | |
| Gestión de demanda | | Reglamento de Servicios Complementarios (Decreto 113) <ul style="list-style-type: none"> Art. 73: posibilidad de ofrecer SSCC individualmente o mediante un agregador. Art. 74: Responsabilidades de usuarios finales. | Norma técnica de coordinación y operación Norma Técnica de Servicios Complementarios Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución <ul style="list-style-type: none"> Art. 6-11: Sistema de Medición, Monitoreo y control (SMMC). | Proyecto de Ley Reforma Distribución (proyecto de portabilidad) <ul style="list-style-type: none"> Establece la figura del comercializador puro de energía | |
| Micro-redes | Ley 21118: incentivar el desarrollo de las generadoras residenciales <ul style="list-style-type: none"> Modifica artículo 149 bis para incluir equipamiento conjunto. | Reglamento de generación distribuida para autoconsumo (Decreto 57) <ul style="list-style-type: none"> Art. 8: Agrupación de usuarios finales Reglamento de Servicios Complementarios (Decreto 113) <ul style="list-style-type: none"> Art. 73: posibilidad de ofrecer SSCC individualmente o mediante un agregador. | Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución <ul style="list-style-type: none"> Exigencias técnicas mínimas para los SMMC. | Proyecto de Ley Reforma Distribución (proyecto de portabilidad) <ul style="list-style-type: none"> Art. 122: agregadores de generación o demanda | |
| Generador virtual | | | | | |
| Ámbito en general | Ley General de Servicios Eléctricos | | | | |
| Aspectos transversales | Ley N° 21.305 Sobre Eficiencia Energética <ul style="list-style-type: none"> Regulación de la interoperabilidad del sistema de recarga de vehículos eléctricos Ley 18.168, Ley General de Telecomunicaciones Ley 21.459. Sobre delitos informáticos. | Decreto Supremo N°12 (Feb 2022) <ul style="list-style-type: none"> Establece la interoperabilidad de los sistemas de recarga de vehículos eléctricos Reglamento de Interoperabilidad | Resolución 1318 Exenta. Aprueba Norma Técnica sobre fundamentos generales de ciberseguridad para el diseño, instalación y operación de redes y sistemas utilizados para la prestación de servicios de telecomunicaciones | Política Nacional de Ciberseguridad <ul style="list-style-type: none"> Sector energía como crítico Ley Marco sobre Ciberseguridad e Infraestructura Crítica de la Información. (Boletín N°14847-06) | |

Mapa regulatorio y normativo - Industria, Chile

| | Leyes | Reglamentos | Normativas | Otras políticas públicas | Metas |
|---|---|--|---|--|---|
| Gestión de energía | <p>Ley de Eficiencia Energética (Ley 21305)</p> <ul style="list-style-type: none"> Obliga implementación de un Sistema de Gestión Energética (SGE) para los Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía (CCGE) | <p>Reglamento sobre gestión energética de los Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía y de los organismos públicos (retirado de Contraloría)</p> | | | <p>Ley de Eficiencia Energética (Ley 21305)</p> <ul style="list-style-type: none"> Los SGE deben cubrir al menos el 80% de su consumo energético total. |
| Automatización y optimización de procesos | | | | | |
| Monitoreo de emisiones | <p>Ley N° 20.780 de Reforma Tributaria</p> <ul style="list-style-type: none"> Incorpora un gravamen a las emisiones de material particulado (MP), dióxido de azufre (SO2), óxidos de nitrógeno NOx) y dióxido de carbono (CO2) para fuentes fijas. <p>Ley 21.210 que Moderniza la Legislación Tributaria</p> <ul style="list-style-type: none"> Contribuyentes podrán compensar todo o parte de sus emisiones gravadas, para efectos de determinar el monto del impuesto a pagar, mediante la implementación de proyectos de reducción de emisiones | | <p>Norma de emisión para centrales termoeléctricas (Decreto 13)</p> <ul style="list-style-type: none"> controlar las emisiones al aire de PM, NOx, SO2 y Hg. | <p>Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la ley N°20.780 (Superintendencia del Medio Ambiente)</p> <ul style="list-style-type: none"> Establece las metodologías de cuantificación de emisiones de NOx, SO2, MP y CO2. | <p>Ley de Cambio Climático</p> <ul style="list-style-type: none"> Define meta de carbono neutralidad a 2050 y sistema de norma de emisiones de gases de efecto invernadero. |
| Mantenimiento predictivo | | | | <p>Anexo Técnico: Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor (NTSyCS)</p> <ul style="list-style-type: none"> define el proceso para planificar y coordinar el Mantenimiento Preventivo Mayor de las instalaciones de Coordinados. | |
| Ámbito en general | | | | | |
| Aspectos transversales | <p>Ley 18.168, Ley General de Telecomunicaciones</p> <p>Ley 21.459. Sobre delitos informáticos.</p> | | <p>Resolución 1318 Exenta. Aprueba Norma Técnica sobre fundamentos generales de ciberseguridad para el diseño, instalación y operación de redes y sistemas utilizados para la prestación de servicios de telecomunicaciones</p> | <p>Ley Marco sobre Ciberseguridad e Infraestructura Crítica de la Información. (Boletín N°14847-06)</p> | |

Mapa regulatorio y normativo - Usuario final, Chile

| | Leyes | Reglamentos | Normativas | Otras políticas públicas | Metas |
|--|--|---|--|---|-------|
| Comercialización, facturación y orientación al usuario | | | Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución | Proyecto de Ley Reforma Distribución (proyecto de portabilidad) <ul style="list-style-type: none"> Establece la figura del comercializador puro de energía | |
| Pay-for-performance (P4P) | | Reglamento de Servicios Complementarios (Decreto 113) | Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución <ul style="list-style-type: none"> Art. 8-1: establece mecanismo de facturación a partir de las mediciones de los medidores inteligentes; regula la proyección de los datos de las mediciones de los medidores inteligentes. | | |
| Agregación de demanda y prosumidores | | | | Proyecto de Ley Reforma Distribución (proyecto de portabilidad) <ul style="list-style-type: none"> Art. 122: agregadores de generación o demanda | |
| Ámbito en general | Ley General de Servicios Eléctricos | | | | |
| Aspectos transversales | Proyecto de Ley sobre Datos Personales (Boletín N°11144) <ul style="list-style-type: none"> eleva el estándar de protección de los datos personales en Chile Ley 18.168, Ley General de Telecomunicaciones Ley 21.459. Sobre delitos informáticos | Reglamento de Interoperabilidad | Resolución 1318 Exenta. Aprueba Norma Técnica sobre fundamentos generales de ciberseguridad para el diseño, instalación y operación de redes y sistemas utilizados para la prestación de servicios de telecomunicaciones | Política Nacional de Ciberseguridad <ul style="list-style-type: none"> Sector energía como crítico Ley Marco sobre Ciberseguridad e Infraestructura Crítica de la Información. (Boletín N°14847-06) | |

5.1 Aspectos transversales

5.1.1 Ciberseguridad

5.1.1.1 Política Nacional de Ciberseguridad (Barrios Achavar, 2018; Gobierno de Chile, 2017).

Como resultado del trabajo del Comité Interministerial de Ciberseguridad, el año 2017 la entonces presidenta Michelle Bachelet publicó la Política Nacional de Ciberseguridad (PNCS), que es el instrumento de planificación primaria donde fijaron los lineamientos políticos en materia de ciberseguridad del Estado de Chile y que establece la hoja de ruta para el período 2018-2022.

La PNCS establece cinco objetivos estratégicos y un conjunto de medidas de corto y mediano plazo que se deben alcanzar para contar con un ciberespacio abierto, libre seguro y resiliente.

Entre los cinco objetivos estratégicos cabe destacar aquel referido a contar con una “infraestructura de la información robusta y resiliente, preparada para resistir y recuperarse de incidentes de ciberseguridad, bajo una óptica de gestión de riesgos” y el objetivo relacionado con la protección de los derechos de las personas en el ciberespacio. Es especialmente importante el primer objetivo, ya que se busca sobre todo proteger la “infraestructura crítica de la información”, la cual es entendida como aquella que de afectarse pone en riesgo la “seguridad, la salud, el bienestar de los ciudadanos y el efectivo funcionamiento del Estado y del sector privado”. En la PNCS se identifican varios sectores que se consideran críticos, dentro de los cuales está expresamente mencionado el sector de Energía.

Entre las medidas de corto y mediano plazo contenidas en la PNCS, cabe destacar aquellas que se refieren a la creación de un Equipo de Respuesta ante Incidentes de Seguridad Informática (CSIRT), el cual será el encargado de coordinar la respuesta técnica frente a incidentes que comprometan la ciberseguridad. Otra medida es la implementación de mecanismos estandarizados de reporte, gestión y recuperación de incidentes, estos mecanismos serán coordinados por el CSIRT. A la vez, se exigirán estándares diferenciados dependiendo de la infraestructura específica, siendo el estándar más exigente para la infraestructura crítica.

La Política Nacional de Ciberseguridad forma parte de las políticas integradas complementarias en materia digital del Estado de Chile, entre las que se encuentran la

Agenda Digital 2020, la Política Internacional para el Ciberespacio y, finalmente, la **Política de Ciberdefensa**, publicada el año 2018 (Diario Oficial, 2017). Esta Política se concentra específicamente en la defensa de la soberanía nacional, la protección de la infraestructura crítica de la información y de los derechos humanos de los habitantes.

5.1.1.2 Equipo de Respuesta ante Incidentes de Seguridad Informática. (CSIRT)(Gobierno de Chile, n.d.-a)

Esta es una organización dependiente del Ministerio del Interior y Seguridad Pública que tiene como objetivo promover el desarrollo de la ciberseguridad en Chile, tanto en el sector público como en el privado. Una de sus funciones es fortalecer la regulación de la ciberseguridad en los órganos de la administración del Estado, las infraestructuras críticas y en el público general. Dentro de los servicios de la Institución se encuentran la gestión de eventos de seguridad de la información y la gestión de incidentes de seguridad, esto mediante las etapas de prevención, respuesta y análisis de los eventos. (Gobierno de Chile, n.d.-b)

5.1.1.3 Ley 18.168, Ley General de Telecomunicaciones (Ley-18168, 2022).

Una de las aristas de esta ley regula la oferta de servicios de telecomunicaciones, el uso y goce del espectro radioeléctrico, etc. Se define telecomunicaciones como “toda transmisión, emisión o recepción de signos, señales, escritos, imágenes, sonidos e informaciones de cualquier naturaleza, por línea física, radioelectricidad, medios ópticos u otros sistemas electromagnéticos”. Por lo anterior, la ley es relevante en tanto la digitalización de las energías requiere el uso y transmisión de datos, lo que está contenido en la presente ley.

5.1.1.4 Resolución 1318 Exenta. Aprueba Norma Técnica sobre fundamentos generales de ciberseguridad para el diseño, instalación y operación de redes y sistemas utilizados para la prestación de servicios de telecomunicaciones (Resolución-1318, 2020)

La Resolución 1318 fué publicada el año 2020 por el Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones en conjunto con la Subsecretaría de Telecomunicaciones. Esta resolución complementa: la Ley Nº 18.168, General de Telecomunicaciones; la ley Nº 19.628, sobre protección de la vida privada; la Política Nacional de Ciberseguridad. El objetivo de la ley es establecer un marco regulatorio que comprenda los fundamentos de ciberseguridad de los servicios de telecomunicaciones. Dentro de los contenidos de la ley

se encuentran las obligaciones respecto a la ciberseguridad de las telecomunicaciones, las cuales incluyen medidas de gestión, prevención, gestión de riesgo, etc.

5.1.1.5 Ley 21.459. Sobre delitos informáticos (Ley-21459, 2022)

La ley 21.459 establece normas sobre delitos informáticos y modifica otros cuerpos legales para adecuarlos al Convenio Budapest. Los delitos contemplados son aquellos que se cometen contra los sistemas informáticos o contra la información que contienen, ya sea el ataque, interceptación, receptación, etc. El objetivo de la ley es proteger a los usuarios de los sistemas informáticos y al sistema en sí. Esta ley es relevante para la digitalización de energías en tanto penaliza los ataques que puedan sufrir los sistemas y permite la persecución penal de estos ataques, como por ejemplo, el delito de acceso no autorizado a redes informáticas.

5.1.1.6 Decreto Supremo N° 533-2015, crea Comité Interministerial sobre Ciberseguridad (CICS).

En este decreto se crea el Comité Interministerial sobre Ciberseguridad y la Comisión Asesora del Comité. El Comité es de carácter permanente e interministerial, cuyo objetivo es asesorar a la Presidencia en la coordinación de acciones respecto a la ciberseguridad del sector público o privado, una de sus funciones fue la proposición de la Política Nacional de Ciberseguridad y de alternativas de para su seguimiento e implementación.

5.1.1.7 Estándar de ciberseguridad para el sector eléctrico. Coordinador Eléctrico Nacional.

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó al Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) a generar un estándar de ciberseguridad para el sector eléctrico que permitan prevenir y responder a incidentes que pongan en riesgo la seguridad y continuidad del servicio³². El CEN adoptó el estándar CIP-NERC, proveniente de “*North American Electric Reliability Corporation*”. El estándar es aplicable al CEN y sus empresas coordinadas, clasificándolos según el impacto de los sistemas.

³² https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/portales/reportes_estadisticas/Est%C3%A1ndar%20de%20Ciberseguridad%20SEN%20Final%202020-07-2020.pdf

5.1.1.8 Ley Marco sobre Ciberseguridad e Infraestructura Crítica de la Información. (Boletín Nº14847-06, en primer trámite) (Cámara de diputadas y diputados, 2022)

El proyecto de ley marco de ciberseguridad busca implementar la medida Nº1 de la PNCS para la creación de un modelo de gobernanza de la ciberseguridad en Chile y establecer un conjunto de obligaciones que deberán adoptar todas las instituciones públicas y aquellas del sector privado que sean calificadas como infraestructuras críticas de la información. El proyecto de ley identifica los criterios para la calificación de la infraestructura de la información como crítica, entre los cuales menciona: i) el impacto de una posible interrupción o mal funcionamiento de los componentes de la infraestructura de la información; ii) la capacidad del sistema informático, red o sistema de información o infraestructura afectada, para ser sustituido o reparado en un corto tiempo; iii) las pérdidas financieras potenciales por fallas o ausencia del servicio a nivel nacional o regional; y, iv) la afectación relevante del funcionamiento del Estado y sus órganos.

Desde el punto de vista orgánico, el proyecto de ley propone la creación y regulación de los Equipos de Respuesta a Incidentes de Seguridad Informáticos Sectoriales “CSIRT Sectoriales” que podrán constituirse por los reguladores o fiscalizadores sectoriales, entre los cuales se cuentan aquellos relacionados con el sector de la Energía, los que tendrán por objeto dar respuesta a vulnerabilidades e incidentes de ciberseguridad que pongan en riesgo las instalaciones, redes, sistemas, plataformas, servicios y equipos físicos y de tecnología de la información del respectivo sector. El proyecto está en primer trámite constitucional, ya fue aprobado en general por la Sala del Senado y a la fecha de entrega de este informe, se encuentra en votación particular en las Comisiones Unidas de Defensa y Seguridad Pública del Senado (Comisión de Defensa del Senado, 2022).

5.1.2 Trazabilidad

En el caso de Chile existen al menos tres aplicaciones de trazabilidad relacionadas con el sector energía.

La primera consiste en el uso de blockchain para la trazabilidad de energía renovable. La herramienta GTIME, desarrollada por Phineal, permite trazar la generación renovable y generar certificados digitales mediante *Smart contracts*³³. Esta herramienta habilita a la

³³ <https://gtime.io/servicios/>

plataforma Pulse de Transelec, que está actualmente trazando más de 500 GWh de generación con energías renovables (Centro de Innovación, 2021).

La segunda consiste en el uso de blockchain para certificar la información de la plataforma Energía Abierta de la CNE³⁴. La trazabilidad se aplica en los datos de “capacidad instalada eléctrica nacional, los precios medios de mercado, los costos marginales, los precios de hidrocarburos, el cumplimiento de la ley de ERNC, generación eléctrica de sistemas medianos, los factores de emisión y las instalaciones de generación residencial, entre otras” (CNE, 2020b).

La tercera, con una relación indirecta al sector energía, es la reciente aplicación que la empresa Karün realiza para trazar la huella de carbono de lentes usando blockchain (el Mostrador, 2022).

Finalmente, la mesa de trabajo en Blockchain del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo lanzó en 2019 un documento que elabora propuestas sectoriales para el uso de blockchain (Ministerio de Economía, 2019).

5.1.3 Interoperabilidad

Existe hoy una normativa en desarrollo, el Reglamento de Interoperabilidad, relacionado con la interoperabilidad de los cargadores de vehículos eléctricos, impulsada por el Ministerio de Energía. Esta necesidad de normar se desprende del Art. 6 de la Ley de Eficiencia Energética que “mandata al Ministerio de Energía a velar por la interoperabilidad de los cargadores de vehículos eléctricos con el fin de facilitar el acceso y conexión de los usuarios de vehículos eléctricos a la red de carga”³⁵.

5.2 Redes inteligentes

5.2.1 Subestación inteligente en transmisión

Se identifican los siguientes cuerpos normativos asociados al desarrollo de subestaciones inteligentes:

- Ley General de Servicios Eléctricos: Artículos relacionados con la planificación de la transmisión (DFL-4/20018 , 2007)

³⁴ <http://www.energiaabierta.cl/>

³⁵ <https://energia.gob.cl/electromovilidad/reglamentacion/normativa-sistemas-de-carga#endesarrollo>

- Reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión (Decreto-37 , 2021).
- ANEXO TÉCNICO (Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio): Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión (CNE, 2020a).

A continuación, se realiza un análisis de la normativa vigente.

5.2.1.1 Ley General de Servicios Eléctricos: Artículos relacionados con la planificación de la transmisión. (DFL-4/20018, 2007)

En los artículos 83 y siguientes se regula la planificación energética y la transmisión, se mandata al Ministerio de Energía a crear diversos planes cada cierta cantidad de años. Cada 5 años el Ministerio deberá realizar un proceso de planificación energética con un horizonte temporal de 20 años el cual deberá considerar distintos escenarios energéticos de expansión de la generación y del consumo. Anualmente el Ministerio debe llevar a cabo un proceso de planificación de la transmisión con un horizonte temporal de 20 años, en el cual debe abarcar las obras de expansión necesarias del sistema de transmisión nacional, considerando los polos de desarrollo, minimizando riesgos y mejorando la competencia.

5.2.1.2 Reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión (Decreto 37).

El Artículo 71 establece que la Planificación de la Transmisión deberá considerar los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la Ley para el Sistema Eléctrico.

Por tanto, y a fin de dar cumplimiento a los objetivos señalados en el inciso anterior, la Planificación de la Transmisión deberá realizarse considerando lo siguiente:

- a. La minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades tales como aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas;
- b. La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio;
- c. Instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del Sistema Eléctrico, en los distintos Escenarios Energéticos que defina

el Ministerio en la Planificación Energética, en conformidad a lo señalado en el artículo 86º de la Ley; y

- d. La posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente.

En este contexto, el desarrollo de las subestaciones inteligentes como parte de la planificación de la transmisión debería satisfacer los requerimientos anteriormente mencionados.

5.2.1.3 ANEXO TÉCNICO (Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio): Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión

El anexo técnico define las exigencias mínimas de diseño de las instalaciones del Sistema de Transmisión, a efectos de que éstas garanticen el cumplimiento de los objetivos de seguridad y calidad de servicio. Este documento forma parte integrante de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

El Artículo 87 “Sistemas de Protecciones en subestaciones digitales” establece que el diseño de las subestaciones digitales deberá ser realizado en conformidad al estándar **IEC 61850**. Asimismo, se establece que “el diseño de las subestaciones digitales deberá realizarse considerando la posibilidad de utilizar equipamiento de distintos fabricantes, de acuerdo al estándar IEC 61850 vigente y sus requisitos de interoperabilidad. Para ello, la subestación digital deberá ser diseñada de manera que el diseño inicial de ésta no condicione la elección de un proveedor”.

5.2.1.4 Ejemplo de Subestación inteligente en transmisión

Los Proyecto La Misión y Remehue son dos ejemplos de subestaciones digitales que se ha desarrollado en Chile utilizando el estándar IEC 61850³⁶.

5.2.2 Automatización de la distribución

Se identifican los siguientes cuerpos normativos asociados a la automatización de la distribución:

- Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (CNE, 2019b).

³⁶Fuente: <https://www.cigre.cl/2020/09/03/la-inteligencia-digital-de-las-subestaciones-remehue-y-la-mision/>

- Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (CNE, 2019a).

A continuación, se realiza un análisis de la normativa vigente.

5.2.2.1 Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución

Esta norma técnica establece los requerimientos de implementación de los Sistema de Medición, Monitoreo y Control; los Sistemas de Gestión y Operación; y los sistemas de Medida en Cabecera de Alimentadores. Estos requerimientos, sumados a las exigencias normativas de los indicadores de calidad de suministro, ha llevado a que las empresas distribuidoras estén avanzando en la implementación de sistemas de automatización como los de telecontrol, reconectores, seccionadores, salas de control y la implementación de sistemas información georreferenciados que permiten monitorear y controlar en línea el estado de la red de distribución. De esta forma, se busca disminuir los tiempos de interrupción de suministro eléctrico.

A modo de ejemplo, Enel Distribución tiene instalados 2.659 equipos de telecontrol lo cual les permite la automatización de la red y la disminución de los tiempos de interrupción. La empresa también entrega información en línea acerca de las interrupciones de suministro y mapas georreferenciados de las áreas afectadas por desconexiones intempestivas y programadas.

5.2.2.2 Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (AT SMMC)

Establece las exigencias técnicas mínimas que permitan asegurar un nivel de calidad, seguridad, escalabilidad e interoperabilidad para los “SMMC”, que deben implementar las Empresas Distribuidoras.

El anexo técnico define una arquitectura para el sistema de medición inteligente, que es parte íntegra de los sistemas de gestión de la distribución (Automated Distribution Management Systems o ADMS). Promueve a su vez la interoperabilidad de los equipos adoptando estándares IEC para los protocolos de comunicación y modelos de información.

5.2.3 Gestión de demanda, agregación de demanda y generador virtual

Se identifican los siguientes cuerpos normativos asociados a la gestión de la demanda, agregación de demanda (de categoría usuario final), generador virtual:

- Reglamento de Servicios Complementarios (Decreto-113, 2019)

- Norma técnica de coordinación y operación (CNE, 2021b).
- Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.
- Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.
- Proyecto de ley que Promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad (Cámara de Diputadas y Diputados, 2021).
- Proyecto de Ley Reforma Distribución (proyecto de portabilidad) (SEGPRES, 2020).

A continuación, se realiza un análisis de la normativa vigente. Se incluye dentro de esta definición al generador virtual ya que este tipo de energía puede agregar recursos distribuidos de demanda y generación.

5.2.3.1 Reglamento de Servicios Complementarios (Decreto 113)

El Coordinador, a través de los SSCC, garantiza la operación segura, de calidad y más económica del Sistema Eléctrico Nacional, en conformidad a las normas técnicas vigentes. La Tabla 5.1 muestra la lista de servicios complementarios que potencialmente podría requerir el sistema. La gestión de la demanda puede contribuir a los servicios de control de frecuencia y control de contingencia.

El artículo 73 del Reglamento de SSCC establece que los Servicios Complementarios relacionados con incrementos o reducciones de demanda eléctrica de Usuarios Finales medidos desde su punto de conexión al sistema eléctrico, podrán prestarse por los mismos consumidores finales, individual o agrupadamente. La agrupación de los consumidores finales podrá ser realizada por un tercero (“agregador”). La figura del “agregador” se puede interpretar como una especie de comercializador de servicios complementarios (más adelante comentamos este aspecto). Este servicio está asociado al control de frecuencia.

El artículo 74 establece que la prestación de un Servicio Complementario a través de un tercero, los Usuarios Finales deberán mandatarle las labores de comunicación, entrega de información y coordinación de las acciones necesarias para dicha prestación, e informar esta modalidad de prestación previamente al Coordinador. Además, se establece que los Usuarios Finales serán en todo momento e individualmente responsables de dar cumplimiento a todos los requisitos y exigencias del Servicio Complementario que prestan al sistema eléctrico y de las demás obligaciones que emanen del presente reglamento. Si bien el concepto de “Usuario Finales” incluye tanto a clientes regulados y libres, las obligaciones establecidas en los artículos anteriores hacen poco viables que un cliente

regulado, por ejemplo, a través de la desconexión de un electrodoméstico, pueda participar de los SSCC asociado a la demanda. Por ejemplo, tener que comunicarse con el Coordinador y hacerse responsable de cumplir con operación del SSCC, además de pasar a ser “Coordinado”.

Tabla 5.1: Lista de servicios complementarios. Fuente: CNE, Informe de Definición de Servicios Complementarios

| SSCC | Categoría de SSCC | Subcategoría de SSCC | |
|--|--|--|--|
| Control de Frecuencia | Control Rápido de Frecuencia (CRF) | Control Rápido de Frecuencia (CRF +/-) | |
| | Control Primario de Frecuencia (CPF) | Control Primario de Frecuencia (CPF +/-) | |
| | Control Secundario de Frecuencia (CSF) | | Control Secundario por Subfrecuencia (CSF+) |
| | | | Control Secundario por Sobrefrecuencia (CSF-) |
| | Control Terciario de Frecuencia (CTF) | | Control Terciario por Subfrecuencia (CTF+) |
| Control Terciario por Sobrefrecuencia (CTF-) | | | |
| | Cargas Interrumpibles (CI) | Cargas Interrumpibles (CI) | |
| Control de Tensión | Control de Tensión (CT) | Control de Tensión (CT) | |
| Control de Contingencias | Desconexión de Carga | EDAC (EDAC por Subfrecuencia, EDAC por Subtensión, EDAC por Contingencia Específica) | |
| | | Desconexión Manual de Carga (DMC) | |
| | Desconexión de Generación | EDAG (EDAG por Sobrefrecuencia y EDAG por Contingencia Específica) | |
| | Plan de Defensa contra Contingencias (PDC) | | Planes de Defensa contra Contingencias Críticas (PDCC) |
| Planes de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE) | | | |
| Plan de Recuperación de Servicio | Partida Autónoma (PA) | Partida Autónoma (PA) | |
| | Aislamiento Rápido (AR) | Aislamiento Rápido (AR) | |
| | Equipos de Vinculación (EV) | Equipos de Vinculación (EV) | |

5.2.3.1.1 Carga interrumpible

La Carga Interrumpible, recurso que puede contribuir al control de frecuencia, se define como la reducción de demanda neta del usuario final en tiempo real con el objeto de reducir la demanda en periodos de alto consumo y baja generación, de gestionar congestiones, de responder ante emergencias sistémicas, entre otros. El tiempo de activación será de 30 min a partir de la instrucción del Coordinador y mínimo Tiempo de Entrega será de 2 hrs. El informe de SSCC (resolución exenta 827) establece que las reducciones de demanda

eléctrica, asociadas al servicio de “cargas interrumpibles”, podrán ofrecerse por los Consumidores Finales, individual o agrupadamente.

En el Informe de SSCC de los años 2020, 2021 y 2022 elaborado por el Coordinador, se descarta la necesidad de contar con el servicio de carga interrumpible para garantizar la cobertura de la demanda en horario punta, así como tampoco para aportar a la respuesta en frecuencia ante situaciones de emergencia. De acuerdo a la opinión del consultor, la gestión de la demanda es un servicio que puede participar del control primario, secundario y terciario de frecuencia. Asimismo, a priori no debería existir ninguna limitación que impida la participación de comercializadores en todos los servicios complementarios.

En el Informe del año 2022 se describe el proyecto desarrollado por Enel Distribución y Enel X relacionado con la gestión de la demanda para el control terciario de frecuencia. La descripción del proyecto piloto señala que estarían disponibles 30 MW de Cargas Interrumpibles durante el año 2022.

5.2.3.1.2 Desconexión de carga para control de contingencia

Corresponde al desprendimiento automático o manual de carga con la finalidad de preservar la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico. Los Esquemas de Desconexión Automático de Carga (EDAC) son esquemas de control que operan automáticamente emitiendo orden de desenganche sobre interruptores asociados a consumos, en condiciones anormales del sistema eléctrico que ponen en riesgo su estabilidad. La activación de los EDAC se produce frente a: límites o umbrales de subfrecuencia, gradientes de disminución de frecuencia, límites de subtensión o señales de desenganche directo emitidas por sistemas de control que detectan contingencias específicas. Se distinguen los siguientes tipos de EDAC: EDAC por Subfrecuencia, EDAC por Subtensión y EDAC por Contingencia Específica. Se entenderá por Desconexión Manual de Carga (DMC) a aquellas acciones o instrucciones del Coordinador, necesarias para que los usuarios finales desconecten carga manualmente frente a situaciones de riesgo de la seguridad del sistema eléctrico.

5.2.3.2 Norma técnica de coordinación y operación (NTCO).

El objetivo de esta norma “es establecer las exigencias, procedimientos, metodologías y condiciones de aplicación con las que se regirá el proceso de coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional”. Específicamente, se regula la metodología de determinación de los costos marginales y regular las transferencias económicas del mercado a corto plazo.

5.2.3.3 Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución

Esta norma regula la implementación de los medidores inteligentes para clientes regulados.

El Artículo 6-11 establece que la Empresa Distribuidora deberá Implementar el Sistema de Medición, Monitoreo y Control (SMMC). Los SMMC deberán tener las siguientes funcionalidades generales:

1. Medición: El sistema deberá permitir la **medición remota** de los consumos e inyecciones de energía activa y reactiva de los Clientes y SD con la resolución que defina el Anexo Técnico Sistemas de Medición, Monitoreo y Control (AT SMMC).
2. Monitoreo: El sistema deberá permitir el monitoreo remoto de las principales variables de Calidad de Suministro y de Calidad de Producto en el Sistema de Distribución, según se establezca en el AT SMMC. Sin perjuicio de lo anterior, se deberán monitorear, al menos, las siguientes variables: Tensión, Corrientes, Estado de suministro.

En particular, respecto del estado de suministro, el sistema deberá ser capaz de notificar las desconexiones de los Clientes o Usuarios mayores a 30 segundos en los tiempos de notificación que define el AT SMMC.

3. Control: El sistema deberá permitir la **conexión y desconexión y limitación** de consumos o inyecciones de Clientes o Usuarios de manera remota.

5.2.3.4 Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución

Establece las exigencias técnicas mínimas que permitan asegurar un nivel de calidad, seguridad, escalabilidad e interoperabilidad para los “SMMC”, que deben implementar las Empresas Distribuidoras.

El anexo técnico define el esquema de comunicación entre los servicios eléctricos de valor agregado y el SMMC y los sistemas y aplicaciones de la Empresa Distribuidora. Los “servicios eléctricos de valor agregado” se definen como aquellos servicios que los Clientes y/o usuarios finales pueden desear, además del suministro de electricidad y que pueden incluir, de forma no taxativa, productos/servicios energéticos personalizados que se traduzcan en generación distribuida, soluciones integradas de **gestión de energía**, almacenamiento de energía, **microrredes**, carga de vehículos eléctricos, entre otros.

5.2.3.5 Proyecto de ley que Promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad

El proyecto de ley incorpora la definición de un sistema generación-consumo, figura que permite la entrada de agentes que tienen dualidad de roles. Esta figura es compatible con el rol que realiza un generador virtual al coordinar recursos energéticos distribuidos, tanto generación como consumo. Es importante notar, sin embargo, que la capacidad de generación de estos sistemas generación-consumo debe ser mediante medios de generación renovable, lo que podría limitar las acciones de un generador virtual bajo esta modalidad.

Adicionalmente, el proyecto de ley permitiría a los vehículos eléctricos participar en inyección a la red, bajo esquema netbilling o como gestión de demanda de clientes industriales (por ejemplo, para recorte en punta).

5.2.3.6 Proyecto de Ley Reforma Distribución (proyecto de portabilidad)

El proyecto de Ley establece la figura del comercializador puro de energía. Actualmente la comercialización de energía solo la pueden ejercer las empresas de generación. Con el proyecto de ley se buscaba que nuevas empresas, que no necesariamente son generadores, pudieran ejercer el rol del comercializador de energía y dar la posibilidad a los clientes regulados y libres³⁷ de comprar su consumo de energía a este nuevo agente, separando el negocio de la distribución entre los comercializadores de energía y el operador de la red de distribución.

De la revisión del proyecto de ley no queda tan clara la implementación de comercializador de servicios complementarios. El comercializador de SSCC se puede entender como aquel agente que no es dueño de recursos físicos que puedan contribuir a los SSCC, pero que participa en representación de sus dueños en los mercados correspondientes y se relaciona con el operador del sistema. Esta figura es bastante conocida a nivel internacional, en la cual, por ejemplo, el comercializador contacta a clientes industriales, identifica los recursos de gestión de demanda que podrían participar de los SSCC, y en representación de estos ofrece los SSCC. El comercializador es quien participa del mercado de SSCC y recibe los beneficios de participar de dicho mercado. Luego esos beneficios se transfieren a sus representados de acuerdo a las condiciones establecidas en sus contratos. Esta misma figura se podría aplicar a pequeños medios de generación distribuidos, sistema de

³⁷ Actualmente los clientes libres pueden comprar su energía a comercializadores que tengan activos de generación.

almacenamiento, microrredes, Smart-homes, etc. quienes directamente o través de Virtual Power Plant podrían participar del mercado de SSCC.

Si bien no hay descripción explícita del comercializar de SSCC, en el Artículo 122-3 se establece que los comercializadores podrán participar de transacciones de energía, potencia y otros servicios eléctricos. Dependiendo de cómo se interprete “otros servicios eléctricos”, los SSCC se podría enmarcar dentro de esta definición, pero la relación no es clara. Por su parte, el Artículo 122-9 (Tipos de licencia) define un tipo de licencia de comercialización específica para comercializar SSCC asociadas a retiros e inyecciones de energía. Dada esta definición, la comercialización estaría restringida a los SSCC para el control de frecuencia y control de contingencias, siendo poco clara la participación que podría tener la demanda.

5.2.4 Generador o Planta virtual, prosumidores.

Se identifican los siguientes cuerpos normativos asociados al desarrollo de generadores virtuales y prosumidores:

- Reglamento de Servicios Complementarios (Decreto 113).
- Norma técnica de coordinación y operación.
- Proyecto de Ley Reforma Distribución (proyecto de portabilidad)
- Ley 21118 Modifica la ley general de servicios eléctricos, con el fin de incentivar el desarrollo de las generadoras residenciales (Ley-21118, 2018).
- Reglamento de generación distribuida para autoconsumo (Decreto-57, 2020)
- Reglamento que establece la interoperabilidad de los sistemas de recarga de vehículos eléctricos (Ministerio de Energía, 2021a) (En desarrollo).

A continuación, se realiza un análisis de la normativa vigente.

5.2.4.1 Reglamento de Servicios Complementarios (Decreto 113)

La participación en el mercado de los servicios complementarios por parte del Generador o Planta Virtual, como agregador de recursos distribuidos de demanda y generación, debería quedar regulada por Reglamento de SSCC descrito anteriormente. Por otra parte, el Reglamento de Servicios Complementarios, también regula la participación de los sistemas de almacenamiento. A nivel internacional, los sistemas de almacenamiento comúnmente son integrados como parte de las Plantas Virtuales.

5.2.4.2 Ley 21118 Modifica la ley general de servicios eléctricos, con el fin de incentivar el desarrollo de las generadoras residenciales.

A continuación, se describe el reglamento asociado a esta modificación reciente de la ley de netbilling, en la cual se define el “Equipamiento de Generación Conjunto”

5.2.4.3 Reglamento de generación distribuida para autoconsumo (Decreto 57)

El Artículo 8 del Reglamento establece que los Usuarios Finales que se agrupen y dispongan para su propio consumo de un Equipamiento de Generación Conjunto, tendrán derecho a inyectar la energía que de esta forma generen a la red de distribución a través del empalme al cual se encuentra conectado el Equipamiento de Generación, valorizar dichas inyecciones y descontarlas de los Cargos por Suministro Eléctrico de las facturaciones correspondientes asociadas a los números de identificación de los respectivos servicios. La “agrupación de generación” es una característica propia de los Generadores Virtuales, en esta norma la agrupación se da por la propiedad conjunta del equipo de generación.

5.2.4.4 Proyecto de Ley Reforma Distribución (proyecto de portabilidad)

El Artículo 122° define a los usuarios de los sistemas de distribución entre los cuales se incluye a los agregadores de generación o demanda. Se considerarán usuarios de los sistemas de distribución a aquellas personas naturales o jurídicas que retiren o inyecten energía eléctrica en las instalaciones de distribución, o hagan uso de éstas, tales como usuarios finales, operadores o explotadores de medios energéticos distribuidos, gestores de servicios en distribución, agregadores de generación o demanda, comercializadores de energía, prestadores de servicios complementarios o empresas generadoras.

A los agregadores de medios distribuidos se les imputa las inyecciones y retiros de los productos energéticos asociados a los clientes que representa. Esta es una necesidad del Generador Virtual que el proyecto de ley podría proveer: el generador virtual podría utilizar las figuras de agregador de generación y agregador de demanda, y con esto generar las características necesarias para que este grupo de generadores pueda ingresar al mercado controlando los horarios de generación, ofreciendo servicios complementarios, generando contratos de suministro y mejorando la capacidad de generación vista por el sistema (Ketterer, 2009). La definición de usuario de los sistemas de distribución es amplia como para permitir la creación de generadores virtuales. Sin embargo, un generador virtual con recursos a nivel de transmisión queda fuera del alcance de este proyecto de ley.

5.2.4.5 Reglamento que establece la interoperabilidad de los sistemas de recarga de vehículos eléctricos.

El despliegue de la electromovilidad requiere de una red de carga, tanto en el ámbito público como privado. Lo anterior requiere de una interoperabilidad de los sistemas de carga, esto con la finalidad de facilitar la conexión de los vehículos eléctricos y consiguientemente apoyar la transición a la electromovilidad. El artículo 6 de la Ley de Eficiencia Energética mandata al Ministerio de Energía a crear este reglamento. A la fecha del informe este se encuentra en desarrollo.

5.2.4.6 Ejemplo de Generador Virtual

La empresa COPEC ha desarrollado un proyecto de Planta Virtual³⁸, aunque solo limitado a un sistema de almacenamiento con una capacidad de gestión inteligente. A nivel internacional, la definición de Generador Virtual incluye la agrupación de varios recursos energéticos, entre ellos, generadores, sistemas de almacenamiento, recursos de gestión de demanda, entre otros.

5.3 Industria

5.3.1 Gestión de energía

Se identifican los siguientes cuerpos normativos asociados a la gestión de energía:

- Ley de Eficiencia Energética (Ley-21305, 2021).
- Reglamento sobre gestión energética de los Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía y de los organismos públicos

A continuación, se realiza un análisis de la normativa vigente.

5.3.1.1 Ley de Eficiencia Energética (Ley 21305)

Esta ley establece la obligatoriedad de la implementación de un Sistema de Gestión Energética (SGE) para los Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía (CCGE). Los SGE deben cubrir al menos el 80% de su consumo energético total. Los SGE podrán ser sistemas integrados o no a algún otro sistema de gestión que mantenga la empresa. Los SGE deberán contar, a lo menos, con: una política energética interna, objetivos, metas, planes de acción, e indicadores de desempeño energético; un gestor energético no

³⁸ Fuente: <https://www.empresascopec.cl/noticia/copec-y-stem-preparan-primera-planta-de-energia-virtual-de-sudamerica/>

necesariamente exclusivo, control operacional, medición y verificación, todo ello de acuerdo a los requisitos, plazos y forma que señale el reglamento.

5.3.1.2 Reglamento sobre gestión energética de los Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía y de los organismos públicos.

El Reglamento estipula el procedimiento por el cual las empresas designadas por el Ministerio de Energía deberán informar su consumo energético anual y el procedimiento para que las empresas sean declaradas CCGE, por lo que tendrán la obligación de implementar un SGE. El reglamento regula los estándares para las SGE, diferenciándolas en certificadas y no certificadas.

5.3.2 Monitoreo de emisiones

Se identifican los siguientes cuerpos normativos asociados al monitoreo de emisiones:

- Norma de emisión para centrales termoeléctricas (Decreto-13, 2011).
- Norma de Emisión para Fundiciones y Fuentes Emisoras de Arsénico (Decreto 28)
- Ley N° 20.780 de Reforma Tributaria (Ley-20780, 2014).
- Ley 21.210 que Moderniza la Legislación Tributaria (Ley-21210, 2020).
- Protocolo para sistemas de monitoreo continuo de emisiones "CEMS" (Resolución Exenta N° 1743)
- Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la ley N°20.780 (Superintendencia del Medio Ambiente, 2016).
- Ley de Cambio Climático (Ley-21455, 2022).

A continuación, se realiza un análisis de la normativa vigente.

5.3.2.1 Norma de emisión para centrales termoeléctricas (Decreto 13)

Esta norma de emisión para termoeléctricas tiene por objeto controlar las emisiones al aire de Material Particulado (MP), óxidos de Nitrógeno (NOx), Dióxido de Azufre (SO₂) y Mercurio (Hg), a fin de prevenir y proteger la salud de las personas y el medio ambiente.

5.3.2.2 Norma de Emisión para Fundiciones y Fuentes Emisoras de Arsénico (Decreto 28)

Esta norma de emisión tiene por objetivo proteger la salud de las personas y el medio ambiente en todo el territorio nacional, ya que se espera que como resultado de su aplicación se reduzcan las emisiones al aire de material particulado (MP), dióxido de azufre

(SO₂), arsénico (As) y mercurio (Hg). De acuerdo al Decreto 28 de 2013, la norma “establece límites de emisión tanto para los procesos unitarios de las fuentes emisoras como para las emisiones fugitivas de las mismas. La importancia de los primeros radica en que su control reduce la probabilidad de eventos de corta duración, producto de inadecuadas prácticas operacionales o fallas en los sistemas de control. Por su parte, el control de las emisiones fugitivas es de gran importancia, ya que los procesos de fusión y conversión, cuando corresponden a procesos abiertos y discontinuos como es el caso general, emiten la mayor proporción de contaminantes. Por tal razón, con la aplicación de la norma se espera optimizar la captura de gases fugitivos, mejorando la calidad del aire del entorno”.

5.3.2.3 Ley N° 20.780 de Reforma Tributaria

Ley que incorpora un gravamen a las emisiones de material particulado (MP), dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno NO_x y dióxido de carbono (CO₂) para fuentes fijas.

5.3.2.4 Ley 21.210 que Moderniza la Legislación Tributaria

Ley que establece que el contribuyente podrá compensar todo o parte de sus emisiones gravadas, para efectos de determinar el monto del impuesto a pagar, mediante la implementación de proyectos de reducción de emisiones.

5.3.2.5 Protocolo para sistemas de monitoreo continuo de emisiones "CEMS" (Resolución Exenta N° 1743)

Dadas las exigencias de “medición continua de emisiones” que establecen las Normas de Emisión, Resoluciones de Calificación Ambiental y Planes de Prevención y/o Descontaminación Ambiental se establece la obligación de las fuentes puntuales para medir emisiones a través de un “Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones” para ciertos contaminantes y parámetros de interés. Además, en 2019, la SMA dictó la resolución exenta N° 1.574, que aprobó la instrucción general para la conexión en línea de los sistemas de monitoreo continuo de emisiones - CEMS (Res. Ex. N° 1.574/2019 SMA), a fin de realizar un análisis más expedito, preciso y acabado de los reportes enviados por los titulares, contando así con información en tiempo real, que permita priorizar actividades de fiscalización y la adopción de medidas preventivas cuando correspondiere.

5.3.2.6 Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la ley N°20.780 (Superintendencia del Medio Ambiente)

Establece las metodologías de cuantificación de emisiones de NOx, SO2, MP y CO2, para los establecimientos (calderas y turbinas) afectos al impuesto, además de fijar los requisitos administrativos.

5.3.2.7 Ley de Cambio Climático

Define meta de carbono neutralidad y sistema de norma de emisiones de gases de efecto invernadero.

Es importante mencionar el Proyecto de CONAF “Desarrollo de sistemas de monitoreo automatizado en base a tecnologías integradas AI, Blockchain e IoT para el monitoreo de proyectos forestales y REDD+” que utiliza tecnologías digitales para priorizar el emplazamiento de los recursos³⁹.

5.3.3 Automatización y optimización de procesos

De acuerdo a los análisis realizados, actualmente no existiría una normativa que regule o promueva la automatización y optimización de procesos.

5.3.4 Mantenimiento predictivo

De acuerdo a los análisis realizados, actualmente no existiría una normativa que regule o promueva el mantenimiento predictivo de los distintos tipos de industria. En el caso del sector eléctrico, solo se reconoce una relación de esta aplicación con el Anexo Técnico: Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor.

5.3.4.1 Anexo Técnico: Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor (CNE, 2015)

En el caso del sector generación eléctrico, existe el "**Anexo Técnico: Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor**" de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio ("NTSyCS"). El anexo define el proceso para planificar y coordinar el Mantenimiento Preventivo Mayor de las instalaciones que se encuentren en operación sujetas a coordinación del Coordinador. No obstante, dicha norma no establece ninguna obligación del tipo de mantenimiento que deben realizar las empresas coordinadas.

³⁹ <https://opensurface.io/>

<https://www.ebpchile.cl/es/proyectos/desarrollo-de-sistemas-de-monitoreo-automatizados-para-bosques-naturales-en-base-ai>

5.4 Usuario final

5.4.1 Comercialización, facturación y orientación al usuario

Se identifican los siguientes cuerpos normativos asociados comercialización y facturación:

- Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.
- Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.
- Proyecto de Ley Reforma Distribución (proyecto de portabilidad).
- Proyecto de ley sobre datos personales (Cámara de Diputadas y Diputados, 2017).

A continuación, se realiza un análisis de la normativa vigente.

5.4.1.1 Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución

El Artículo 8-1 establece el mecanismo de facturación a partir de las mediciones de los medidores inteligentes: “La información obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de cada Cliente y/o Usuario deberá ser utilizada por la Empresa Distribuidora para el cumplimiento de procesos de **facturación** y de operación del Sistema de Distribución, con estricto apego a la normativa vigente. Asimismo, dicha información debe **estar disponible** de manera permanente para la Superintendencia, el **Coordinador** y la Comisión para el adecuado ejercicio de sus funciones.

El Anexo Técnico también regula la proyección de los datos de las mediciones de los medidores inteligentes: “Todo uso y/o difusión de la información obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de cada Cliente y/o Usuario para fines distintos a los señalados en el inciso precedente y demás usos autorizados en la normativa vigente, debe ser autorizado de manera expresa por el Cliente y/o Usuario respectivo, en concordancia con lo dispuesto en la Ley N° 19.628, sobre Protección a la Vida Privada, o aquella que la reemplace. El Cliente y/o Usuario podrá revocar su autorización, aunque sin efecto retroactivo”.

5.4.1.2 Proyecto de Ley Reforma Distribución (proyecto de portabilidad)

El proyecto de Ley de portabilidad (descrito anteriormente) tenía como objetivo establecer la figura del comercializador puro tanto para clientes libres como regulados. De esta forma, los clientes regulados podrían optar a comprar la energía eléctrica a distintos proveedores o comercializadores.

5.4.1.3 Proyecto de Ley sobre Datos Personales (Boletín Nº11144)

En el Congreso Nacional se discute -en segundo trámite- el proyecto de ley que reforma sustancialmente la Ley Nº19.628, que eleva de manera sustancial el estándar de protección de los datos personales en Chile, estableciendo reglas más estrictas para el procesamiento de datos personales e incluyendo un régimen sancionatorio fuerte en caso de infracciones, que pueden llegar a multas equivalentes al 4% de los ingresos anuales de la organización responsable del tratamiento. En el caso de los datos personales asociados a consumo, además de la exigencia de consentimiento se deberán respetar las finalidades específicas para las cuales fueron recolectados los datos y no se podrán realizar otros tipos de procesamientos. Esto limitará, por ejemplo, la disponibilidad de datos -incluyendo la eventual comunicación al regulador- una vez concluidos los procesos de medición y facturación, o su eventual utilización no anonimizada.

5.4.2 Pay-for-performance

El modelo Pay-for-Performance hace referencia a una estrategia de eficiencia energética en la que una autoridad pública o compañías eléctricas les pagan a los consumidores (o agregadores) basándose en las mediciones en tiempo real del consumo de energía. Considerando esta definición, la normativa que se describió anteriormente que aplica para la “Gestión de demanda” y “Gestión de Energía”, también aplicaría para esta aplicación digital:

- Reglamento de Servicios Complementarios (Decreto 113)
- Norma técnica de coordinación y operación
- Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución
- Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución
- Proyecto de ley que Promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad
- Proyecto de Ley Reforma Distribución (proyecto de portabilidad)
- Ley de Eficiencia Energética (Ley 21305)

Reglamento sobre gestión energética de los Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía y de los organismos públicos (Ministerio de Energía, 2021b).

6 Talleres participativos: Resumen y Análisis

El objetivo de los talleres participativos fue generar un espacio de discusión y análisis entre los asistentes, que permita disponer de información actualizada desde distintas perspectivas. La idea es que la conformación de las mesas también permitiera juntar miradas distintas y complementarias sobre los temas. De acuerdo a las condiciones sanitarias evaluadas al iniciar la tercera actividad del proyecto (en el contexto de pandemia y situación sanitaria en Chile), y en común acuerdo con la contraparte, se decidió realizar los talleres de forma presencial en la ciudad de Santiago.

Con el propósito de fomentar la participación más allá de quienes asistieron presencialmente a los talleres, se acordó con la contraparte realizar, además de los talleres participativos presenciales, un cuarto seminario participativo virtual. La idea es poder, por ejemplo, permitir a aquellos actores de otras regiones que no son la Metropolitana, pudieran también participar de la instancia.

Los talleres presenciales participativos se desarrollaron los días 19, 24 y 26 de agosto de 2022 en la ciudad de Santiago, en las dependencias de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas (FCFM) de la Universidad de Chile. Para este propósito, la FCFM dispuso de su Auditorio Enrique D'Etigny, el más moderno de la facultad, para la realización de los talleres (ver Figura 6.1). Este auditorio, ubicado en Beauchef 851, Santiago, cuenta con capacidad de 100 personas y posee anexado un espacio para realización de coffee breaks y talleres. En el contexto de la pandemia, la FCFM requirió el Pase de Movilidad habilitado para el acceso de los participantes, condición que no impuso mayor restricción a la realización del evento.



Figura 6.1: Plenaria de los talleres participativos en el auditorio Enrique D'Etigny, FCFM, U. de Chile.

Para cada ámbito de interés se realizó un taller participativo:

- 19 de agosto: Usuario final
- 24 de agosto: Redes inteligentes
- 26 de agosto: Industria

Los talleres participativos fueron cubiertos por el área de comunicaciones de la FCFM, y la nota de prensa publicada el 26 de agosto se puede acceder en el siguiente link: <https://ingenieria.uchile.cl/noticias/189652/centro-de-energia-realiza-talleres-de-digitalizacion-al-sector-energia>.

El seminario participativo virtual se desarrolló el día 23 de septiembre de 2022 mediante la plataforma Zoom, apoyado por las herramientas Mentimeter y Mural. La plataforma Zoom permitió separar a los participantes en “*breakout rooms*” donde se pudo tratar cada ámbito por separado.

En el Anexo 12 se presenta la metodología de los talleres, en los Anexos 13 y 14 se presenta el detalle de los talleres presenciales y virtual respectivamente, y en el Anexo 15 se presenta una síntesis del trabajo participativo completo. El Anexo 16 incluye además todo el material de los talleres (fichas resumen, lista de asistentes, presentaciones, entre otros). A continuación, se destacan las principales barreras y oportunidades detectadas en dicho trabajo, considerando tanto los talleres presenciales como el seminario participativo virtual.

6.1 Usuario final

En este ámbito, se han identificado principalmente las siguientes barreras transversales asociadas a la transformación digital:

- Se aprecia una relevante desconfianza entre distintos actores relacionados, por ejemplo, con el distribuidor de la red o con el resto de la comunidad, en especial con la compleja implementación de los medidores inteligentes, que generó gran parte de este clima de desconfianza, lo que se suma a preocupación por el uso de datos de consumo en tiempo real de cada usuario. En el caso de las cooperativas la falta de confianza es con el agente externo.
- Se percibe un bajo nivel de educación/conocimientos de una parte de los usuarios finales para adoptar las soluciones tecnológicas que se ofrecen en este sector y poca cobertura/conocimiento del regulador para fomentar su uso (incluidos municipalidades, servicios públicos y ministerios, SEC, entre otros).

- Se aprecia una desigualdad de información entre las distribuidoras, otras empresas y los usuarios, donde se espera privacidad de la información de cada cliente (además que éste conozca cómo es su consumo) y que el conocimiento de las empresas distribuidoras respecto a los hábitos energéticos de las personas no se transforme en una competencia desleal frente a otros sectores.
- Existiría baja capacidad de inversión frente a los costos de las tecnologías. En particular, si los usuarios finales son los que deben costear la transformación, es posible que se genere alta resistencia a pagar costos extra.
- Hay localidades y zonas con mal estado de las instalaciones domiciliarias e infraestructura de distribución, de la misma forma que existe una baja calidad en zonas rurales (incluido la mala cobertura de la red móvil).
- Existen tecnologías y servicios (como el P4P) que son desconocidos para la mayoría de los actores de este sector.

A partir del análisis de los resultados de los talleres se visualizan una serie de oportunidades que pueden ser aprovechadas para avanzar en la brecha digital que existe en este sector. Primeramente, se visualiza un usuario empoderado, con más información, y capaz de mejorar su capacidad de decidir y grado de participación. Además, con mayor información disponible, la tarificación va a ser más precisa y ajustada a los consumos/inyecciones reales de los usuarios. Existe una oportunidad de ocupar un solo medidor para todos los servicios básicos, como se hace en otros países (Europa).

Se reconoce una gran oportunidad de mejorar el servicio en comunidades/zonas rurales. El desafío de penetrar con estos sistemas en estas zonas abre la oportunidad de mejorar los servicios de estas comunidades mediante soluciones innovadoras y más eficientes. Es importante, sin embargo, mejorar los estándares de seguridad de las instalaciones eléctricas dado los riesgos que estos pueden presentar.

Se detecta, a su vez, que hay necesidades de mejoramiento. Por una parte, mejorar la calidad de servicio, reconociendo necesidades de mantenimiento y eventos de corte. En una zona rural cuyos alimentadores tienen cientos de kilómetros, la digitalización permitiría identificar la zona afectada. Por otra parte, mejorar la normativa para la comercialización, monopolio y administración de los datos digitalizados. Esto con el fin de ampliar la recolección y disponibilidad de datos, para crear una red de ciudades inteligentes. En este sentido, el Coordinador Eléctrico podría utilizar técnicas predictivas.

En el caso particular de agregación de demanda, las propuestas tecnológicas serían apropiadas para edificios y empresas donde ya existe cierto nivel de infraestructura. Sin embargo, parecieran de nicho y alejadas a la realidad de la mayoría.

Asociar este ámbito con otras aplicaciones de Redes Inteligentes (ej. almacenamiento, micro-redes) aparece como una sinergia importante y gran oportunidad. El almacenamiento, por ejemplo, viabiliza la continuidad de suministro. Existen oportunidades asociadas a la electromovilidad, que aparece muy cercana al usuario final y se relaciona fuertemente con almacenamiento. Digitalizar podría ayudar a detectar irregularidades en el sistema de distribución (instalaciones de GD no regularizadas, por ejemplo) y mejorar la imagen de las distribuidoras frente al usuario.

La implementación de sistemas de digitalización debe incluir una visión de género. Por ejemplo, las mujeres muchas veces necesitan trabajar desde sus casas o están más involucradas en sus hogares, por lo tanto, estarían más cercanas a aplicaciones de este ámbito.

Dentro del ámbito económico, sería importante definir cuáles serían los beneficios para los usuarios finales más allá del dinero. Por lo tanto, existe una oportunidad para nuevos modelos de negocios, subsidios y programas. Adicionalmente, sería importante aprovechar economías de escala: por ejemplo, que se obligue a que las nuevas viviendas incorporen tecnologías como medidores inteligentes, paneles solares, etc. De esta forma, los costos se distribuyen en la empresa constructora.

En cuanto a actores relevantes, Los municipios deberían tomar un rol importante y acercarse más a las personas sobre materias energéticas. La Superintendencia de Electricidad y Combustibles debería tener un rol predominante en esta materia.

Finalmente, es indispensable dar a conocer las tecnologías y servicios. El caso particular de P4P fue muy evidente, donde varios de los asistentes a las actividades desconocían la aplicación, y no obtuvo votos en el seminario virtual.

6.2 Redes inteligentes

En el ámbito de redes inteligentes, se han identificado principalmente las siguientes barreras:

- El despliegue de medidores inteligentes aparece como una de las barreras más importantes de manera transversal a las aplicaciones de este ámbito. Esta barrera

aparece sistemáticamente mencionada tanto en lo técnico (interoperabilidad con otros sistemas), como en económico (cómo se financian) y lo social (comunicación efectiva de los beneficios que trae su despliegue).

- Existe una falta de regulación que permita la proliferación de varias aplicaciones. En particular, los conceptos de micro-red y generador virtual están ausentes de la normativa chilena.
- Se reconoce que varias aplicaciones traen consigo un costo importante. Por lo tanto, quienes implementen estas tecnologías necesitan una capacidad de inversión adecuada. Esto va en línea con lo que se ha detectado en los casos internacionales revisados en la Actividad 2.

Del análisis de la información levantada en los trabajos participativos, se reconocen una serie de oportunidades en el ámbito de redes inteligentes. Si bien aplicaciones como Subestación inteligente en transmisión, y en menor medida Automatización de la distribución, están avanzadas, existen espacios de mejora. La implementación de tecnologías a nivel de transmisión y distribución podría requerir sólo de normativa técnica, y no de cambios legislativos mayores, por lo que aplicaciones como éstas podrían impulsarse mediante exigencias normativas en licitaciones, por ejemplo.

En cuanto a otras aplicaciones, existe una gran oportunidad para que apoyen el mejoramiento de la calidad de suministro y, en general, un uso eficiente de los recursos energéticos disponibles. Acá, las más destacadas son micro-redes, gestión de demanda y generador virtual. Estas aplicaciones, además, podrían traer beneficios si es que pueden participar de nuevos mercados, como los de servicios complementarios.

Se reconoce en la información levantada de este ámbito que los proyectos piloto podrían jugar un rol importante en la visualización de los potenciales beneficios y ventajas de las aplicaciones digitales.

Finalmente, y similar al caso de Usuario Final, en Redes inteligentes se reconoce una sinergia importante con electromovilidad, donde podría este último tema abordarse en conjunto con aplicaciones como la gestión de demanda.

6.3 Industria

En el caso del sector industrial, las principales barreras transversales asociadas a la transformación digital son las siguientes:

- Escasa renovación tecnológica en la industria, excepto en las empresas grandes y/o con requerimientos de clientes internacionales
- Desconocimiento respecto a lo que se desea digitalizar en las empresas
- Escasez de capital humano capacitado y falta de información de experiencias (exitosas o no) por ser estratégica para las empresas.
- Resistencia al cambio (“siempre se ha hecho así”)
- Altos costos de la tecnología y falta de financiamiento por parte de la banca

A partir de las barreras mencionadas previamente, y de acuerdo a lo que también surgió de los actores involucrados en los talleres, se han detectado interesantes oportunidades para este sector. En primer lugar, aparece como clave el poder avanzar en la regulación de las empresas más grandes para acercarse a los estándares exigidos por clientes internacionales (ej. minería). Ello permitirá que estos cambios en las grandes traccionen a sus proveedores en esta materia.

También es importante que se puedan abordar los desafíos de la digitalización de manera multidisciplinaria (por ejemplo, integrar en las soluciones a los expertos en procesos (TO) con los expertos en tecnologías de la información (TI)), lo que seguramente redundará en mejoras en productividad.

Por otra parte, se puede aprovechar la electrificación de los procesos industriales que se ha venido dando (y se espera aumente en el futuro, dadas las medidas en materia de cambio climático) para generar más espacios de incorporación de la digitalización. Además, la recientemente promulgada ley de eficiencia energética permite que las empresas aborden de manera integral el ahorro energético y su reporte y monitoreo, donde las tecnologías digitales pueden jugar un papel relevante.

A modo de resumen, se desprende de manera importante del proceso participativo para el sector industrial que los principales impulsores de la transformación digital son las grandes empresas (traccionadoras) que basan su sustentabilidad futura en su habilidad para trabajar de manera responsable con sus empleados y con la comunidad y el entorno donde trabajan.

En particular, el compromiso con las prácticas ambientales que se observa en varias de las empresas exportadoras debido a las exigencias de sus clientes; en general muestra (según la experiencia internacional), que las compañías ahorran dinero (lo que no siempre es fácil de inculcar en las empresas) y reducen su “huella” ambiental evitando residuos, conservando energía y manteniendo procesos productivos ambientalmente seguros. En esta misma línea, los consumidores cada vez más exigen una mayor variedad de productos

y servicios, más económicos y amigables con el medio ambiente, lo que también presiona a las empresas del mercado nacional a incluso sobrepasar las normas vigentes para operar (economía circular, re-manufactura, industria cero emisiones, etc.).

Todas estas oportunidades pueden ser aprovechadas para que la tecnología apoye la transformación digital, ya sea por la propia competitividad de las industrias (generando un flujo mayor de negocio, aumentando su eficiencia y eficacia o su calidad) o por la acción proactiva del Estado, a través de las compras públicas o las políticas públicas y regulaciones.

Finalmente, en lo que respecta a capital humano, existen muchas oportunidades al incorporar la digitalización para mejorar la seguridad de las operaciones, mejorar la calidad de vida de los trabajadores, o bien captar a la mejor gente para generar ventajas competitivas en el mercado. En este sentido, la regulación y las tecnologías cambian muy rápidamente en este ámbito, por lo que el contar con capital humano actualizado (tanto en las empresas como en el regulador) permitirá aprovechar de mejor manera las oportunidades. En algunas aplicaciones, como el mantenimiento predictivo, ni siquiera se han detectado planes de estudio obligatorios asociados a estas necesidades.

7 Análisis, priorización, recomendaciones y mejores prácticas para el desarrollo normativo y regulatorio

A nivel internacional se han observado, en general, los siguientes elementos normativos⁴⁰ claves para promover la digitalización de los usos analizados en este estudio:

- Que la normativa permita la participación de clientes libres y regulados en los mercados de la energía y servicios complementarios, a través de la implementación de los distintos usos digitales (gestión demanda, plantas virtuales, etc.). De esta forma, se puede acceder a los potenciales beneficios de la digitalización.
- Que la normativa promueva el desarrollo de la tecnología habilitante. Por ejemplo, que se promueva el desarrollo de medidores inteligentes, sistemas de medición remota, redes de transmisión de datos, etc.
- Que la normativa defina el estándar para desarrollar las tecnologías habilitantes. Por ejemplo, exigencias de estándar para equipos que se importan puedan estar habilitados para poder gestionar demanda, estándares para la interoperabilidad, estándares para la comunicación entre equipos (ejemplo, Internet of Things), etc.

Teniendo en consideración la experiencia internacional, y el levantamiento de información del caso nacional, se propone priorizar las aplicaciones a modo general, teniendo en consideración el corto plazo (2025), mediano plazo (2030) y largo plazo (2050) acordado con la contraparte técnica. Los detalles de acciones específicas, que tienen en consideración los procedimientos regulatorios y plazos, se presentan en Plan de Acción de la sección 0. La priorización se propone de la siguiente manera:

Redes inteligentes:

- Corto plazo: Subestación inteligente; automatización de la distribución. En estas dos aplicaciones ya hay avances en la regulación chilena (CNE, 2019; Comisión Nacional de Energía, 2020) y se espera que el inicio de su desarrollo ocurra en el corto plazo, sin embargo, su implementación debiera ser en forma gradual.
- Mediano plazo: Generador Virtual; Micro-redes; Gestión de demanda. Estas aplicaciones requieren cambios regulatorios y normativos importantes para permitir, por ejemplo, la aparición de nuevos agentes en el sector eléctrico, por lo

⁴⁰ En este contexto, normativa (o cuerpo normativo) se entiende como el conjunto de leyes, reglamentos y normas que operan a nivel nacional en un determinado país.

que se espera que no se desarrollen en el corto plazo, pero en el mediano plazo las oportunidades que abren estas aplicaciones pueden ser muy beneficiosas.

Industria:

- Corto plazo: Gestión de energía. La necesidad de contar con los SGE que exige la nueva ley de eficiencia energética impulsará el desarrollo de esta aplicación, que será transversal en los sectores industriales de nuestro país.
- Mediano plazo: Monitoreo de emisiones. Esta aplicación potenciada con tecnologías digitales será necesaria para demostrar el cumplimiento de las metas de emisiones que nuestro país espera alcanzar en el mediano plazo.
- Largo plazo: Automatización y optimización de procesos; Mantenimiento predictivo. Estas aplicaciones requieren de un cambio cultural, un re-entendimiento de cómo operan las cadenas productivas, y el compromiso de la alta gerencia, así como una eficaz gestión del cambio.

Usuario final:

- Corto plazo: Comercialización, facturación y orientación al usuario. En la medida que se desplieguen las tecnologías de automatización de la distribución, acompañada de los necesarios medidores inteligentes, esta aplicación prestará las herramientas necesarias para la portabilidad eléctrica. La futura ley de portabilidad eléctrica podría impulsar el desarrollo de esta aplicación.
- Mediano plazo: Agregación de demanda y prosumidores. De manera similar al caso de Generador Virtual, Micro-redes y Gestión de demanda, esta aplicación requiere de cambios regulatorios y normativos importantes. Además, para ser prosumidor hay que superar algunas brechas, como la educación en el ámbito digital (*Digital divide* o *digital breach*), y los costos.
- Mediano-Largo plazo: Pay-for-performance. Es necesario que primero se desplieguen las tecnologías habilitantes asociadas a esta aplicación (principalmente medidores inteligentes) antes de que su uso se masifique, lo que se espera que ocurra en el mediano plazo.

Considerando los aspectos anteriormente mencionados, a continuación, se analiza el estado actual de la regulación chilena para promover la digitalización del sector energía.

7.1 Redes inteligentes

7.1.1 Subestaciones inteligentes en Transmisión

Situación a nivel internacional

Estados Unidos, Australia y Corea del Sur tienen incorporada en su normativa el uso del estándar IEC 61850 respecto a la automatización de las subestaciones. Estados Unidos actualmente tiene políticas para promover la modernización de las redes transmisión y distribución.

Situación a nivel país

Actualmente en Chile existen pocos proyectos que hayan implementado esta tecnología. Si bien la normativa actual no exige el desarrollo de este tipo de tecnología, ésta sí define el estándar en la eventualidad de que se quiera desarrollar este tipo de proyectos en Chile. La norma “Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión” define el estándar de subestaciones digitales IEC 61850, el cual es ampliamente utilizado a nivel internacional. La masificación de esta tecnología va a depender de los beneficios que sean identificados en los ejercicios de planificación que elabora la Comisión Nacional de Energía y el Coordinador Eléctrico Nacional.

Oportunidades y brechas

La incorporación de tecnologías en las subestaciones, como los PMU, ya son parte del ejercicio para el cumplimiento de la NTSyCS. El Coordinador realiza estudios de su “Módulo de Medición Fasorial” desde el año 2016 en cumplimiento con Art. 4-28 de dicha norma. Con esto, se han desplegado PMUs en distintas partes del país. Si bien el Coordinador indica en que su actual plataforma permite, entre otras cosas, calcular parámetros de líneas en tiempo real⁴¹, esta funcionalidad no está requerida por la normativa actual. Existe una oportunidad, pues con esta funcionalidad se puede, por ejemplo, realizar la función denominada Dynamic Line Rating (DLR).

Los sistemas DLR son un conjunto de tecnologías y métodos computacionales que ayudan a determinar la capacidad de transporte de corriente (tanto en tiempo real como a para pronóstico) de las líneas de transmisión, sobre la base de mediciones de las condiciones

⁴¹ CEN, Estudio para la Implementación del Módulo de Medición Fasorial, Julio 2022. <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/07/Informe-Estudio-Modulo-de-Medicion-Fasorial-2022.pdf>

ambientales y el estado de la línea. En principio, DLR utiliza las mismas ecuaciones de balance de calor que la clasificación de línea tradicional (estática), pero incluye un componente variable en el tiempo más sofisticado basado en las condiciones climáticas y de línea medidas y pronosticadas. El objetivo principal de usar sistemas DLR es ayudar a los operadores del sistema a determinar, de manera precisa y confiable, la capacidad de carga de corriente física sobre la base de consideraciones térmicas (US DoE, 2022).

Por parte de otras tecnologías digitales en las subestaciones, tales como comunicación por fibra óptica con el protocolo IEC 61850, están poco desarrolladas. En este sentido, el proyecto del Grupo Saesa en las subestaciones Remehue y La Misión aparece como destacado.

7.1.2 Automatización de la distribución

Situación a nivel internacional

Estados Unidos ha hecho inversiones para la automatización de la red de distribución mediante programas de fomento al desarrollo tecnológico (Smart Grid Investment Grants y Smart Grid Demonstration Projects). En ambos programas se han financiado Advanced Distribution Management Systems que, como una de las principales funciones, se desempeñan para “fault location isolation and service restoration” (US DoE, 2022). Con estos sistemas, es posible combinar datos estáticos (por ejemplo, conectividad de las redes) y dinámicos (por ejemplo, interrupciones a nivel de cliente) para mejorar la observabilidad de la red.

La empresa de distribución de Corea (KEPCO) ha realizado una fuerte inversión para la automatización de la red de distribución. Entre las medidas implementadas se encuentra la detección de errores, el pronóstico de la demanda, coordinación de protecciones, reparación de fallas, monitoreo en tiempo real de la calidad de suministro, entre otras.

Como antecedente adicional, la empresa Iberdrola ha automatizado en forma voluntaria la red de distribución, lo cual ha traído como consecuencia una mejora en los índices de calidad de suministro. Asimismo, esta empresa comenta que la automatización de la red fue el resultado de la implementación de medidores inteligentes. En este sentido, el impulso de una tecnología habilitante puede generar, como consecuencia, la adopción de una aplicación, sin que sea estrictamente necesario un cambio regulatorio para dicha aplicación.

Situación a nivel país

La normativa vigente asociada a la implementación de sistemas de medición (AT SMMC) y cumplimientos de indicadores de calidad de suministro (CNE, 2019b, Cap.4), ha promovido la implementación de sistemas de automatización de las redes de distribución con el objeto de disminuir los tiempos de reposición de suministro. Si bien la normativa vigente no exige la implementación de sistemas automatización, el cumplimiento de estándares de tiempo de interrupción del suministro ha llevado a que las empresas de distribución inviertan en tecnologías digitales que les permita cumplir con estos estándares.

Oportunidades y brechas

La reciente actualización de la política energética considera una serie de metas, dentro de las cuales hay varias relacionadas con la automatización de la distribución:

- Meta 10: Al 2040, Chile cuenta con los más altos estándares del mundo en confiabilidad y resiliencia del sistema energético.
- Meta 11: 1 hora máximo de indisponibilidad de suministro eléctrico promedio en el país al 2050.

En la experiencia internacional, el cumplimiento de estas metas es posible mediante las tecnologías aplicadas a la automatización de la distribución, particularmente en usos de Advanced Distribution Management Systems (ADMS) y sistemas de localización y aislamiento de fallas, y restauración de servicio (FLISR). Por una parte, ADMS apoya a la operación de la red y puede recopilar, organizar, mostrar y analizar información del sistema de distribución en tiempo real en varios sistemas. Estos sistemas permiten a los operadores, mediante su gestión, aumentar la eficiencia del sistema, mejorar la confiabilidad y evitar sobrecargas. Por otra parte, las aplicaciones de FLISR pueden utilizar inteligencia descentralizada, de subestación o de centro de control para ubicar, aislar, reconfigurar y restaurar la energía en secciones de un circuito que estén en condición saludable (US DoE, 2022).

7.1.3 Gestión de demanda

Situación a nivel internacional

En Estados Unidos se han realizado modificaciones normativas de manera de incentivar la participación de la demanda en el mercado de la energía y de los servicios complementarios. En algunos estados existe la figura del comercializador de energía. De

esta forma, los clientes residenciales pueden elegir la empresa proveedora de energía y acceder a esquemas de contratación donde la demanda puede responder a señales de precio.

En Corea del Sur la regulación permite la participación de clientes libres y residenciales en el mercado mayorista de la energía y de la confiabilidad (mercado parecido a los servicios complementarios). A través de la figura del agregador se permite la participación de clientes de baja demanda, en la medida de que la demanda agregada sea mayor a 10 MW.

En Australia la normativa permite la participación de clientes libres en el mercado mayorista de la energía a través de medidas de gestión de demanda. Por su parte, los clientes minoristas (o regulados) con medidores inteligentes pueden acceder a tarifas horarias con el objeto de incentivar cambios en los perfiles de consumo de electricidad. En algunos estados, la implementación de medidores inteligentes ha sido obligatoria mientras que en otros estados se ha tratado de promover la instalación de este tipo de tecnología. En Australia también se han exigido estándares a ciertos tipos de artefactos eléctricos para que puedan participar de los servicios de gestión de demanda.

Situación a nivel país

La digitalización puede ayudar a promover la participación de la demanda en los mercados de energía, potencia y servicios complementarios. A continuación, se realiza un análisis de la regulación actual en Chile.

Mercado de la energía: La regulación vigente (revisada en la sección 5.2.3) solo permite a los clientes libres responder eventualmente a señales de precio, lo cual va a depender del esquema de contratación que ellos tengan con las empresas generadoras. Los clientes regulados están sujetos a los esquemas de licitación de las distribuidoras y los pliegos tarifarios vigentes, no existiendo la posibilidad de responder ante señales de precio como existe en otros países, a excepción de respuesta ante los sobrecargos por la superación del límite de consumo en los meses de invierno para la tarifa residencial.

Con respecto a las tecnologías habilitantes, la normativa actual regula la implementación de los medidores inteligentes. No obstante, los planes de uso de esta tecnología están contemplados solo para clientes libres y no existen plazos para el uso de esta tecnología para los clientes regulados (versión previa de la norma tenía plazos estipulados para el reemplazo de los medidores antiguos por medidores inteligentes).

Mercado de los servicios complementarios: El Reglamento de Servicios Complementarios establece la figura del “agregador de demanda” (esquema que se puede promover con la digitalización), permitiendo teóricamente la agrupación de clientes libres y regulados en este mercado. No obstante, la necesidad de participar como “coordinado” hace que en la práctica de este servicio solo puedan participar clientes libres. Además, de la revisión de los informes de Servicios Complementarios, se observa que la participación de la “gestión de la demanda” está escasamente considerado, limitando la participación de los clientes libres a los servicios de control de contingencias.

Con respecto a las tecnologías habilitantes, los medidores inteligentes utilizan el control remoto para incrementar y disminuir demanda, y así participar de los servicios complementarios. Por tal motivo, el atraso en su implementación también afecta la participación en este mercado. Asimismo, el atraso en la regulación vigente redundante que actualmente no se exige ningún estándar en los artefactos eléctricos de uso residencial que puedan contribuir a gestión de demanda.

Oportunidades y brechas

De acuerdo a lo presentado anteriormente, se reconoce una brecha en la participación de clientes libres y regulados en esquemas de gestión de demanda. Si bien el reglamento de Servicios Complementarios abre una oportunidad permitiendo la participación, esta sería solo aplicable a clientes libres. En este sentido, los clientes regulados no tienen incentivos o no perciben las señales adecuadas para cambiar sus perfiles de demanda. Por su parte, los clientes libres tienen una baja participación.

7.1.4 Generador o Planta Virtual

Situación a nivel internacional

En Estados Unidos se han realizado modificaciones normativas (Orden N° 2222 de la FERC) para remover las barreras de los recursos energéticos distribuidos. De esta forma, las fuentes de energía se podrían agregar bajo la figura del agregador y participar de los mercados de la energía y servicios complementarios, en la medida que se cumplan con los requisitos que imponen los operadores de red. Por tanto, se espera que esta normativa promueva el desarrollo de Plantas Virtuales. Los operadores de red de PJM, CAISO, NYISO, etc. han debido presentar sus planes para cumplir con las exigencias establecidas por la FERC. Los planes deben abordar temáticas como el precio de los servicios ofrecidos por la demanda, requisitos de telemetría, comunicación con el coordinador, etc. Adicionalmente,

en Estados Unidos se han desarrollado distintos programas piloto para evaluar esta tecnología.

En el caso de Corea del Sur, también se han implementado proyectos piloto para fomentar esta tecnología, impulsados por el Korea Energy Agency.

En Australia se han realizado proyectos piloto para que las Plantas Virtuales puedan participar del mercado de la energía y de los servicios complementarios. Asimismo, el órgano coordinador ha avanzado en la definición de los requisitos mínimos para que este tipo de tecnología pueda participar de estos mercados.

En general, en los países revisados, las plantas virtuales han sido impulsadas solo a nivel demostrativo en proyectos piloto.

Situación a nivel país

La figura de Generador o Planta Virtual no está definida en la regulación vigente. El “agregador de demanda” como mecanismo de participación de servicios complementarios (ver descripción anterior) y la reciente definición de “Equipamiento de Generación Conjunto” (Ley-21118, 2018) son dos aproximaciones de agrupación de recursos distribuidos que típicamente son incorporados dentro de la figura de Generador Virtual. Al igual que el proyecto de ley que promueve el desarrollo de almacenamiento puro, probablemente la incorporación de esta figura requerirá al menos un cambio reglamentario.

Es importante destacar que el proyecto de Ley de portabilidad (cuya tramitación se encuentra detenida) tenía contemplado la figura del agregador de generación y demanda a nivel distribución, lo cual daría el marco regulatorio para la inclusión del Generador Virtual. Asimismo, el proyecto de ley viabiliza la posibilidad de que clientes regulados pudieran cambiar su comportamiento ante señales de precio.

Oportunidades y brechas

Los generadores virtuales pueden ayudar a la estabilización de la red eléctrica y a la vez reducir la dependencia del carbón. Al reunirse un conjunto de generadores distribuidos, estos pueden competir frente a generadores tradicionales, lo que en teoría debiese disminuir el precio de la energía. Presenta una gran sinergia con otras aplicaciones, como la gestión de la demanda, prosumidores, etc.

7.1.5 Micro-redes

Situación a nivel internacional

En Estados Unidos se han aprobado leyes (como por ejemplo el “Senate Bill No. 1339”) que han permitido definir un estándar para la interconexión entre la micro-red y las redes eléctricas, un estándar aplicable a las micro-redes y métodos para reducir las barreras de entrada de este tipo de tecnologías. Existe desarrollo normativo en el contexto del estándar IEEE 1547 e IEEE 2030.

En Corea del Sur se han construido proyectos de micro-redes con fuentes renovables en más de 20 islas. Los proyectos tienen como objetivo verificar la factibilidad técnico-económica y realizar pruebas de sistemas de gestión de energía.

En Australia también se han desarrollado diversos proyectos piloto de microrredes. Cambios regulatorios recientes permiten que las empresas distribuidoras puedan entregar suministro eléctrico a sus clientes aislados de la red eléctrica a través de micro-redes, en la medida que esta solución sea más económica que el suministro tradicional a través de la red de distribución.

Situación a nivel país

El abastecimiento de energía a través de micro-redes no está definido en la regulación vigente, por lo que todos los beneficios que puede ofrecer esta tecnología no están contemplados.

Oportunidades y brechas

Las Micro-redes presentan múltiples oportunidades, tanto para los consumidores, como para la red de distribución. Mediante la operación en modo isla pueden ayudar a mantener la disponibilidad de suministro, a la vez que descongestionan la red. Se disminuyen los costos y se reducen las pérdidas eléctricas debido al autoconsumo. Es posible suministrar energía a comunidades rurales lejanas al Sistema Eléctrico Nacional.

Las brechas existentes para la implementación de micro-redes en Chile son del tipo regulatorias, debido a que no se definen en la normativa y las tarifas actuales podrían no ser de su conveniencia; y económicas, ya que se debe mejorar la red de distribución y financiar los equipos para su operación.

7.2 Usuario final

7.2.1 Agregación de demanda y prosumidores

Situación a nivel internacional

En Estados Unidos la generación distribuida está regulada bajo esquema tipo net-metering o netbilling. En los Estados se ha regulado de manera diversa este modelo, permitiendo en algunos el *community net-metering*, adoptando modelos alternativos como el *Value of Solar* o regulando los beneficios reciben los prosumers. En California se ha promovido la generación distribuida de manera que las nuevas construcciones tengan balance neto de energía igual a cero (demanda menos generación igual a cero). En Brooklyn se ha desarrollado un proyecto piloto que permite que los excedentes de generación de un cliente puedan ser vendidos a otros consumidores ubicados en la misma red.

En Australia se han implementado proyectos piloto similares utilizando la tecnología Peer-to-Peer, la cual permite que prosumidores venden sus excedentes a otros consumidores finales por medio de la plataforma.

En Corea del Sur se ha promovido en múltiples políticas públicas la transición a energías renovables. Una de las medidas es el acceso a paneles solares en los hogares. KEPCO tiene un modelo de netbilling en el cual se dan beneficios económicos a los pequeños productores de energía solar. Esto incentiva la inversión en energías renovables desde la sociedad civil.

Situación a nivel país

La regulación asociada al Netbilling (ver Sec. 5.2.4) permite la generación distribuida por parte de los usuarios residenciales. Actualmente la ley vigente no permite que clientes o agrupaciones de clientes participen del mercado mayorista de la energía. Modificaciones recientes a dicha ley permite que usuarios finales se agrupen y dispongan para su propio consumo de lo que se denomina "Equipamiento de Generación Conjunto". Las inyecciones de dicho equipamiento se pueden descontar de la facturación de los propietarios de dicha instalación.

Oportunidades y brechas.

Los 3 países revisados anteriormente cuentan con incentivos para la generación distribuida, aplicando esquemas de Netbilling y otras políticas de apoyo a los prosumidores. En EE.UU. y Corea del Sur se ha avanzado en el mejoramiento de las tarifas por la inyección de excedentes, ya sea aplicando otros modelos (*Value of Solar* y *Community Netbilling*) o

mejorando las tarifas en el mismo modelo. En Australia se han creado pilotos de modelos de venta de energía *Peer to Peer*.

Considerando lo anterior, existen dos brechas entre la situación nacional e internacional. En primer lugar, la tarifa por la inyección de excedentes a la red eléctrica el usuario la percibe como inferior a la tarifa de la venta en la comercialización (retail), la regulación actual indica que la tarifa es el “precio nudo de energía”. En segundo lugar, en Chile no existe ningún programa *peer to peer*, ya sea desde el Estado o desde alguna empresa privada.

La regulación de Chile podría adoptar modelos estadounidenses de *community netbilling* y de *Value of Solar* como ejemplos a seguir para incentivar el uso de energías renovables en los hogares. En California la tarifa es casi la misma que la del retail, en el modelo *Value of Solar*, la tarifa puede ser aún mayor. En el modelo *Value of Solar*, se separa la tarificación por consumo (que sigue siendo el precio de retail) de la tarificación por inyección, que se valoriza de acuerdo a las externalidades que la generación fotovoltaica residencial produce, entre ellas, costos evitados de capacidad, operación y mantenimiento, y combustible. Esto se traduce generalmente en un crédito a la generación solar que se materializa en un precio por unidad de energía inyectada mayor al de la energía consumida⁴².

Respecto a los programas *Peer to Peer*, se podrían crear proyectos piloto similares a los mencionados anteriormente, (Powe Ledger Platform y Brooklyn Microgrids), esto con la finalidad de analizar si esta aplicación es adecuada para fomentar la generación distribuida.

7.2.2 Pay for Performance

Situación a nivel internacional

Los programas P4P existen desde hace 20 años, pero principalmente en los sectores comercial e industrial. En (Tzani, 2020)⁴³ se hace una revisión de distintas iniciativas de este tipo de programas en Estados Unidos y Europa, incluyendo experiencias tanto en el sector comercial como residencial. A nivel internacional se han abordado temáticas sobre fuentes de financiamiento, actores involucrados (distribuidoras, desarrolladores de proyectos, reguladores, etc.), clientes o sectores afectados (comercial, residencial, etc.), tipo de

⁴² <https://www.greentechrenewables.com/article/value-solar-tariff-vost-law>

⁴³ Experience and lessons learned from pay-for-performance (P4P) pilots for energy efficiency

medidas implementadas (reacondicionamiento, instalación de equipos eficientes, etc.), sistemas de medición y verificación de ahorros, esquemas de pagos, entre otros aspectos.

Situación a nivel país

Actualmente en Chile no se han implementados sistemas de incentivos del tipo P4P. En el contexto de la discusión del proyecto de ley de eficiencia energética, se analizó esta temática (conocida como "desacople"), la cual buscaba crear los incentivos para que las empresas de distribución promovieran el desarrollo de medidas de eficiencia energética. Lamentablemente esta temática no fue incluida en el proyecto de ley recientemente aprobado.

Oportunidades y brechas

A nivel nacional no se han implementado programas tipo P4P. Asimismo, actualmente los clientes regulados no reciben ningún tipo de incentivo para implementar medidas de eficiencia energética. Se debe avanzar en los cambios regulatorios para fomentar este tipo de iniciativas. Las principales oportunidades están relacionadas con la reducción de gasto en consumo de energía, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la reducción de las necesidades de expansión de la generación y transmisión.

7.2.3 Comercialización

Situación a nivel internacional

A nivel internacional existen países que han implementado la figura del comercializador para clientes residenciales. En Estados Unidos existen estados donde se ha implementado esta figura. De esta forma, los clientes residenciales pueden elegir la empresa proveedora de energía y acceder a esquemas de contratación donde la demanda puede responder a señales de precio. En Corea del Sur la regulación permite la participación de clientes libres y residenciales en el mercado mayorista de la energía y de la confiabilidad. En Australia los clientes minoristas con medidores inteligentes pueden acceder a tarifas horarias con el objeto de incentivar cambios en los perfiles de consumo de electricidad.

Situación a nivel nacional

A nivel nacional no existe la figura del comercializador puro (empresas que no poseen activos de generación) ni el comercializar para clientes regulados o (clientes minoristas). El proyecto de Ley de portabilidad (actualmente suspendido) tenía como objetivo establecer

la figura del comercializador puro tanto para clientes libres como regulados. De esta forma, los clientes regulados podrían optar a comprar la energía eléctrica a distintos proveedores o comercializadores. Asimismo, el proyecto buscaba regular temáticas como el acceso a la información relacionada con las capacidades de la red de distribución y las mediciones de inyecciones y retiros de energía.

Oportunidades y brechas

Actualmente los clientes residenciales no pueden elegir a su proveedor de suministro eléctrico ni pueden elegir tarifas eléctricas con precios diferenciados por hora. Se requiere la implementación de cambios regulatorios para implementar la figura del comercializador. Las principales oportunidades están relacionadas con mejorar la calidad del servicio comercial, dar la posibilidad a los usuarios de elegir esquemas tarifarios que se adecuan de mejor manera a su tipo de consumo, seleccionar tarifas horarias y tener la posibilidad de elegir el tipo de tecnología que provee la energía (por ejemplo, energía 100% renovable).

7.3 Industria

7.3.1 Mantenimiento predictivo

Situación a nivel internacional

El mantenimiento predictivo y gestión de activos físicos en el sector industrial está motivado por requerimientos de eficiencia productiva y/u operacional, así como de calidad de producto y/o servicio. Se aplica principalmente a procesos, sistemas y/o equipos críticos en procesos productivos y/o de servicios. La aplicación de tecnologías para la implementación de estrategias de mantenimiento predictivo, por ejemplo: IA, IoT, etc., se realiza en base a normativas y/o estándares técnicos asociados a los procesos productivos de interés.

En los países revisados no existe una normativa específica para esta aplicación, pero existen diversas experiencias desde el mundo privado. Es especialmente relevante la experiencia de Hyundai Motor Co. con su Sistema de Diagnóstico de AI y en Pluto Woodside mediante sensores logran predecir y prevenir la formación de gas ácido, optimizando y permitiendo el mantenimiento predictivo. En EE.UU. desde el Departamento de Defensa se ha promovido el mantenimiento basado en condiciones en la industria aeronáutica.

Para las experiencias expuestas es trascendental la creación de un registro histórico de fallas, esto permite la identificación de patrones y la verificación de las medidas tomadas.

En EE.UU. se ha generado la plataforma PRACA para el almacenamiento de informes de problemas y acciones correctivas.

Situación a nivel país

En Chile, la Agencia de Sostenibilidad Energética ha trabajado en la “Guía gestión de integridad de activos para infraestructura industrial” que estuvo en Consulta Pública en el marco del proyecto “Elaboración de guía gestión de integridad de activos para infraestructura industrial” (2018/2019). En ella, la estrategia de mantenimiento se muestra como parte del Sistema de Gestión de Activos y genera oportunidades para el uso de herramientas digitales en su desempeño futuro (ASE, n.d.)

Oportunidades y brechas

Existen oportunidades de mejora de la calidad de los procesos productivos, haciendo uso de tecnologías de mantenimiento predictivo. Las grandes industrias que tengan un uso intensivo de maquinaria y energía tienen la mejor oportunidad para la aplicación del mantenimiento predictivo por dos motivos: tienen acceso a la información de fallas históricas necesarias para la predicción y a mayor volumen productivo, mayores beneficios conlleva el mantenimiento predictivo. La implementación del mantenimiento predictivo requiere de apoyo del Estado para la creación de plataformas tecnológicas industriales que permitan el registro y acceso a información, además de la promoción mediante guías que informen y promuevan la aplicación.

7.3.2 Automatización y optimización de procesos

Situación a nivel internacional

En general, la legislación y políticas públicas a nivel internacional han centrado sus esfuerzos en la privacidad de los datos, los beneficios del uso ético de la IA y tecnologías de IoT, así como buscar evitar el uso indebido o no intencionado de las consecuencias de la aplicación de IA. En los países revisados se ha optado por modelos más flexibles de regulación respecto al uso de IA. Tanto en Corea del Sur, Australia y EE.UU. se han publicado guías voluntarias respecto al uso de estas tecnologías y sus lineamientos éticos, tales como el Pacto de Seúl, IA para la humanidad (ambos del gobierno coreano), entre otros.

Estos países también han generado programas de financiamiento y apoyo para el desarrollo e implementación de IAs. En el gobierno estadounidense se promulgó la ley de “Iniciativa Nacional de IA” y la iniciativa “Manufacturing USA”, ambos apoyan el desarrollo de IA en el

sector industrial. En Corea del Sur dentro del marco de “Plan para la Estrategia de Sociedad de la Información Inteligente” ha invertido fuertemente en el desarrollo de IA y ha generado grupos de trabajo público-privado.

En el contexto del desarrollo de Industria 4.0 y Manufactura Avanzada, en diversos países del mundo se aprecian interesantes iniciativas y programas.

En Alemania en el año 2014 el gobierno federal, con la colaboración de privados, creó la alianza para el "Futuro de la Industria Manufacturera". Esta alianza, que hoy tiene 17 miembros, coordina los esfuerzos que se realizan desde el gobierno, las empresas, y los sindicatos para asegurar su alineamiento y sinergia.

En USA, para el desarrollo de la Manufactura Avanzada en este país se han creado una serie de Institutos de Innovación de Manufactura repartidos en todo el territorio norteamericano. Estos institutos están interconectados entre sí, pero cada uno tiene una especialización tecnológica propia. Entre ellos destacan:

- Advanced Tissue Biofabrication
- American Institute for Manufacturing Integrated Photonics
- Advanced Robotics Manufacturing
- The Digital Manufacturing and Design Innovation Institute
- Rapid Advancement in Process Intensification Deployment Institute
- Reducing Embodied-energy And Decreasing Emissions
- Smart Manufacturing

En el Reino Unido se apoyará la infraestructura realizada por el sector privado, poniendo como aval un fondo del Estado, para que así se pueda levantar capital de una manera más expedita y se acelere la inversión. Además, este país considera la aceleración de la modernización digital de ferrovías y trenes, donde se destinaron más de £450 millones, mejora de la defensa anti inundaciones, donde se destinarán cerca de £2.5 billones hacia el 2021, y mejora de la ciber seguridad para entregar una mayor confianza en la realización de negocios on-line. £1.9 billones. Adicionalmente el Reino Unido está empeñado en posicionarse como un actor relevante en la manufactura de vehículos autónomos, para lo

cual desarrollará un nuevo ecosistema de prueba, usando ambientes controlados y reales para el desarrollo de esta tecnología.

La Unión Europea decidió no quedarse atrás en esta materia e invertirá US \$19 billones en desarrollar y convertirse en líder en seis vertientes tecnológicas, incluyendo la manufactura avanzada, para el 2020. En particular, se planea invertir US \$7.8 billones única y exclusivamente en el desarrollo de las Fábricas del Futuro, una iniciativa público-privada para el desarrollo de procesos de manufactura más inteligente a lo largo de toda la Unión Europea.

Situación a nivel país

En lo que respecta a aplicaciones en procesos industriales de tecnologías de transformación digital, estas están mayormente presentes en actores relevantes de los respectivos sectores industriales (minería, forestal, etc.), y en mucha menor medida en el sector de pequeñas y medianas empresas. A pesar de lo anterior, la regulación nacional no contiene normas respecto a la automatización y optimización de procesos.

Oportunidades y brechas

La situación a nivel país constituye una oportunidad de mejora de productividad para determinados sectores industriales. Basado en lo que refleja la experiencia internacional respecto al desarrollo y uso de tecnologías de transformación digital, como monitoreo y adquisición de datos, procesamiento e IA, en el sector industrial, se recomienda que normativas y regulaciones en digitalización procuren mejorar y facilitar el acceso de este tipo de tecnologías, así como también resguarden de forma adecuada información confidencial y/o sensible desde personas naturales hasta empresas, procesos productivos, etc. Es clave lograr la confianza en los usuarios de tal forma de permitir la masificación y acceso de estos desarrollos tecnológicos, y así facilitar la mejora de procesos productivos.

A partir de las mesas de trabajo en los talleres se identifican brechas relacionadas con la falta de alineación entre la parte TI (tecnologías de la información) y los TO (tecnologías para la operación). Para ello se propone contar con un especialista del equipo de Data Analytic (agente de cambio) en terreno para tener visión in situ, lo cual sirve para tener contacto directo con el operador, adquiriendo información de primera mano y teniendo la posibilidad de explicarles directamente los objetivos de las órdenes emanadas desde la central. También se identifica la oportunidad de la digitalización para mejorar la gestión de procesos industriales, de manera de reducir la centralización que existe en algunos sectores

industriales en Chile. Se puede aprovechar esta tecnología para prestar servicios fuera de Santiago y del país.

En el caso del hidrógeno, teniendo en cuenta el esperado desarrollo futuro para Chile, las tecnologías digitales pueden medir y mitigar los riesgos del transporte. El hidrógeno, desde el punto de vista molecular, es muy diferente del gas natural. Es una molécula mucho más fina, por lo que hay que trabajar más para garantizar la integridad de los activos. Al igual que en un gasoducto, se pueden utilizar herramientas digitales para asegurarse de que el hidrógeno no se está filtrando a la atmósfera y causando ineficiencias operativas (Digital, 2021).

7.3.3 Monitoreo de emisiones

Situación a nivel internacional

A nivel internacional, es importante mencionar que en virtud del artículo 6 del Acuerdo de París, los países podrán cooperar de diferentes maneras para alcanzar sus objetivos climáticos. La clave para reducir con éxito las emisiones mundiales de GEI a través de los mercados de carbono podría ser una infraestructura digital que mantenga seguros los datos verificados y garantice que las reducciones se contabilicen y rastreen con precisión. Esta infraestructura digital comprende sistemas de seguimiento, notificación y verificación (MRV) con datos de emisiones de GEI y reducciones de emisiones vinculados a registros nacionales o internacionales. Las tecnologías nuevas y en rápida evolución -como el blockchain- pueden contribuir a garantizar la transparencia y que los créditos de carbono sólo puedan ser reclamados por un país: el que evitó o eliminó las emisiones de GEI, o el que las compró en forma de crédito de carbono para diferentes usos. Sin embargo, no se han identificado regulaciones y normativas específicas en los países revisados.

Estados Unidos y Australia tienen un desarrollo regulatorio parecido, basado en las normas y avances de la EPA, mientras que Corea incorpora regulaciones que van en la línea del monitoreo continuo de emisiones (locales), además de compromisos de reducción de GEI, estrategias climáticas, sistemas de transacción de emisiones, entre otros. En este sentido, la trazabilidad de transacciones de emisiones aparece como una aplicación digital desarrollada en el extranjero.

En el caso de la EPA, se exigen que determinadas instalaciones industriales grandes emplacen equipos de control de la contaminación de avanzada al construir nuevas instalaciones o hacer modificaciones en las ya existentes. Si no se instalan estos equipos,

las emisiones de contaminantes resultantes pueden deteriorar la calidad del aire y dañar la salud pública. Ello incluye los equipos de monitoreo continuo de emisiones.

Situación a nivel país

En Chile se cuenta con varios cuerpos normativos asociados al monitoreo de emisiones, como las Normas de emisión para centrales termoeléctricas y para Fundiciones y Fuentes Emisoras de Arsénico en lo que respecta a contaminantes locales y otros como la Ley N° 20.780 de la Reforma Tributaria, el instructivo para la cuantificación de las emisiones afectas a impuesto y la Ley de Cambio Climático, en lo que respecta a emisiones globales. Estas regulaciones gatillan el que las empresas cuenten con sistemas de monitoreo en línea o al menos con una estadística relevante al respecto. Además, se identificó un interesante proyecto de CONAF⁴⁴ en esta línea, que utiliza tecnologías digitales en su ámbito de aplicación.

En general, nuestro país tiene una tradición regulatoria desarrollada respecto al control de emisiones (aunque se manifiesten rezagos y diferencias respecto a países más desarrollados⁴⁵) muy a la vanguardia de Latinoamérica, lo que permite que se lleve a cabo monitoreo continuo de emisiones en plantas de generación termoeléctricas, entre otras grandes fuentes puntuales de contaminantes locales. Además, se ha puesto un énfasis en las regulaciones de emisiones de GEI en la última década. Ello podría ser propicio para la incorporación de la variable digital en el monitoreo de emisiones. Sin embargo, a pesar de estos avances regulatorios y técnicos, no se ha identificado mayores desarrollos en esta línea.

Oportunidades y brechas

De esta forma, se pueden definir brechas, barreras y oportunidades en la línea del Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) y la implementación de técnicas de AI y ML para la toma de decisiones operacionales de las plantas emisoras; reporte y acciones preventivas de la autoridad regulatoria, además de apoyo a los compromisos de reducción de GEI,

⁴⁴ Proyecto “Desarrollo de sistemas de monitoreo automatizado en base a tecnologías integradas AI, Blockchain e IoT para el monitoreo de proyectos forestales y REDD+”

⁴⁵ Chile ha implementado normas de calidad en rangos bastante menores a las sugerencias de la OMS y lo que se implementa en la UE y USA (entre otros). Un buen resumen comparativo se dispone en el siguiente link: https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/32571/1/Estandares_de_Calidad_del_Aire._Legislacion_Comparada.pdf

estrategias climáticas y sistemas de transacción de emisiones, sobre la base de herramientas de trazabilidad.

Respecto a las oportunidades para Chile, existe una extensa normativa para el control de emisiones, lo cual deja bien posicionada la futura implementación de aplicaciones digitales que se extienda de manera amplia a distintos tipos de industria. En particular, el Monitoreo Continuo de Emisiones se encuentra regulado para las plantas emisoras por lo que es factible avanzar en la definición de criterios y protocolos para que la información recopilada sea utilizada en la toma de decisiones de las empresas y el regulador, a partir de herramientas digitales.

7.3.4 Gestión de la energía

Situación a nivel internacional

A nivel internacional, existen diversas iniciativas, de manera casi transversal en los 3 países, impulsadas tanto por la industria como por el regulador para mejorar el desempeño energético de la industria (principalmente a través de la adopción de SGEs, estímulos y préstamos blandos, certificaciones voluntarias y programas demostrativos usualmente desarrollados por el Estado, entre otros). Esto va de la mano con los compromisos asociados a cambio climático y mitigación de gases de efecto invernadero, dada la relevancia que la eficiencia energética tiene en este aspecto.

De particular relevancia es el National Energy Analytics Research (NEAR) de Australia, que lleva a cabo el análisis sobre el uso de la energía y que está construyendo una capacidad continua de análisis de datos de vanguardia que mejorará la previsión y la planificación de la energía. Por ahora, la plataforma NEAR sirve como depósito creciente de investigación energética y datos integrados, que se espera genere un amplio programa de investigación de nueva ciencia de datos de vanguardia en el contexto energético.

Situación a nivel país

En Chile, la reciente aprobación de la ley de eficiencia energética define los Sistemas de Gestión de la Energía. Si bien la ley no exige el uso de medios digitales para su implementación, se espera que esta ley promueva indirectamente el uso de sensores, medidores inteligentes y softwares para la implementación de Sistemas de Gestión de la Energía al interior de la industria, con lo cual el acceso y manejo de la data recopilada se volverá relevante.

Oportunidades y brechas

Respecto a las brechas, barreras y oportunidades, un enfoque analítico clave necesario para la aplicación eficaz de un sistema de gestión energética digitalizado es el análisis de regresión o de correlación, entre las variables consumo de la energía, la producción y otros datos contextuales para identificar los factores que influyen en el uso de la energía y el impacto de las posibles medidas de eficiencia. Los equipos de medición digital permiten una mayor recopilación de los datos necesarios, pero dependiendo de los sistemas de control y análisis de la organización, el análisis de regresión con el nivel de detalle necesario para un sistema de gestión energética eficaz puede no ser posible. Por este motivo, algunos gobiernos, como el de Estados Unidos, Canadá y Corea, ofrecen herramientas de análisis de regresión en línea, dirigidas especialmente a las PYMEs con menos capacidades y recursos analíticos.

Respecto a las oportunidades para Chile, no sólo es de utilidad registrar y monitorear los datos relacionados con la gestión energética, sino también poder usar dicha información para tomar decisiones oportunas y adecuadas en los procesos productivos. De esta manera, el Machine Learning ofrece una serie de herramientas y técnicas para extraer interpretaciones significativas y conocimientos valiosos de los datos. Existen algunos ejemplos a nivel internacional (industria del acero) en donde el ML se ha transformado en una poderosa herramienta para el ahorro de energía y de las emisiones de CO₂ a partir de la optimización de la red de gas y sus demandas en los diferentes procesos, igualmente que con el consumo eléctrico a través de la conectividad y el intercambio de datos entre máquinas y servicios.

7.4 Aspectos transversales

7.4.1 Ciberseguridad

Situación a nivel internacional

De los países analizados, el principal enfoque regulatorio en materia de ciberseguridad se desarrolla a partir de las normas sobre protección de la infraestructura crítica de los países. El sector de las energías tradicionalmente es considerado como una infraestructura esencial para el funcionamiento y la seguridad de un país, tanto en su dimensión física como en la infraestructura de la información.

Esta perspectiva permite aplicar estatutos normativos robustos y consolidados (usualmente desarrollados frente a amenazas cibernéticas como la guerra) a escenarios de los nuevos

riesgos y amenazas que supone el uso intensivo de tecnologías digitales, que como hemos visto previamente, son esenciales en la digitalización del sector energético.

En este sentido, tanto en el caso de Estados Unidos se avanzó a modelos regulatorios sectoriales que abordan específicamente el desafío de la ciberseguridad, pero siempre en el contexto de su condición de infraestructura crítica.

Situación a nivel país

Chile cuenta con instrumentos de planificación primaria en materia de ciberseguridad (PNCS), que han fijado la hoja de ruta regulatoria en múltiples ámbitos de las actividades sociales y económicas, de manera transversal, incluyendo las infraestructuras críticas tradicionales y las infraestructuras críticas de la información. En los denominados mercados regulados, donde sin duda alguna se encuentra el sector de la Energía, se ha comenzado a delinear procesos de planificación en materia de ciberseguridad que incorporan la dimensión regulatoria, pero en un estado muy inicial no existiendo a la fecha iniciativas regulatorias específicas vinculantes y recién se están discutiendo la formulación de normas técnicas (CNE, 2021a) y estándares de ciberseguridad en el sector eléctrico (Coordinador Eléctrico Nacional, 2020). No obstante, la reciente publicación de la ley N°21.459 sobre delitos informáticos, que penaliza diversas acciones ilícitas que pueden afectar la información, redes o sistemas informáticos de la infraestructura del sector de la Energía constituye un avance importante.

Adicionalmente, el debate legislativo del proyecto de ley marco de ciberseguridad considera medidas específicas que deberán aplicarse en el sector de la Energía, incluyendo la creación de centros de respuestas a incidentes especializados en este tipo de infraestructuras y la adopción de medidas de seguridad idóneas y necesarias según el tipo de riesgo de que se trate. En el estado actual del debate, se han aprobado las propuestas del Ejecutivo que buscan incorporar los conceptos de “servicios esenciales” para el funcionamiento del país, entre los cuales se encuentran el sector eléctrico, y de “operadores de importancia vital”, que son aquellos actores dentro de un servicio esencial que son imprescindibles para el mantenimiento de actividades sociales y económicas fundamentales, quienes serán los sujetos que recibirán la mayor carga regulatoria que establecen las disposiciones del proyecto de ley. Entre las nuevas obligaciones legales, cabe destacar las de implementar sistemas de gestión de seguridad de la información; elaborar e implementar planes de continuidad operacional y de ciberseguridad; realizar continuamente operaciones de revisión, ejercicios, simulacros y análisis de las redes, sistemas informáticos del operador;

informar a la comunidad sobre la ocurrencia de incidentes o ciberataques que pudieran comprometer gravemente sus sistemas o redes informáticas, entre otras.

Como han señalado algunos estudios, la identificación de brechas de seguridad y vulnerabilidades en las infraestructuras IT y OT del sector Energía se vuelve cada vez más necesaria y para ello, se deben implementar herramientas para la medición del nivel de madurez de los operadores y reguladores del sector, en los niveles estratégicos, tácticos y operacionales.

7.4.2 Interoperabilidad

Situación a nivel internacional

A partir del análisis realizado a los países seleccionados, se observa que la interoperabilidad se discute y enmarca en modelos que suelen ser generados por un ente público, como el Departamento del Comercio a través del NIST en Estados Unidos o por una asociación privada que surge de alianzas del sector interesado, que además puede tener apoyo de entes gubernamentales. Esto último es el caso del GridWise Architecture Council en Estados Unidos o el Korea Smart Grid Association en Corea.

De lo analizado, se observa que el avance de Estados Unidos en la materia de interoperabilidad es mayor, contando con informes que evolucionan en la medida que el sector energético también lo hace, siendo el foco de su última revisión el incluir aspectos de operación de la red, ciberseguridad, economía de la red, y estándares de pruebas y certificación. El modelo propuesto en el informe más reciente también integra capacidades emergentes en los dominios de usuario final y distribución. Se destaca que no se define una arquitectura única, sino que se acepta una variedad de arquitectas para las que se definen las rutas e interfaces de comunicación entre sus elementos. Entre los modelos provistos están el de Usuario final, de Mercados, de Proveedores de servicios, de Operaciones, de Generación incluyendo DER, de Transmisión y de Distribución. La propuesta de NIST sirve de inspiración a lo que la contraparte coreana ha propuesto, por lo que se puede decantar que Estados Unidos lidera en esta línea.

Con todo, es aceptado que la interoperabilidad es un tema muy subdesarrollado todavía en el sector energía reforzado por la aparición constante de nuevas tecnologías junto con sus estándares asociados, así como el desarrollo de recursos distribuidos de energía, con lo cual la interoperabilidad se mantiene como un desafío para el sector.

Situación a nivel país

Actualmente Chile no cuenta con una hoja de ruta que apunte hacia la armonización de todos los estándares necesarios para completar exitosamente la digitalización del sector energético. Algunos avances en esta línea por parte de Chile se observan en estudios previos sobre adopción de estándares en sistemas de monitoreo, medición y control (Centro de Energía & Universidad de Chile, 2018) y en el estudio que identifican las capas de interoperabilidad (MMA, 2022a) y establecen hojas de ruta para la interoperabilidad de sistemas de carga (MMA, 2022b)).

Sí bien existen estudios y contadas leyes y reglamentos específicos que apuntan a garantizar la interoperabilidad para ciertas tecnologías, como el de sistemas de carga para vehículos eléctricos, estos reglamentos no vienen enmarcados dentro de una visión global del sector derivada de un modelo conceptual que considere todos los elementos, roles, e interfaces que interactúan en el sector energético. Un enfoque concreto en esta línea se observa en la última aproximación hacia la interoperabilidad presentada por Estados Unidos, donde propone no limitarse a la adopción de un único estándar sino más bien a la definición de perfiles de interoperabilidad que definan los requerimientos específicos de estandarización y que se derivan de las aplicaciones. Esto permitiría tener un subconjunto más amplio de estándares a implementar/incorporar en nuevas tecnologías habilitantes o entidades que se integrarán al sistema, pero dando claridad a los fabricantes e implementadores sobre el subconjunto de requerimientos específicos a cumplir y facilitando al mismo tiempo la implementación de las pruebas y certificaciones que puedan dar certeza sobre el cumplimiento de dichos estándares.

7.4.3 Trazabilidad

Situación a nivel internacional

Existe un gran potencial de los sistemas de trazabilidad en el contexto de instrumentos climáticos como son el Sistema de Comercio de Emisiones (SCE), sistemas de MRV para acciones de mitigación y los sistemas de tracking para el financiamiento climático. Por ejemplo, un Blockchain puede facilitar la implementación de un SCE al permitir que dichos sistemas apliquen un mayor alcance que abarque a distintas industrias (no sólo generación eléctrica o gran industria). Además, puede mejorar la distribución de derechos de emisión, por ejemplo, al asegurar una subasta transparente de derechos de emisión. El potencial para el uso de un Blockchain es especialmente fuerte en situaciones con dimensiones internacionales, como el enlace de SCE entre jurisdicciones o al evitar el doble conteo de

los permisos de emisión o de compensaciones de gases de efecto invernadero (GEI), que es el escenario que se produciría al poner en funcionamiento el Artículo 6 del Acuerdo de París.

También, en lo que respecta al origen/certificación de la energía renovable y otros procesos similares (transacciones energéticas descentralizadas, medición y facturación, entre otros) las herramientas de trazabilidad se encuentran en un nivel de desarrollo relevante, especialmente para el manejo e intercambio seguro de información, certificación, plataformas de trazabilidad y como herramienta habilitadora de nuevos activos y productos energéticos para participar en los mercados energéticos. A nivel internacional, la energía se traza mediante los certificados de energía renovable (RECs) y los métodos de seguimiento de contrato que usan datos de mediciones como medio de verificación, donde la tecnología blockchain juega un papel relevante como habilitante, aunque el fenómeno de las bitcoins ha puesto cierta incertidumbre en los usuarios de los países.

Situación a nivel país

En particular, se destaca la presencia en Chile de I-REC Internacional a través de Santiago Climate Exchange (SCX), que otorga el certificado en el país, que ha certificado más de 100 generadores de energía renovable⁴⁶ (entre otras iniciativas en esa línea) y los avances de la política asociada desde el año 2018, con la mesa público privada “Certificados de energía renovable. Un impulso a la energía renovable, competitividad del país y la sustentabilidad corporativa”. Estos desarrollos abren un importante espacio para la digitalización del cumplimiento de estas certificaciones o de su eventual transacción. Además, en el país se usa blockchain para certificar la información de la plataforma Energía Abierta de la CNE.

De esta forma, si bien se observan limitadas aplicaciones de trazabilidad a nivel nacional, pareciera que las capacidades y desarrollos tecnológicos se encuentran disponibles y sólo debieran reaccionar a las demandas del mercado, especialmente en la certificación de energía renovable y transacción de emisiones u otros elementos asociados a instrumentos climáticos.

Sin perjuicio de lo anterior, una oportunidad interesante sería darle continuidad a los acuerdos y aprendizajes de la mesa público privada del año 2018.

⁴⁶ En el reporte de junio 2022 de la CNE la generación bruta de energía renovable del año 2021 fue de 37.089 GWh, y para ese mismo periodo, se emitieron más de 10.800 GWh bajo la certificación de IREC Internacional, lo que equivale a casi el 30% de la generación eléctrica bruta del periodo.

7.5 Otros aspectos

7.5.1 Infraestructura digital

Es importante considerar políticas para aumentar la inversión pública en infraestructura digital, construir una infraestructura TIC a gran escala que soporte los servicios públicos, incluyendo la masificación de la tecnología 5G y la IA. Asimismo, es muy relevante adoptar arquitecturas y estándares de datos comunes para reducir los errores y aumentar la calidad, fiabilidad y seguridad de los dispositivos y servicios, y facilitar las economías de escala y el intercambio de datos entre diferentes instituciones. Por otro lado, es clave reducir la brecha digital entre los distintos territorios del país, especialmente en el acceso a tecnologías como el Internet móvil y fijo de última generación (5G y fibra óptica) para transportar la gran cantidad de datos procedentes de los procesos de digitalización.

7.5.2 Capital humano

A un nivel más amplio, los gobiernos están desarrollando estrategias para aumentar la preparación de las empresas y los individuos para la digitalización. Un ejemplo de este tipo de estrategia es la Sueca, cuya estrategia digital se estructura en los siguientes principios (Ministry of Enterprise and Innovation, 2017):

- **Habilidades:** Todo el mundo en Suecia será capaz de desarrollar y utilizar sus habilidades digitales.
- **Seguridad:** Suecia proporcionará las mejores condiciones para participar de forma segura, responsabilizarse y generar confianza en la sociedad digital.
- **Innovación:** Suecia ofrecerá las mejores condiciones para garantizar el desarrollo, la difusión y el uso de las innovaciones impulsadas por la tecnología digital.
- **Liderazgo:** En Suecia, la transformación digital promoverá mejoras de eficiencia relevantes, específicas y legalmente sólidas.
- **Infraestructura:** Toda Suecia debe tener acceso a una infraestructura que proporcione banda ancha de alta velocidad y servicios móviles fiables, y que apoye la transformación digital.

Desde el punto de vista de la industria, la estrategia digital sueca también incluye la ambición de que las empresas lideren la transformación digital y exploten el potencial de la digitalización. En este sentido, en mayo de 2018 en Estocolmo, Suecia lanzó la Coalición Nacional Sueca de Habilidades y Empleos Digitales en la oficina de Industrias de TI y

Telecomunicaciones (19a coalición en Europa⁴⁷). La Coalición trabaja en acciones como el desarrollo de habilidades de liderazgo en el sector público, la implementación de la estrategia nacional para la digitalización del sistema escolar, el aumento del interés por las TI entre los jóvenes y las mujeres, la adopción de habilidades y el aprendizaje permanente, así como la inmigración y la integración y la sociedad digitalizada disponible y utilizable para todos los ciudadanos.

En concreto, la Coalición promueve, por ejemplo, la imagen de las mujeres en las TI en las fotos de archivo, llevó a cabo un proyecto piloto en el que varias universidades realizan cursos universitarios de corta duración para “recapacitar” a los profesionales, así como lanzó una plataforma digital abierta que ofrece lecciones completas de habilidades digitales y programación para escuelas primarias.

Los socios de la Coalición también están especialmente interesados en apoyar la migración y la integración de los ciudadanos de países del tercer mundo. Durante el lanzamiento se hicieron presentaciones sobre la cooperación con organizaciones educativas indias para desarrollar competencias de TI y encontrar candidatos adecuados para la industria sueca de TI, así como para formar a los inmigrantes para que trabajen en la industria de TI en Suecia.

7.6 Resumen de brechas, oportunidades y recomendaciones

Tabla 7.1: Brechas, oportunidades y recomendaciones en los tres ámbitos de interés

| Ámbito | Aplicación | Oportunidades | Brechas | Recomendaciones |
|--------------------|--|--|--|--|
| Redes Inteligentes | Subestación inteligente en transmisión | -Reducción de mantenimiento y costos operacionales de las instalaciones -Recolección más precisa de datos y usos adicionales para mejorar calidad de suministro | -Existen pocos proyectos -La normativa no exige su implementación | - Incrementar la adopción de subestaciones inteligentes en los procesos de expansión de la transmisión |
| | Automatización de la distribución | -Mejora en la confiabilidad y resiliencia de suministro -Rápida respuesta para despejar fallas, lo que disminuyen los tiempos sin suministro | - Bajo nivel de automatización. -La normativa exige su implementación, pero sin metas declaradas. | - Incorporar esta aplicación digital en la planificación de la distribución |

⁴⁷ Ver las distintas coaliciones en <https://digital-strategy.ec.europa.eu/en/policies/national-coalitions>

| Ámbito | Aplicación | Oportunidades | Brechas | Recomendaciones |
|-----------|---|---|---|---|
| | Gestión de la demanda | -Usuarios pueden obtener beneficios económicos por la reducción o traslado de su demanda eléctrica -Mejora en la confiabilidad del suministro | -Los clientes regulados no pueden responder frente a señales de precio -No existen plazos para el uso de esta tecnología para los clientes regulados | - Evaluar cambios regulatorios para entregar incentivos y/o señales a clientes regulados |
| | Micro-redes | -Continuidad del suministro frente a fallas -Se puede proveer de energía a localidades rurales -Disminución de costos por autoconsumo | -Ley vigente no permite que clientes o agrupaciones de clientes participen del mercado mayorista de la energía | - Promover la incorporación de micro-red como un nuevo agente en la normativa |
| | Generador virtual | -Disminución de costos operacionales mediante la competencia con generadores convencionales - Mejora en confiabilidad y resiliencia | -La figura de Generador Virtual no está definida en la regulación vigente | - Promover la incorporación de Generador Virtual como un nuevo agente en la normativa |
| Industria | Gestión de la energía | -Menor consumo de energía -Menores costos | - Necesidad de capital humano calificado - Baja prioridad en el financiamiento de iniciativas energéticas en la industria | - Desarrollar campañas de difusión de beneficios de digitalización - Potenciar la educación superior en el ámbito de la digitalización |
| | Automatización y optimización de procesos | -Reducción de costos -Facilita la continuidad de la producción a lo largo de todo el día -Reducción de errores humanos -Creación de nuevos empleos | -La digitalización en procesos industriales están mayormente presentes en actores relevantes de los respectivos sectores industriales (minería, forestal, etc.), y en mucha menor medida en el sector de pequeñas y medianas empresas -La regulación nacional no contiene normas respecto a la automatización y optimización de procesos | - Desarrollar campañas de difusión de experiencias exitosas - Apoyar la inversión en tecnologías digitales |
| | Mantenimiento predictivo | -Reducción de costos de mantención -Aumenta la seguridad del suministro mediante la | - El mantenimiento predictivo no está desarrollado. | - Formación de capital humano calificado en analítica predictiva |

| Ámbito | Aplicación | Oportunidades | Brechas | Recomendaciones |
|---------------|--|---|---|---|
| | | planificación de las mantenciones | | |
| | Monitoreo de emisiones | -Facilita la toma decisiones gracias a la disponibilidad de la información | - Necesidad de trazabilidad de emisiones para el cumplimiento de metas país | - Entregar asistencia técnica a sectores industriales priorizados - Implementar sistemas de monitoreo continuo |
| Usuario Final | Comercialización, facturación y orientación al usuario | -Mejora la experiencia del usuario mediante un sentimiento de cercanía y transparencia por parte de las compañías eléctricas | - El usuario tiene opciones muy limitadas en cuanto a tarifas, y no puede elegir un proveedor de suministro. | - Revisitar el proyecto de ley de portabilidad, evaluar tarifas horarias con precios diferenciados. - Impulsar los medidores inteligentes |
| | Pay-for-Performance | - Reducir el consumo de energía mediante la aplicación de medidas de eficiencia energética. | - Se conoce poco de la aplicación | - Desarrollar planes piloto - Actualizar regulación del segmento distribución, para abrir el mercado a nuevos actores, que puedan ofrecer servicios energéticos a usuarios |
| | Agregación de demanda y prosumidores | -Contribuye a la flexibilidad del balance energéticos -Incentiva la participación de los usuarios en los mercados existentes | -Poco incentivo a la participación por esquemas tarifarios poco flexibles. -Falta de programas peer to peer. | - Realizar cambios regulatorios para incentivar participación, responder a señales de precio y participen del mercado |

8 Plan de acción

El plan de acción que se presenta a continuación está subdividido por ámbito de interés, además de un plan específico para los aspectos transversales. Para cada caso se presenta, en primer lugar, una tabla resumen del plan de acción que contiene lo siguiente:

- Las brechas detectadas en cada caso
- El o los objetivos asociados a cada brecha, donde se utilizan como referencia los objetivos (y en algunos casos, metas) declarados en la reciente actualización de la política energética nacional⁴⁸.
- Las metas, propuestas por el equipo consultor, para cada brecha.
- Las acciones propuestas para la superación de cada brecha.

Para cada acción, se incluye:

- La o las aplicaciones digitales involucradas.
- La o las tecnologías habilitantes más relevantes en la (o las) acciones.
- El tipo de actividad asociada a la acción.
- El o los organismos responsables de la acción.
- Otros actores o instituciones involucradas en la acción, pero que no son responsables.
- Los roles tanto de los responsables como de los otros actores.
- Un análisis de costo-beneficio de las acciones, incluyendo costos y beneficios esperados, así como costos unitarios (cuando existan).
- Un plazo para la acción, indicada como de corto (2025), mediano (2030) o largo plazo (2050).
- Un análisis de riesgos de implementación y operación de cada acción.

⁴⁸ https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pen_2050_-_actualizado_marzo_2022_0.pdf

Nomenclatura:

| | |
|-------|---|
| ADMS | Advanced Distribution Management System |
| AMI | Advanced Metering Infrastructure |
| AMR | Automatic meter reading |
| ASE | Agencia de Sostenibilidad Energética |
| CEMS | Continuous Emission Monitoring System |
| CNE | Comisión Nacional de Energía |
| EE | Eficiencia Energética |
| ER | Energía Renovable |
| ESCO | Energy Service Company |
| EV/VE | Electric vehicle/Vehículo eléctrico |
| FLISR | Fault Location, Isolation, and Self Restoration |
| GCE | Grandes Consumidores de Energía |
| IA | Inteligencia Artificial |
| IED | Intelligent Electronic Device |
| IoT | Internet of Things |
| MEN | Ministerio de Energía |
| ML | Machine Learning |
| MMA | Ministerio del Medio Ambiente |
| PHEV | Plug-in Electric Vehicle |
| PMU | Phasor Measurement Unit |
| SCADA | Supervisory control and data acquisition |
| SEC | Superintendencia de Electricidad y Combustibles |
| SMA | Superintendencia del Medio Ambiente |
| V2G | Vehicle to grid |
| VPP | Virtual Power Plant |
| WAMS | Wide area measurement system |

8.1 Redes inteligentes

| Brechas detectadas | Plan de acción | | | | | | | | Evaluación acciones | | | Plazo | | | Riesgos | | |
|--|--|---|---|--|--------------------------------|--|------------------|------------------------------------|--|--|--|--|--|----|----------------|--|---|
| | Objetivo | Meta | Acción | Aplicaciones digitales involucradas | Tecnologías habilitantes clave | Tipo de actividad | | | | | | CP | MP | LP | Implementación | Operación | |
| Responsable | Actores / Instituciones involucrados | Roles asociados | Costos requeridos | Beneficios esperados | Costo unitario | Desarrollo de nuevo estudio | CNE | Distribuidoras | CNE incorpora temática en el Plan Normativo Anual, Distribuidoras participan del proceso. | - PG&E invirtió USD 194 millones para una cobertura de ADMS, SCADA y FLISR en el 30% de sus redes (~400 circuitos), generó ahorros equivalentes a USD 828 millones. | - PG&E: implementando ADMS, SCADA y FLISR, disminuyó interrupciones desde 1-2 horas a menos de 5 minutos. | - USD 50 mil por switch automatizado | x | | | | |
| | | | Implementar gradualmente la automatización de la distribución | | | Actualización de regulación / norma: NTCD, Título 5-2, Anexo SMMC. | CNE | SEC | CNE incorpora temática en el Plan Normativo Anual, Distribuidoras participan del proceso. | - Iberdrola invirtió EUR 2.000 millones (a 2018) para instalar 10,8 millones de medidores inteligentes y automatizar 90.000 subestaciones de distribución. | - Iberdrola: índice de interrupciones por debajo de los 45 minutos (70% de clientes en menos de 30 minutos) | - USD 11 mil por condensador automatizado | x | x | x | - Rechazo a nuevas tecnologías (repetir el problema de medidores inteligentes) | - Costo mayor al beneficio que percibe el usuario |
| | | | Aumentar las exigencias de los índices de calidad de suministro | | | Actualización de norma: NTCD, Título 4-1. | CNE | SEC | CNE incorpora temática en el Plan Normativo Anual, Distribuidoras participan del proceso. | | | | - USD 23 mil por alimentador monitoreado | x | | | - Aumento de uso energético por infraestructura inteligente |
| | | | Desarrollar planes piloto | | | Iniciativas I+D+i | MEN, CORFO | Privados, centros de investigación | MEN y/o CORFO lanzan iniciativas para impulsar el despliegue de la automatización de la distribución. MEN actúa como contraparte técnica en proyectos. Privados y Centros de investigación ejecutan. | - Long Island Power Authority (LIPA) desplegó un piloto que cubre 1620 medidores inteligentes en residencias, 930 medidores inteligentes en comercios, 24 automatismos de distribución en 18 alimentadores, 51 bancos de condensadores automatizados y 3 subestaciones. El costo del piloto fue de ~USD 25 millones, con el 50% de subsidio del programa SGDP. | - El piloto de LIPA demostró beneficios en retraso de inversiones en distribución, reducción de fallas, reducción del costo de medición, reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, reducción del costo del servicio eléctrico, mejoramiento de indicadores de calidad del suministro (interrupciones, huecos y picos de tensión), y en menor medida en reducción de emisiones y uso de combustibles fósiles. | - USD 6 mil por subestación monitoreada. | | | | - Recuperación de costos en un sector regulado | - Interoperabilidad (abordados en otra brecha) |
| Brecha 2: Pocos proyectos de subestación inteligente en transmisión se han implementado en Chile | Contribuir al O1 (100% energías cero emisiones al 2050 en generación eléctrica y 80% energías renovables al 2030) y O11 (Suministro de energía confiable y de calidad), y la M10 (AI 2040, Chile cuenta con los más altos estándares del | 10% de las subestaciones en Chile son digitales al 2030 | Evaluar económicamente este tipo de tecnología en los ejercicios de planificación de la transmisión | Subestación inteligente en transmisión | PMU, IEDs | Estudio | Coordinador, CNE | | Coordinador incorpora subestaciones digitales en su propuesta de la expansión de la transmisión. CNE considera esta tecnología en el plan de expansión. | - PJM invirtió USD 27,4 millones para instalar 301 PMUs en 85 subestaciones, 21 concentradores de datos fasoriales (PDC), la red de comunicaciones y WAMS. | - PJM informa que con el desarrollo de los PMUs se logró análisis post mortem para reconocimiento de causas de eventos (perturbaciones y fallas), gracias a la información dinámica que éstos aportan; verificación de modelos de generadores que no eran precisos; monitoreo de frecuencia y | - USD 100 mil por proyecto de monitoreo de alimentador | x | | | | - Costo mayor al beneficio que percibe el operador de transmisión |
| | | | Implementar gradualmente esta tecnología | | | PMUs | Estudio | Coordinador | El Coordinador ya realiza estudios de su | - USD 0.5-1 millón por anterior + medidores inteligentes | x | x | | | | | |
| | | 100% de las subestaciones en Chile han implementado el standard IEC 61850 al 2030 | | | | | | | | - STS del Grupo Saesa puso en marcha dos subestaciones digitales como parte del Proyecto La | | - USD 1-3 millones por anterior + subestaciones | | | | | |

| Brechas detectadas | Plan de acción | | | | | | | | Evaluación acciones | | | Plazo | | | Riesgos | |
|--|--|--|--|-------------------------------------|---|---|------------|------------------------------------|---|---|---|-------|----|----|---|--|
| | Objetivo | Meta | Acción | Aplicaciones digitales involucradas | Tecnologías habilitantes clave | Tipo de actividad | | | | | | CP | MP | LP | Implementación | Operación |
| | mundo en confiabilidad y resiliencia del sistema energético) | | | | | | | | "Módulo de Medición Fasorial" desde el año 2016 en cumplimiento con Art. 4-28 de la NTSyCS. Este artículo podría expandirse. | Misión, parte del Plan de Expansión de Transmisión Zonal, acogido al Art. Transitorio 13 de la Ley 20.936. La valorización de la inversión de las subestaciones Remehue y La Misión son de USD 6.8 millones y USD 5.4 millones respectivamente. | ángulo en tiempo real con WAMS, que permite verificar estado de la red, condiciones de estrés y márgenes de estabilidad; detección de falla en equipamiento de medición. | | | | | |
| | | | Exigir que nuevas subestaciones ocupen tecnología digital | | IEDs | Actualización de la normativa: Anexo SMMC de la NTSyCS. | CNE | Transmisoras, Distribuidoras | CNE incorpora temática en el Plan Normativo Anual, Transmisoras y Distribuidoras participan del proceso. | | - Saesa estima un 50% de reducción de los costos de operación y mantenimiento de las subestaciones digitales comparadas con subestaciones regulares. | | X | | | |
| Brecha 3: La normativa actual no define la figura de "Generador Virtual" o "Micro-red" | Contribuir a O2 (Acceso universal y equitativo), O3 (Ciudades energéticamente sustentables), O10 (Desarrollo local y descentralización), O11 (Suministro de energía confiable y de calidad) y O14 (Inserción equilibrada en los territorios) | Generador virtual y micro-red están reconocidos como nuevos agentes | Definir concepto de "generador virtual" y "micro-red", sus derechos y obligaciones en la regulación. | Generador virtual, Micro-redes | Medidores inteligentes, AMI, IEDs, Redes de comunicaciones, Cloud, EV, ML | Actualización de la ley, regulación y normativa: - LGSE, Título II, Art. 72-17, Título V, Art. 149, Art. 225 | MEN, CNE | | | -- | -- | | X | | - Resistencia a la entrada de nuevos agentes al mercado - Traslape de responsabilidades con otros agentes (comercializador, agregador) | - Usuario final debe interactuar con muchos agentes (además de micro-redes y VPP, pueden haber comercializadores y agregadores de demanda) |
| Brecha 4: No hay participación de generadores virtuales y micro-redes en el mercado eléctrico nacional | Contribuir al M1, M8 (100% acceso a electricidad para todos los hogares al 2030 y al 2040 energía limpia de bajas emisiones para satisfacer necesidades de calefacción, agua caliente sanitaria y cocción de alimentos), M9 (6.000 MW en sistemas de almacenamiento de energía en el Sistema Eléctrico Nacional al 2050 (2.000 MW al 2030), tales como baterías, bombeo hidráulico, aire comprimido, aire líquido, entre otras tecnologías) y M13 (500 MW de | Permitir la participación de generadores virtuales y micro-redes y generadores virtuales, a partir de recursos de clientes libres y regulados, en los mercados de la energía, potencia y servicios complementarios | Definir participación de generadores virtuales y micro-redes en los mercados de energías, servicios complementarios y potencia de suficiencia. | | | Actualización de la regulación y normativa: - Reglamento de SSCC, NT SSCC - Reglamento de Transferencias de Potencia - Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional - NTCO, Cap.3 | MEN, CNE | | | -- | -- | | X | | | |
| | | | Desarrollo de planes piloto para evaluar participación en el Sistema Eléctrico Nacional. Definir los requerimientos técnicos para que proyectos puedan participar de estos planes piloto | | | Iniciativas I+D+i | MEN, CORFO | Privados, centros de investigación | MEN y/o CORFO lanzan iniciativas para demostrar generadores virtuales y micro-redes. MEN actúa como contraparte técnica en proyectos. Privados y Centros de investigación ejecutan. | - El proyecto demostrativo de Virtual Power Plant de AEMO (Australia) tuvo una inversión total de AUD 7,07 millones, de los cuales AUD 3,46 millones fueron entregados por ARENA. - La micro-red de Borrego Springs, CA (EEUU) fue creada en base a dos programas de apoyo de DOE y CEC, con un total de inversión de USD 30 millones, de los cuales USD 13 millones son de fondos de apoyo. | - El VPP de AEMO incluyó 8 portafolios distribuidos en los estados participantes del mercado australiano, con una capacidad de 31 MW principalmente en baterías, donde participaron 7.150 consumidores (25% residenciales). El piloto permitió verificar: participación en SSCC (frecuencia), respuesta a señales de precio e interacción con operadores de distribución; mejorar la observabilidad operacional; mejorar la experiencia del usuario final; cubrir amenazas de | | | X | | |

| Brechas detectadas | Plan de acción | | | | | | | | | Evaluación acciones | | | Plazo | | | Riesgos | | |
|---|---|---|---|-------------------------------------|------------------------------------|--|----------------|--|---|--|--|----|-------|----|----------------|---|--|--|
| | Objetivo | Meta | Acción | Aplicaciones digitales involucradas | Tecnologías habilitantes clave | Tipo de actividad | | | | | | CP | MP | LP | Implementación | Operación | | |
| | participación de organizaciones indígenas o locales rurales en la matriz de generación eléctrica al 2050 (100 MW al 2030)) | | | | | | | | | | ciberseguridad. - La micro-red de Borrego Springs provee de energía a 2.500 consumidores residenciales y 300 comerciales e industriales, donde sin proyecto la red esaba sujeta a una mala calidad de suministro. Con 26 MW de fotovoltaico, 1,8 MW de recursos distribuidos, dos baterías en subestaciones y tres comunitarias, la micro-red permitió demostrar la transición a funcionamiento en isla para energización ininterrumpida; la disminución de emisiones con generación renovable; la integración de componentes diversos; el control y la gestión de energía de la micro-red. | | | | | | | |
| Brecha 5: Actualmente los clientes regulados tienen pocos incentivos para gestionar y cambiar sus perfiles de demanda | Contribuir a O3 (Ciudades energéticamente sustentables), O10 (Desarrollo local y descentralización), O11 (Suministro de energía confiable y de calidad) y O14 (Inserción equilibrada en los territorios) Contribuir al M6 (100% de las edificaciones nuevas, residenciales y no residenciales, son "consumo energía neta cero") y M10 (AI 2040, Chile cuenta con los más altos estándares del mundo en confiabilidad y resiliencia del sistema energético) | Existen tarifas eléctricas que fomentan la gestión de la demanda 20% de la demanda de clientes regulados participa de mercado de la energía al 2030 20% de la demanda de clientes regulados participa de mercado de servicios complementarios al 2050 | Cambios regulatorios bajo ley actual para crear incentivos para que clientes regulados puedan gestionar su demanda. Por ejemplo, implementación de tarifa FLEX | Gestión de demanda | Medidores inteligentes, Cloud, IoT | Potenciar las tarifas flexibles reguladas (TFR) indicadas en el Decreto 11T de 2016. | Distribuidoras | CNE | Distribuidoras ofrecen tarifas que creen incentivos en los usuarios para gestionar su demanda. Por ejemplo, la tarifa FLEX de Chilectra (hoy Enel). | -- | -- | -- | X | | | - Complejidad del cambio de regulación del sector de distribución, sus esquemas de costos y cómo se valoriza. | - Bajo nivel de participación (usuarios no suscriben nuevas tarifas) | |
| | | | Desarrollo de planes piloto | | | Iniciativas I+D+i | MEN, CORFO | Privados, centros de investigación | MEN y/o CORFO lanzan iniciativas para demostrar gestión de demanda frente a tarifas flexibles. MEN actúa como contraparte técnica en proyectos. Privados y Centros de investigación ejecutan. | - Lakeland Electric, Florida (EEUU) invirtió USD 35 millones en un piloto para estudiar el comportamiento de 6.586 consumidores expuestos a tarifas variables Time-of-use. | - El piloto de Lakeland Electric produjo ahorros en horas punta, períodos punta y días punta, de 0,22%, 1,11% y 3,15%-7,35% respectivamente. | | X | | | | | |
| | | | Definir estándar de equipos (refrigeradores, iluminación, aire acondicionado, etc.) para que tenga la factibilidad técnica de controlar los niveles de potencia consumida | | | Adopción de normativa: - IEEE 2030.5 (Smart Energy Profile 2.0) | SEC | SEC debe monitorear los desarrollos normativos en el ámbito de Smart Home y Home Energy Systems. El estándar IEEE 2030.5 es uno de los más impulsados hoy día. | -- | -- | - USD 1.600 por "in-home displays" - USD 360 por control directo de carga - USD 360 por termostatos inteligentes - USD 5.800 por | X | | | | - Compleja armonización de estándares internacionales variados en este ámbito | - Aparición de equipamiento inteligente con protocolos propietarios (cerrados) que no interoperen o produzcan "vendor lock-in" | |

| Brechas detectadas | Plan de acción | | | | | | | | Evaluación acciones | | | Plazo | | | Riesgos | | |
|--|---|------|--|-------------------------------------|--------------------------------|--|--|------------------------------------|---|---|--|-------|----|----|----------------|--|---|
| | Objetivo | Meta | Acción | Aplicaciones digitales involucradas | Tecnologías habilitantes clave | Tipo de actividad | | | | | | CP | MP | LP | Implementación | Operación | |
| | | | | | | | | | | | electrodomésticos inteligentes | | | | | | |
| | | | Ampliar capacidad de la Superintendencia para la fiscalización de estándar de equipos | | | Contratación de personal | SEC | | | -- | -- | | X | | | | |
| | | | Cambios regulatorios para que clientes regulados puedan responder a señales de precio y puedan percibir beneficios de participación en mercado eléctrico | | | Estudio de tarifas que traspasen de mejor manera el costo marginal al usuario final. Decreto 11T de 2016 (fijación de tarifas de distribución) | CNE | | Evaluar estrategias como Critical Peak Pricing o Variable Peak Pricing en el Plan Normativo Anual. | - Marblehead Municipal Light Department, Massachusetts (EEUU) invirtió USD 2,8 millones en un programa de 2 años de Critical Peak Pricing aplicado a más de 500 consumidores. | - El piloto de Marblehead permitió validar una serie de hipótesis del proyecto, demostrando una reducción de 36,7% en el consumo en horas críticas en el año 1, y 21,3% en el año 2. | -- | | X | X | - Complejidad del cambio de regulación del sector de distribución, cómo se traspasa la señal de precio al consumidor final. | - Usuarios no responden a señales de precios. |
| Brecha 6: Poca participación de clientes libres en la gestión de demanda y servicios complementarios de regulación de frecuencia | 10% de la demanda de clientes libres participa de mercado de la energía al 2030 | | Campaña para difundir los beneficios de la digitalización | | | Difusión | Ministerio de Energía | | Ministerio realiza (o terceriza) campaña de difusión de los beneficios de la digitalización para los clientes libres. | -- | -- | | X | | | - Complejidad del llegar a la mayoría de los clientes libres (diversidad de realidades) | |
| | | | Masificación/Implementación de medidores inteligentes | | | Implementación | Ministerio de Energía, Clientes libres | | | | | | X | | | - Rechazo a tecnología - Traspaso de costos a usuarios finales puede limitar su masificación. - Diversidad de realidades e inequidad: como los usuarios finales pueden abordar el costo del medidor inteligente. | |
| | | | Desarrollo de planes piloto | | | Iniciativas I+D+i | MEN, CORFO | Privados, centros de investigación | MEN y/o CORFO lanzan iniciativas para demostrar gestión de demanda para participar en servicios complementarios y mercado de la energía. MEN actúa como contraparte técnica en proyectos. Privados y Centros de investigación ejecutan. | -- | -- | | | X | | | |

Brecha 1: Bajo nivel de automatización de la red de distribución de las distintas zonas de concesión

Aplicaciones digitales asociadas con la superación de esta brecha: Automatización de la distribución.

Metas asociadas propuestas para verificar superación de esta brecha:

- **Meta 1:** Para cada zona de concesión, 50% de la red de distribución se encuentra automatizada a 2030
- **Meta 2:** Para cada zona de concesión, 100% de la red de distribución tiene sistema de telecontrol a 2050

Acciones asociadas para cumplir con estas metas:

- **Evaluar económicamente este tipo de tecnología en los ejercicios de planificación de la distribución**
- **Implementar gradualmente la automatización de la distribución**
- **Aumentar las exigencias de los índices de calidad de suministro**
- **Desarrollar planes piloto**

Para las primeras tres acciones, se propone que la CNE incorpore las temáticas en el Plan Normativo Anual, donde las Distribuidoras participan del proceso.

Para estimar el costo unitario de desarrollar este tipo de proyectos, se utiliza como referencia las inversiones realizadas en el programa Smart Grid Investment Grant (SGIG) del DOE de EEUU. El resumen de las inversiones en distribución se muestra en la Tabla 8.1.

Además, para estimar los rangos de inversión en pilotos, se utilizan los reportes del programa Smart Grid Demonstration Program (SGDP) del DOE de EEUU, y el proyecto DAS de Corea del Sur, indicados en la Tabla 8.2. Estos consideran el despliegue de tecnología ADMS y FLISR.

Tabla 8.1: Inversiones del programa SGIG en distribución. Fuente: US DOE.

| Electric Distribution Automation Assets | Quantity* | Incurred Cost** | Number of Entities Reporting*** |
|---|------------------|------------------------|--|
| Automated feeder switches | 9,061 | \$450,777,312 | 49 |
| Automated capacitors | 11,007 | \$121,911,889 | 43 |
| Automated regulators | 10,665 | \$18,480,004 | 33 |
| Fault current limiter | 0 | \$217,260 | 4 |
| Feeder monitors | 4,447 | \$101,533,161 | 27 |
| Substation monitor | 20,263 | \$118,513,082 | 16 |
| Distribution automation/Substation communication networks | | \$526,743,581 | 60 |
| Distribution management systems | | \$331,142,712 | 40 |
| IT hardware, systems, and applications that enable distribution functionalities | | \$137,002,266 | 32 |
| Other electric distribution automation related costs | | \$296,590,009 | 90 |
| Total electric distribution automation cost | | \$2,102,911,277 | 90 |

Tabla 8.2: Inversiones y costo unitario de pilotos del programa SGDP. Fuente: US DOE.

| País | Empresa | Proyecto / tecnologías | Inversión (MM USD) | número de alimentadores | Costo unitario aproximado (USD por alimentador) | Observaciones |
|---------------|---------------------------------|--|--------------------|-------------------------|---|---|
| Corea del sur | KEPCO | DAS | 407 | 1499 | 271.000 | |
| EEUU | CenterPoint | Self-Healing Grid | 639 | 560 | 1.140.000 | Incluye 2,2 millones de medidores inteligentes |
| | Duke Energy | Self-Healing Teams | 556 | 1250 | 445.000 | Incluye 1 millón de medidores inteligentes |
| | NSTAR Electric Co. | Auto Restoration Loops | 20 | 166 | 120.000 | |
| | PEPCO | Automatic Sectionalizing & Restoration | 344 | 113 | 3.045.000 | incluye además 40 subestaciones |
| | Southern Co. | Self-Healing Networks | 330 | 320 | 1.031.000 | incluye SCADA para 350 subestaciones |
| | Electric Power Board | | 228 | 1400 | 163.000 | Incluye 170 mil medidores inteligentes |
| | Florida Power and Light Company | | 579 | 129 | 4.490.000 | Incluye 1,6 millones de medidores inteligentes, PMUs, automatismos en 285 alimentadores, indicadores remotos de falla en 620 alimentadores y monitoreo de 745 reconectores. |
| | Burbank Water and Power | | 51 | 100 | 510.000 | Incluye 50 mil medidores inteligentes, 11 estaciones de carga de VE. |

Brecha 2: Pocos proyectos de subestación inteligente en transmisión se han implementado en Chile

Aplicaciones digitales asociadas con la superación de esta brecha: Subestación inteligente en transmisión.

Metas asociadas para verificar superación de esta brecha:

- **Meta 1:** 10% de las subestaciones en Chile son digitales al 2030
- **Meta 2:** 100% de las subestaciones en Chile han implementado el standard IEC 61850 al 2030

Acciones asociadas para cumplir con estas metas:

- **Evaluar económicamente este tipo de tecnología en los ejercicios de planificación de la transmisión:** Coordinador incorpora subestaciones digitales en su propuesta de la expansión de la transmisión. CNE considera esta tecnología en el plan de expansión.
- **Implementar gradualmente esta tecnología:** El Coordinador ya realiza estudios de su “Módulo de Medición Fasorial” desde el año 2016 en cumplimiento con Art. 4-28 de la NTSyCS. Este artículo podría expandirse.
- **Exigir que nuevas subestaciones ocupen tecnología digital:** CNE incorpora temática en el Plan Normativo Anual, Transmisoras y Distribuidoras participan del proceso.

El Coordinador ha realizado estudios de su “Módulo de Medición Fasorial” desde el año 2016, coincidiendo con la actualización de la NTSyCS, que desde ese entonces incluye el Anexo “Anexo Técnico: Sistema de Monitoreo”. En dicho anexo, el Art. 63 establece que en julio de cada año el Coordinador debe realizar un estudio sobre instalación, implementación, revisión y actualización del módulo de medición fasorial.

Este módulo está a cargo del cumplimiento del Art. 4-28 de la NTSyCS, que rige al sistema de monitoreo. El sistema permite verificar o realizar (a) el nivel de amortiguamiento de oscilaciones, (b) el funcionamiento de protecciones del sistema interconectado, (c) análisis de fallas, (d) desempeño de esquemas de desconexión, (e) el desempeño del concentrador de información fasorial y (f) el margen de estabilidad.

Si bien el Coordinador indica en que su actual plataforma permite, entre otras cosas, calcular parámetros de líneas en tiempo real, esta funcionalidad no está requerida por la normativa actual. Con esta funcionalidad se puede, por ejemplo, realizar la función denominada Dynamic Line Rating (DLR).

Para la estimación de la inversión en PMUs, se utilizó la información del programa SGIG del DOE de EEUU, donde se reporta inversión en activos de transmisión, tal como se muestra en la Tabla 8.3

Tabla 8.3: Inversiones del programa SGIG en transmisión. Fuente: US DOE

| Electric Transmission System Assets | Quantity* | Incurred Cost** | Number of Entities Reporting*** |
|---|-----------|----------------------|---------------------------------|
| PMUs | 1,361 | \$87,918,000 | 13 |
| Phasor data concentrators | 168 | \$14,754,612 | 13 |
| Transmission lines with dynamic line rating systems | 0 | \$0 | 0 |
| IT hardware, systems, and applications that enable transmission functionalities | | \$100,623,154 | 30 |
| Advanced applications | | \$77,442,983 | 14 |
| Other transmission related costs | | \$220,822,813 | 24 |
| Total transmission installed cost | | \$501,561,562 | 24 |

Para la estimación de la inversión requerida en una subestación digital se utilizó la información de las inversiones en S/E Remehue y La Misión. De acuerdo a Saesa, “una subestación AT/AT en un nivel de tensión de 66 kV en configuración barra simple más

transferencia con 3 paños de línea, se alcanza una inversión del orden de los 5 millones de dólares”⁴⁹.

Brecha 3: La normativa actual no define la figura de "Generador Virtual" o "Micro-red"

Aplicaciones digitales asociadas con la superación de esta brecha: Generador virtual, Micro-redes.

Metas asociadas para verificar superación de esta brecha:

- **Meta 1:** Generador virtual y micro-red están reconocidos como nuevos agentes

Acciones asociadas para cumplir con estas metas:

- **Generador virtual y micro-red están reconocidos como nuevos agentes.**

Esta acción requiere de una serie de cambios legales. Se ha reconocido en un inicio las necesidades de abordar los cambios en la LGSE, en su Título II bis, Art. 72-17 (en relación a las transferencias de potencia, hoy limitado a generación y almacenamiento), y el Título V, Art. 149, bis, ter, quater y quinquies (inyecciones por parte de autogeneración, PMGD, ERNC), además del Art. 225 (definiciones formales para los efectos de la aplicación de la LGSE).

Brecha 4: No hay participación de generadores virtuales y micro-redes en el mercado eléctrico nacional

Aplicaciones digitales asociadas con la superación de esta brecha: Generador virtual, Micro-redes.

⁴⁹ <https://www.revistaei.cl/2020/02/11/saesa-pondra-en-servicio-primer-proyectos-de-subestaciones-digitales-en-chile/>

Metas asociadas para verificar superación de esta brecha:

- **Meta 1:** Permitir la participación de micro-redes y generadores virtuales, a partir de recursos de clientes libres y regulados, en los mercados de la energía, potencia y servicios complementarios

Acciones asociadas para cumplir con estas metas:

- **Definir participación de generadores virtuales y micro-redes en los mercados de energías, servicios complementarios y potencia de suficiencia:** esto requiere de una actualización de la regulación y normativa, donde se reconoce al menos:
 - Reglamento de SCCC, NT SCCC
 - Reglamento de Transferencias de Potencia
 - Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional
 - NTCO, Cap.3
- **Desarrollo de planes piloto para evaluar participación en el Sistema Eléctrico Nacional. Definir los requerimientos técnicos para que proyectos puedan participar de estos planes piloto:** Para esta iniciativa de I+D+i, MEN y/o CORFO lanzan iniciativas para demostrar generadores virtuales y micro-redes. MEN actúa como contraparte técnica en proyectos. Privados y Centros de investigación ejecutan.

Para valores referenciales, se utilizaron los proyectos de VPP (virtual power plant) de AEMO, Australia, y la micro-red de Borrego Springs en California, EEUU.

Brecha 5: Actualmente los clientes regulados tienen pocos incentivos para gestionar y cambiar sus perfiles de demanda

Aplicaciones digitales asociadas con la superación de esta brecha: Gestión de demanda.

Metas asociadas para verificar superación de esta brecha:

- **Meta 1:** Existen tarifas eléctricas que fomentan la gestión de la demanda

- **Meta 2:** 20% de la demanda de clientes regulados participa de mercado de la energía al 2030
- **Meta 3:** 20% de la demanda de clientes regulados participa de mercado de servicios complementarios al 2050

Acciones asociadas para cumplir con estas metas:

- **Cambios regulatorios bajo ley actual para crear incentivos para que clientes regulados puedan gestionar su demanda. Por ejemplo, implementación de tarifa FLEX:** Se propone potenciar las tarifas flexibles reguladas (TFR) indicadas en el Decreto 11T de 2016, con el fin de que las Distribuidoras ofrezcan tarifas que creen incentivos en los usuarios para gestionar su demanda. Por ejemplo, la tarifa FLEX de Chilectra (hoy Enel).
- **Desarrollo de planes piloto:** para esta iniciativa de I+D+i, MEN y/o CORFO lanzan iniciativas para demostrar gestión de demanda frente a tarifas flexibles. MEN actúa como contraparte técnica en proyectos. Privados y Centros de investigación ejecutan.
- **Definir estándar de equipos (refrigeradores, iluminación, aire acondicionado, etc.) para que tenga la factibilidad técnica de controlar los niveles de potencia consumida:** La SEC debe monitorear los desarrollos normativos en el ámbito de Smart Home y Home Energy Systems. El estándar IEEE 2030.5 es uno de los más impulsados hoy día.
- **Ampliar capacidad de la Superintendencia para la fiscalización de estándar de equipos.**
- **Cambios regulatorios para que clientes regulados puedan responder a señales de precio y puedan percibir beneficios de participación en mercado eléctrico:** Estudio de tarifas que traspasen de mejor manera el costo marginal al usuario final, con una eventual modificación al Decreto 11T de 2016 (fijación de tarifas de distribución). Se propone que la CNE evalúe estrategias como Critical Peak Pricing o Variable Peak Pricing en el Plan Normativo Anual.

Brecha 6: Poca participación de clientes libres en la gestión de demanda y servicios complementarios de regulación de frecuencia

Aplicaciones digitales asociadas con la superación de esta brecha: Gestión de demanda.

Tal como se discutió en las secciones 5.2.3 y 7.1.3, la gestión de la demanda puede contribuir a los servicios de control de frecuencia y control de contingencia. Sin embargo, las obligaciones establecidas en la regulación actual hacen poco viables que un cliente regulado pueda participar de los SSCC asociado a la demanda. Si bien el cliente libre puede jugar un rol importante, y esta hoy habilitado para hacerlo, el levantamiento de los talleres dejó en evidencia la poca participación de clientes libres en este tipo de servicios.

Metas asociadas para verificar superación de esta brecha:

- **Meta 1:** 10% de la demanda de clientes libres participa de mercado de la energía al 2030.
- **Meta 2:** 10% de la demanda de clientes libres participa de mercado de servicios complementarios al 2050.

Acciones asociadas para cumplir con estas metas:

- **Campaña para difundir los beneficios de la digitalización:** Ministerio realiza (o terceriza) campaña de difusión de los beneficios de la digitalización para los clientes libres.
- **Masificación/Implementación de medidores inteligentes.**
- **Desarrollo de planes piloto:** para esta iniciativa de I+D+i, MEN y/o CORFO lanzan iniciativas para demostrar gestión de demanda para participar en servicios complementarios y mercado de la energía. MEN actúa como contraparte técnica en proyectos. Privados y Centros de investigación ejecutan.

8.2 Industria

| Brechas detectadas | Plan de acción | | | | | | | | | Evaluación acciones | | | Plazo | | | Riesgos | |
|--|--|---|---|---|---|--|---|--|--|--|--|---------------------------------------|-------|----|----|--|---|
| | Objetivo | Meta | Acción | Aplicaciones digitales involucradas | Tecnologías habilitantes clave | Tipo de actividad | Responsable | Actores / Instituciones involucrados | Roles asociados | Costos requeridos | Beneficios esperados | Costo unitario | CP | MP | LP | Implementación | Operación |
| Brecha 1: Acceso a plataformas tecnológicas industriales capaces de asegurar adquisición, registro y uso de información digital para la toma de decisiones y reportabilidad. | Contribuir al objetivo de 25% de mejora de la intensidad energética de grandes consumidores de energía al 2050, respecto al año 2021 y de 60% menos emisiones anuales de GEI en sector energético al 2050, respecto a 2018 | GCE y principales empresas exportadoras cuentan con regulación de SGE y monitoreo de emisiones digitales | Propuesta de cambios regulatorios acorde a exigencias internacionales: ampliación umbral de alcance ley EE a 20 TCal, reglamento para CEMS. | Gestión de energía Monitoreo de emisiones | sistemas de adquisición de datos, sensores, IA, ML, IoT, medidores inteligentes | Estudio de modificaciones al reglamento de la ley de EE y normas de emisión de fuentes puntuales para aumentar el umbral de empresas que reportan energía o emisiones. | CNE, MMA, MEN | ASE, SEC, SMA, ESCOs, gremios y asociaciones industriales involucradas | CNE y MEN analizan niveles de ambición y negocia mejoras en los estándares. MMA alinea mejoras con nueva propuesta de NDC para Chile. | Más de 270 organizaciones industriales se han unido a Better Plants (USA) con una inversión de más de USD 9.000 millones. | 1,9 cuatrillones de BTUs (556,8 TWh) de ahorro (USD 9.300 millones) | USD 33 millones por sector industrial | X | | | Resistencia empresas y gremios con consumos entre 20 y 50 Tcal a tener mayores exigencias en gestión energética. | Aumento de carga administrativa para la fiscalización y otras actividades de MEN y SEC. |
| | | Articulación de programas de asistencia técnica, fomento y difusión para sectores tractores de industria digital | Programa de asistencia técnica de digitalización en sectores industriales priorizados | Gestión de energía Automatización y optimización de procesos Monitoreo de emisiones Mantenimiento predictivo | sistemas de adquisición de datos, IA, ML, IoT, medidores inteligentes | Creación de programa de asistencia técnica | MEN, ASE | Sercotec, SMA, MinMujeryEG, ESCOs, gremios y asociaciones industriales involucradas | ASE diseña e implementa el programa, con apoyo técnico y financiero del MEN. El resto de los actores participan o son parte de alguna etapa del mismo. | En Corea, MOTIE y KEA apoyan para establecer infraestructura de EnMS para PyMES: - Consultoría ISO 50001, medidores digitales y sistema de monitoreo. - 77 PyMES participaron a partir de 2014 Presupuesto anual de cerca de USD 2,5 millones | 5,25 PJ de ahorro energético en apoyo de EnMS de Corea. | USD 32.000 por empresa al año | X | | | Alto costo y otros recursos necesarios para la implementación de los programas. | Bajo interés para la participación de las empresas y gremios involucrados. |
| | | Masificar la implementación de tecnologías digitales para la medición, monitoreo y control. Desarrollar campañas de difusión y fomento de tecnologías digitales | Gestión de energía Automatización y optimización de procesos Monitoreo de emisiones Mantenimiento predictivo | Sistemas de adquisición de datos, Medidores inteligentes Sensores inteligentes y actuadores IoT, IA, ML | Difusión, implementación | MEN, Distribuidoras | SEC, gremios y asociaciones industriales involucradas | MEN monitorea desarrollo de planes piloto Distribuidoras implementan planes pilotos. Empresas implementan medidas de eficiencia energética | £1.9 billones para mejora de la ciber seguridad para entregar mayor confianza en los negocios on-line (UK) en 5 años. | | USD 400 millones al año | X | | | | Rechazo a las tecnologías y alto costo de implementación. | Seguridad de la información (privada) generada por sensores y medidores. |
| Brecha 2: Formación de capital humano calificado en Analítica Predictiva | Contribuir al objetivo de 25% de mejora de la intensidad energética de grandes consumidores de energía al 2050, respecto al año 2021 y de 60% menos emisiones anuales de GEI en sector | Creación de al menos 3 programas de formación integral en digitalización industrial y analítica predictiva por cada Universidad, CFT e Instituto (9). | Articulación de planes de formación de capital humano en Ues, Institutos y CFTs | Gestión de energía Automatización y optimización de procesos Monitoreo de emisiones Mantenimiento predictivo | sistemas de adquisición de datos, IA, ML | Programa de formación en analítica predictiva en los distintos niveles educativos | MEN, ASE, Min Educación | Chile Valora, SENCE, ESCOs | MEN diseña e implementa el programa, con apoyo del MinEducación. El resto de los actores participan o son parte de | £170 millones para la creación de institutos de tecnología (12) con educación técnica avanzada en STEM (UK) | Aumento de productividad y competitividad en sectores económicos relevantes para el país. Desarrollo de ecosistema | USD 15 millones por institución. | | | X | Alto costo y recursos necesarios para la implementación de los programas en los distintos niveles educacionales. | Disparidad de criterios, capacidades y niveles de recursos en los distintos planteos educacionales. |

| Brechas detectadas | Plan de acción | | | | | | | | | Evaluación acciones | | | Plazo | | | Riesgos | |
|---|--|--|--|---|---|---|-------------------------------|--|---|--|--|--|-------|----|--|--|--|
| | Objetivo | Meta | Acción | Aplicaciones digitales involucradas | Tecnologías habilitantes clave | Tipo de actividad | Responsable | Actores / Instituciones involucradas | Roles asociados | Costos requeridos | Beneficios esperados | Costo unitario | CP | MP | LP | Implementación | Operación |
| | energético al 2050, respecto a 2018 | | | | | | | | alguna etapa del mismo. | | productivo (proveedores) y negocios B2B. | | | | | | |
| | | Creación de programas de proveedores en sectores seleccionados (10 programas) | Programa de proveedores de empresas tractoras de la digitalización | Gestión de energía Automatización y optimización de procesos Monitoreo de emisiones Mantenimiento predictivo | sistemas de adquisición de datos, monitoreo en tiempo real, IoT, medidores inteligentes | Diseño y coordinación de programa de proveedores con servicios, gremios y empresas que lideren la digitalización. | MEN y Ministerios sectoriales | Gremios y asociaciones industriales involucradas, MinMujeryEG | MEN diseña el programa y ministerios sectoriales lo implementan. El resto de los actores participan o son parte de alguna etapa del mismo. | USD 45 millones para Programa de Proveedores de Clase Mundial en Chile (250 empresas) USD 100 millones desarrollo de proveedores de BHP Billiton (35 proyectos) | Aumento de productividad y competitividad en sectores económicos relevantes para el país. Desarrollo de ecosistema productivo (proveedores) y negocios B2B | Entre USD 0,2 y 2,9 millones por empresa/proyecto. | | | X | Resistencia o falta de interés de las grandes empresas y sus proveedores a participar en estos programas. | Aumento de carga administrativa para la implementación y fiscalización de los programas por parte de las instituciones reguladoras involucradas. |
| Brecha 3: Cuantificación del potencial impacto económico asociado al uso de tecnología de digitalización en la industria. | Contribuir al objetivo de 25% de mejora de la intensidad energética de grandes consumidores de energía al 2050, respecto al año 2021 y de 60% menos emisiones anuales de GEI en sector energético al 2050, respecto a 2018 | Establecimiento de criterios y estándares para evaluación de proyectos de digitalización y analítica predictiva en la industria. | Catastro y estudio de experiencias exitosas en digitalización que permitan cuantificar el impacto asociado a escalamiento y masificación de su uso. | Gestión de energía Automatización y optimización de procesos Monitoreo de emisiones Mantenimiento predictivo | sistemas de adquisición de datos, sensores, IA, ML | Estudio de benchmarking de experiencias en empresas nacionales | MEN, ASE | Gremios y asociaciones industriales involucradas, ESCOs | Desarrollo de bases técnicas y contraparte de MEN y ASE. El resto de los actores son sujetos de estudio. | | | | | X | Bajo interés y recelo de la propiedad intelectual o innovaciones por parte de las empresas con experiencias exitosas. Pocos casos exitosos. | Resistencia a entregar la información de las experiencias por parte de los profesionales de las empresas (baja prioridad en sus funciones) | |
| | | Transferencia de iniciativas más costo efectivas de la industria (10 casos de éxito) | Programa de difusión y TT de experiencias de empresas tractoras o que demandan la digitalización | Gestión de energía Automatización y optimización de procesos Monitoreo de emisiones Mantenimiento predictivo | sistemas de adquisición de datos, sensores, IA, ML | Diseño y coordinación de programa de difusión y TT de experiencias de empresas | MEN, ASE | Sercotec, MinMujeryEG, SMA, gremios y asociaciones industriales involucradas | ASE diseña e implementa el programa, con apoyo técnico y financiero del MEN. El resto de los actores participan o son parte de alguna etapa del mismo. | | | | | | X | Alto costo y otros recursos necesarios para la implementación de los programas. | Bajo interés para la participación de las empresas y gremios involucrados. Ciberseguridad (datos y ataques cibernéticos). |
| Brecha 4: Altos costos de la tecnología y baja prioridad en el financiamiento de iniciativas energéticas en la industria | Contribuir al objetivo de 25% de mejora de la intensidad energética de grandes consumidores de energía al 2050, respecto al año 2021 y de 60% menos emisiones anuales de GEI en sector energético al 2050, respecto a 2018 | Desarrollo de capacidades locales en la adaptación de tecnología en digitalización para 25% de GCE y PyMES proveedoras | Asignación de recursos públicos y privados para programas tecnológicos y compra de equipos digitales de medición y sistemas de monitoreo de la energía | Gestión de energía Automatización y optimización de procesos Monitoreo de emisiones Mantenimiento predictivo | sistemas de adquisición de datos, IA, ML, IoT, medidores inteligentes | Evaluación social de los programas e inversiones requeridas para la digitalización energética | Corfo, MDS, MEN | ASE, SEC, gremios y asociaciones industriales involucradas | MEN y MDS desarrollan la evaluación de los programas con apoyo financiero de Corfo. El resto de los actores participan o son parte de alguna etapa del mismo. | USD 2,5 millones/año en Programa Superior-EnMS (S-EnMS) de la Agencia Coreana de la Energía (KEA). | Aumento de productividad y competitividad en sectores económicos relevantes para el país. Desarrollo de ecosistema productivo (proveedores) y negocios B2B. | USD 2,5 millones/año USD 200 mil por empresa | | | X | Baja prioridad en el presupuesto de la nación para implementar los programas. | Cambios en las prioridades del regulador para la asignación de los recursos y posibles dificultades para la licitación de los equipos y sistemas apropiados. |
| | | | Fomento a programas de inversión en infraestructura crítica y trabajo con bancos (créditos blandos) e instrumentos de fomento de desempeño energético | Gestión de energía Automatización y optimización de procesos | sistemas de adquisición de datos, IA, ML, IoT, medidores inteligentes | Road show y reuniones de trabajo con bancos, inversionistas, | Corfo, Bancos, MEN | ASE, SEC, gremios y asociaciones industriales involucradas | MEN organiza las actividades con apoyo técnico y financiero de | - UE invierte US \$7.8 billones en el desarrollo de las Fábricas del Futuro | Aumento de productividad y competitividad en sectores económicos | | | | | X | Bajo interés de los bancos y otras instituciones involucradas para participar en los |

| Brechas detectadas | Plan de acción | | | | | | | | | Evaluación acciones | | | Plazo | | | Riesgos | | |
|--------------------|----------------|------|--|---|--|--|-------------|--|---|--|---|----------------|-------|----|----|--|--|---|
| | Objetivo | Meta | Acción | Aplicaciones digitales involucradas | Tecnologías habilitantes clave | Tipo de actividad | Responsable | Actores / Instituciones involucrados | Roles asociados | Costos requeridos | Beneficios esperados | Costo unitario | CP | MP | LP | Implementación | Operación | |
| | | | | Monitoreo de emisiones Mantenimiento predictivo | | empresas, Corfo, entre otros; para promover los programas | | | Corfo y los Bancos. El resto de los actores participan o son parte de alguna etapa del mismo. | - En Estados Unidos se propuso entregar un mayor incentivo tributario para invertir en equipamiento y maquinaria. Dicho incentivo consiste en entregar un 35% de crédito fiscal de las inversiones en máquinas y equipos para todas aquellas inversiones que estén por sobre el 75% de una cantidad basal. Una opción alternativa es permitir a que las compañías deprecien el costo total de sus equipos y software durante el primer año, generando así importantes beneficios económicos. | relevantes para el país. Desarrollo de ecosistema productivo (proveedores) y negocios B2B. | | | | | | programas. Recursos privados como contrapartida o financiamiento directo. | involucrados. Baja de interés de las empresas en el transcurso del programa. |
| | | | Fomento a la creación de nuevos modelos de negocio en torno a la digitalización y programas piloto para su testeo. ⁵⁰ | Gestión de energía Automatización y optimización de procesos Monitoreo de emisiones Mantenimiento predictivo | sistemas de adquisición de IA, ML, IoT, medidores inteligentes | Propuesta de modelos de negocio y coordinación de programas piloto en empresas | MEN, ASE | Sercotec, MinMujeryEG, SMA, gremios y asociaciones industriales involucradas | MEN y ASE diseñan los modelos de negocio y coordinan programas piloto en empresas y otras instituciones involucradas. | | | | | | X | Alto costo y otros recursos necesarios para el desarrollo de los modelos y la implementación de los programas. Plan alternativo en caso de hallar pocos casos exitosos. | Aumento de carga administrativa para gestionar los programas por parte de MEN y ASE. Deficiencias con el manejo tecnológico y ciberseguridad. | |

⁵⁰ La lógica del plan de acción es que se identifiquen las acciones a partir de la experiencia nacional (principalmente) se evalúen y prioricen aquellas con mayor impacto social. De esta forma, en esta etapa no se están proponiendo herramientas específicas al respecto.

Brecha 1: Acceso a plataformas tecnológicas industriales capaces de asegurar adquisición, registro y uso de información digital para la toma de decisiones y reportabilidad.

Aplicaciones digitales asociadas con la superación de esta brecha: Gestión de energía, Automatización y optimización de procesos, Monitoreo de emisiones, Mantenimiento predictivo.

Metas asociadas para verificar superación de esta brecha:

- **Meta 1:** GCE y principales empresas exportadoras cuentan con regulación de SGE y monitoreo de emisiones digitales
- **Meta 2:** Articulación de programas de asistencia técnica, fomento y difusión para sectores tractores de industria digital

Acciones asociadas para cumplir con estas metas:

- **Propuesta de cambios regulatorios acorde a exigencias internacionales: ampliación umbral de alcance ley EE a 20 TCal, reglamento para CEMS:** Considera un estudio de modificaciones al reglamento de la ley de EE y normas de emisión de fuentes puntuales para aumentar el umbral de empresas que reportan energía o emisiones. En el proceso, CNE y MEN analizan niveles de ambición y negocia mejoras en los estándares. MMA alinea mejoras con nueva propuesta de NDC para Chile.
- Programa de asistencia técnica de digitalización en sectores industriales priorizados: ASE diseña e implementa el programa, con apoyo técnico y financiero del MEN. El resto de los actores (Sercotec, SMA, MinMujeryEG, ESCOs, gremios y asociaciones industriales involucradas) participan o son parte de alguna etapa del mismo.
- Masificar la implementación de medidores inteligentes. Desarrollar campañas de difusión y fomento de tecnologías digitales: "MEN monitorea desarrollo de planes piloto, mientras Distribuidoras implementan dichos planes. En paralelo, empresas implementan medidas de eficiencia energética.

Brecha 2: Formación de capital humano calificado en Analítica Predictiva

Aplicaciones digitales asociadas con la superación de esta brecha: Gestión de energía, Automatización y optimización de procesos, Monitoreo de emisiones, Mantenimiento predictivo.

Metas asociadas para verificar superación de esta brecha:

- **Meta 1:** Creación de al menos 3 programas de formación integral en digitalización industrial y analítica predictiva
- **Meta 2:** Creación de programas de proveedores en sectores seleccionados (10 programas).

Acciones asociadas para cumplir con estas metas:

- **Articulación de planes de formación de capital humano en Ues, Institutos y CFTs:** MEN diseña e implementa el programa, con apoyo del MinEducación. El resto de los actores (Chile Valora, SENCE, ESCOs) participan o son parte de alguna etapa del mismo.
- **Programa de proveedores de empresas traccionadoras de la digitalización:** MEN diseña el programa y ministerios sectoriales lo implementan. El resto de los actores (Gremios y asociaciones industriales involucradas, MinMujeryEG) participan o son parte de alguna etapa del mismo.

Brecha 3: Cuantificación del potencial impacto económico asociado al uso de tecnología de digitalización en la industria.

Aplicaciones digitales asociadas con la superación de esta brecha: Gestión de energía, Automatización y optimización de procesos, Monitoreo de emisiones, Mantenimiento predictivo.

Metas asociadas para verificar superación de esta brecha:

- **Meta 1:** Establecimiento de criterios y estándares para evaluación de proyectos de digitalización y analítica predictiva en la industria.

- **Meta 2:** Transferencia de iniciativas más costo efectivas de la industria (10 casos de éxito).

Acciones asociadas para cumplir con estas metas:

- **Catastro y estudio de experiencias exitosas en digitalización que permitan cuantificar el impacto asociado a escalamiento y masificación de su uso:** Desarrollo de bases técnicas y contraparte de MEN y ASE. El resto de los actores (Gremios y asociaciones industriales involucradas, ESCOs) son sujetos de estudio.
- **Programa de difusión y TT de experiencias de empresas traccionadoras de la digitalización:** ASE diseña e implementa el programa, con apoyo técnico y financiero del MEN. El resto de los actores (Sercotec, MinMujeryEG, SMA, gremios y asociaciones industriales involucradas) participan o son parte de alguna etapa del mismo.

Brecha 4: Altos costos de la tecnología y baja prioridad en el financiamiento de iniciativas energéticas en la industria

Aplicaciones digitales asociadas con la superación de esta brecha: Gestión de energía, Automatización y optimización de procesos, Monitoreo de emisiones, Mantenimiento predictivo.

Metas asociadas para verificar superación de esta brecha:

- **Meta 1:** Desarrollo de capacidades locales en la adaptación de tecnología en digitalización para 25% de GCE y PyMES proveedoras

Acciones asociadas para cumplir con estas metas:

- **Asignación de recursos públicos y privados para programas tecnológicos y compra de equipos digitales de medición y sistemas de monitoreo de la energía:** MEN y MDS desarrollan la evaluación de los programas con apoyo financiero de Corfo. El resto de los actores (ASE, SEC, gremios y asociaciones industriales involucradas) participan o son parte de alguna etapa del mismo.
- **Fomento a programas de inversión en infraestructura crítica y trabajo con bancos (créditos blandos) e instrumentos de fomento de desempeño energético:** MEN

organiza las actividades con apoyo técnico y financiero de Corfo y los Bancos. El resto de los actores (ASE, SEC, gremios y asociaciones industriales involucradas) participan o son parte de alguna etapa del mismo.

- **Fomento a la creación de nuevos modelos de negocio en torno a la digitalización y programas piloto para su testeo:** MEN y ASE diseñan los modelos de negocio y coordinan programas piloto en empresas y otras instituciones involucradas.

8.3 Usuario final

| Brechas detectadas | Plan de acción | | | | | | | | | Evaluación acciones | | | Plazo | | | Riesgos | | |
|---|---|---|---|--|--------------------------------|---------------------------------------|--|---|--|---|----------------------|----------------|-------|----|----|----------------|--|---|
| | Objetivo | Meta | Acción | Aplicaciones digitales involucradas | Tecnologías habilitantes clave | Tipo de actividad | Responsable | Actores / Instituciones involucradas | Roles asociados | Costos requeridos | Beneficios esperados | Costo unitario | CP | MP | LP | Implementación | Operación | |
| Brecha 1: Actualmente en Chile no se han implementados sistemas de incentivos del tipo P4P. | Reducir el consumo de energía mediante la aplicación de medidas de eficiencia energética. | Meta 1: Para cada zona de concesión, un porcentaje importante de clientes regulados participan de programas P4P | Desarrollar cambios regulatorios para que empresas distribuidoras tengan incentivos para fomentar la eficiencia energética. Nota: Durante discusión de proyecto de ley de eficiencia energética se discutió esta temática (temática conocida como "desacople") | Pay-for-Performance (P4P) | | Actualización de regulación | CNE, Ministerio de Energía | CNE, Ministerio de Energía, distribuidoras | CNE, Ministerio de Energía: Tramitación Legal Distribuidoras: Participan de discusión y propuestas de ley | Costos administrativos asociados a tramitación legal y estudios técnicos asociados. | | | X | | | | | |
| | | | Desarrollar campañas de difusión y fomento de tecnologías digitales con el objeto de incentivar la participación de cliente. | | | Difusión | Ministerio de Energía, Distribuidoras | Ministerio de Energía, distribuidoras | Ministerio de Energía y distribuidoras: Desarrollan campañas de difusión | Costos asociados a campañas de difusión | | | | X | | | | |
| | | | Masificar la implementación de medidores inteligentes | Medidores inteligentes, redes de comunicación, equipos de monitoreo de demanda y plataformas de visualización de consumo | Difusión, implementación | Ministerio de Energía, Distribuidoras | Ministerio de Energía, distribuidoras, clientes | Ministerio de Energía: Monitorea desarrollo de masificación Distribuidoras u otra institución: Implementan campaña Clientes: Implementan medidas de eficiencia energética | Costos asociados a la implementación de medidores inteligentes, redes de comunicación y trazabilidad de la información | Reducción de demanda y gasto eléctrico para clientes residenciales | | X | X | | | | | |
| | | | Desarrollar planes piloto | Medidores inteligentes, redes de comunicación, equipos de monitoreo de demanda y plataformas de visualización de consumo | Implementación | Distribuidoras, Coordinador Eléctrico | Ministerio de Energía, distribuidoras, clientes, empresas implementadoras de proyectos de eficiencia energética. | Ministerio de Energía: Monitorea desarrollo de planes piloto Distribuidoras u otra institución: Implementan planes piloto Clientes: Implementan medidas de eficiencia energética Empresas implementadoras de proyectos de eficiencia energética: empresas intermediarias que podrían implementar | Costos asociados a la implementación de medidores inteligentes, redes de comunicación y trazabilidad de planes piloto | Reducción de demanda y gasto eléctrico para clientes residenciales | | X | | | | | Dificultades para definir esquema de financiamiento permanente de este tipo de programas. Dificultades para encontrar empresas calificadas para implementar este tipo de programas. | A nivel internacional, se han identificado algunos esquemas de implementación P4P que son financiados a través de un cargo adicional en la tarifa eléctrica. Se espera que los beneficios de los programas de eficiencia energética sean mayores que los costos ⁵¹ . Este cargo adicional en la tarifa podría generar algún rechazo por parte de los clientes residenciales. Dificultades para definir la línea base de consumo energético con respecto a la cual se calcula el ahorro energético producto de la implementación del programa P4P. |

⁵¹ SENSEI, 2021. "Experience and lessons learned from P4P pilots for energy efficiency".

| Brechas detectadas | Plan de acción | | | | | | | | | Evaluación acciones | | | Plazo | | | Riesgos | |
|---|--|--|---|--|--------------------------------|-----------------------------|----------------------------|---|---|---|----------------------|----------------|-------|----|----|----------------|---|
| | Objetivo | Meta | Acción | Aplicaciones digitales involucradas | Tecnologías habilitantes clave | Tipo de actividad | Responsable | Actores / Instituciones involucrados | Roles asociados | Costos requeridos | Beneficios esperados | Costo unitario | CP | MP | LP | Implementación | Operación |
| | | | | | | | | | proyectos de eficiencia energética en representación o en conjunto con clientes (por ejemplo, empresas ESCO). | | | | | | | | Falta de incentivos para participar de este tipo de iniciativas: los beneficios llegan varios meses después de la implementación y una vez que se han verificados los ahorros, dificultades para estimar potenciales beneficios, etc. |
| Brecha 2: Actualmente los clientes regulados no reciben ningún tipo de incentivo para implementar medidas de eficiencia energética. | Reducir el consumo de energía mediante la aplicación de medidas de eficiencia energética. | Meta 1: Regulación permite que clientes regulados reciban incentivos económicos para implementar medidas de eficiencia energética Meta 2: Empresas distribuidoras promueven activamente la aplicación de la eficiencia energética | Desarrollar cambios regulatorios para que empresas distribuidoras tengan incentivos para fomentar la eficiencia energética. | Pay-for-Performance (P4P), Agregador de demanda | | Actualización de regulación | CNE, Ministerio de Energía | CNE, Ministerio de Energía, distribuidoras, clientes | CNE, Ministerio de Energía: Tramitación Legal Distribuidoras: Participan de discusión y propuestas de ley | Costos administrativos asociados a tramitación legal y estudios técnicos asociados. | | | X | | | | |
| Brecha 3: Actualmente hay una baja participación de la generación distribuida. Un porcentaje bajo de la demanda actual se satisface con generación distribuida. | Contribuir a la meta 100% energías cero emisiones al 2050 en generación eléctrica y 80% energías renovables al 2030. Contribuir a la meta de 100% de las edificaciones nuevas, residenciales y no residenciales, con "consumo energía neta cero". Contribuir a la meta de 500 MW de participación de organizaciones indígenas o locales rurales en la matriz de generación | Meta 1: Participación importante de capacidad instalada en medios de generación distribuida de propiedad de clientes residenciales en el año 2040 Meta 2: Para cada zona de concesión, un porcentaje importante de la demanda se satisface con generación distribuida de propiedad de clientes regulados. Meta 3: Participación importante de capacidad instalada en medios de generación distribuida de propiedad de clientes regulados | Realizar cambios a la Ley General de Servicios Eléctricos y cambios normativos para permitir que agrupaciones de clientes con medios de generación puedan participar del mercado mayorista de la energía. | Prosumidores, Generador o Planta Virtual ⁵² . | | Actualización de regulación | CNE, Ministerio de Energía | CNE, Ministerio de Energía, Coordinador Eléctrico, distribuidoras, desarrolladores de proyectos de generación | CNE, Ministerio de Energía: Tramitación Legal Coordinador, Distribuidoras, desarrolladores de proyecto: Participan de discusión y propuestas de ley y cambios normativos | Costos administrativos asociados a tramitación legal y estudios técnicos asociados. | | | X | | | | |
| | | | Realizar cambios a Ley General de Servicios Eléctricos y cambios normativos para permitir que prosumidores puedan vender su energía a otros clientes regulados dentro del aérea de concesión. | Prosumidores, Generador o Planta Virtual. | | Actualización de regulación | CNE, Ministerio de Energía | CNE, Ministerio de Energía, Coordinador Eléctrico, distribuidoras, desarrolladores de proyectos de generación | CNE, Ministerio de Energía: Tramitación Legal Coordinador, Distribuidoras, desarrolladores de proyecto: Participan de discusión y propuestas de ley y cambios normativos | Costos administrativos asociados a tramitación legal y estudios técnicos asociados. | | | | X | | | |

⁵² Recordar que la definición de Generador o Planta Virtual puede incluir recursos de generación, demanda y sistemas de almacenamiento. Por tanto, la agrupación de prosumidores puede ser un caso particular de un Generador Virtual.

| Brechas detectadas | Plan de acción | | | | | | | | | Evaluación acciones | | | Plazo | | | Riesgos | |
|--------------------|------------------------------------|--|--|--|--|--------------------------|---|--|--|--|--|----------------|-------|----|----|----------------|-----------|
| | Objetivo | Meta | Acción | Aplicaciones digitales involucradas | Tecnologías habilitantes clave | Tipo de actividad | Responsable | Actores / Instituciones involucrados | Roles asociados | Costos requeridos | Beneficios esperados | Costo unitario | CP | MP | LP | Implementación | Operación |
| | eléctrica al 2050 (100 MW al 2030) | participan del mercado mayorista de la energía | Masificar la implementación de medidores inteligentes y otras tecnologías habilitantes. Desarrollar campañas de difusión y fomento de tecnologías digitales. Acciones asociadas a trazabilidad y ciberseguridad (ver sección especial dedicada a estas temáticas) | Prosumidores, Generador o Planta Virtual, gestión de demanda | AMR, AMI, redes de comunicación, equipos de monitoreo y plataformas de visualización de generación | Difusión, implementación | Ministerio de Energía, Distribuidoras, clientes residenciales | CNE, Ministerio de Energía, Coordinador Eléctrico, Distribuidoras, Desarrolladores de proyectos de generación, agregadores, clientes | Ministerio de Energía: Monitorea desarrollo de tecnología habilitante Distribuidoras u otra institución: Implementan tecnología habilitante Clientes, agregadores: Desarrollan proyectos de generación distribuida | Costos asociados a la implementación de medidores inteligentes, redes de comunicación, otras tecnologías habilitantes y trazabilidad de la información | Reducción del gasto en consumo de energía Ingresos adicionales por venta de energía Aumento de resiliencia ante cortes de suministro | | X | X | | | |
| | | | Desarrollar planes piloto para que agrupación de clientes regulados participen de mercado mayorista de la energía. | Prosumidores, Generador o Planta Virtual. | AMR, AMI, redes de comunicación, equipos de monitoreo y plataformas de visualización de generación | Implementación | Coordinador, agregadores, clientes | CNE, Ministerio de Energía, Coordinador Eléctrico, Distribuidoras, Desarrolladores de proyectos de generación, agregadores, clientes | Ministerio de Energía: Monitorea desarrollo de planes piloto Distribuidoras u otra institución (operación de red de distribución): Implementan tecnología habilitante Coordinador: Coordina, monitorea y verifica el correcto de desarrollo de planes piloto. Agregadores, Clientes: Desarrollan proyectos de generación distribuida y participan de planes piloto. | | Reducción del gasto en consumo de energía Ingresos adicionales por venta de energía Aumento de resiliencia ante cortes de suministro | | X | | | | |

⁵³ Schneider et al., 2022, Peer-to-peer electricity trading and the sharing economy: social, markets and regulatory perspectives.

| Brechas detectadas | Plan de acción | | | | | | | | | Evaluación acciones | | | Plazo | | | Riesgos | |
|--|---|--|--|--|--------------------------------|-----------------------------|----------------------------|---|---|---|----------------------|----------------|-------|----|----|----------------|--|
| | Objetivo | Meta | Acción | Aplicaciones digitales involucradas | Tecnologías habilitantes clave | Tipo de actividad | Responsable | Actores / Instituciones involucradas | Roles asociados | Costos requeridos | Beneficios esperados | Costo unitario | CP | MP | LP | Implementación | Operación |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | en cuello de botella para la masificación de esta tecnología. Asimismo, se debe garantizar el acceso oportuno a la información de las actuales capacidades de transmisión de la red de distribución. |
| Brecha 4: Actualmente los clientes regulados no pueden vender su energía a otros clientes regulados. | Contribuir a la meta 100% energías cero emisiones al 2050 en generación eléctrica y 80% energías renovables al 2030. Contribuir a la meta de 100% de las edificaciones nuevas, residenciales y no residenciales, con "consumo energía neta cero". Contribuir a la meta de 500 MW de participación de organizaciones indígenas o locales rurales en la matriz de generación eléctrica al 2050 (100 MW al 2030) | Meta 1: Clientes regulados pueden vender su energía generada a otros clientes regulados. | Realizar cambios a Ley General de Servicios Eléctricos para permitir que prosumidores puedan vender su energía a otros clientes regulados dentro del área de concesión. | Prosumidores , Generador o Planta Virtual. | | Actualización de regulación | CNE, Ministerio de Energía | CNE, Ministerio de Energía, Coordinador Eléctrico, Distribuidoras, desarrolladores de proyectos de generación | CNE, Ministerio de Energía: Tramitación Legal Coordinador, Distribuidoras, desarrolladores de proyecto: Participan de discusión y propuestas de ley y cambios normativos | Costos administrativos asociados a tramitación legal y estudios técnicos asociados. | | | X | | | | |
| | | | Masificar la implementación de medidores inteligentes y otras tecnologías habilitantes. Desarrollar campañas de difusión y fomento de tecnologías digitales. Acciones asociadas a trazabilidad y ciberseguridad (ver sección especial dedicada a estas temáticas) | | | | | | | | | | | | | | |
| Brecha 5: Actualmente los clientes residenciales tienen poco incentivos para gestionar y cambiar su | Contribuir a la introducción masiva de energías renovables a través de la implementación de medidas de flexibilidad (gestión de demanda) | Meta 1: Los clientes residenciales reciben algún tipo de incentivo para gestionar su demanda. Meta 2: Un número importante de clientes residenciales participan | Realizar cambios regulatorios para que clientes residenciales tengan incentivos para gestionar su demanda. Realizar cambios regulatorios para que clientes residenciales participen de mercado de servicios complementarios. | Agregador de demanda, Generador o Planta Virtual ⁵⁴ | | Actualización de regulación | CNE, Ministerio de Energía | CNE, Ministerio de Energía, Coordinador Eléctrico, Distribuidoras | CNE, Ministerio de Energía: Tramitación Legal Distribuidoras: Participan de discusión y propuestas de ley" | Costos administrativos asociados a tramitación legal y estudios técnicos asociados. | | | X | | | | |

⁵⁴ Recordar que la definición de Generador o Planta Virtual puede incluir recursos de generación, demanda y sistemas de almacenamiento. Por tanto, la agrupación de recursos de demanda también puede ser un caso particular de un Generador Virtual.

| Brechas detectadas | Plan de acción | | | | | | | | | Evaluación acciones | | | Plazo | | | Riesgos | | | |
|---|----------------|---|---|-------------------------------------|---|-----------------------------|------------------------------------|--|--|--|--|----------------|-------|----|----|----------------|--|--|--|
| | Objetivo | Meta | Acción | Aplicaciones digitales involucradas | Tecnologías habilitantes clave | Tipo de actividad | Responsable | Actores / Instituciones involucradas | Roles asociados | Costos requeridos | Beneficios esperados | Costo unitario | CP | MP | LP | Implementación | Operación | | |
| curva de demanda. | | del mercado de servicios complementarios a través de la figura del agregador. | Desarrollar planes piloto para que agrupación de clientes regulados gestionen su demanda y participen del mercado de servicios complementarios a través de mecanismos de gestión de demanda. | | Medidores inteligentes, Equipos eléctricos inteligentes (smart appliance o sistemas Smart Home), AMR, AMI, redes de comunicación, equipos de monitoreo y plataformas de visualización de demanda, tecnologías asociadas a la trazabilidad | Implementación | Coordinador, agregadores, clientes | CNE, Ministerio de Energía, Coordinador Eléctrico, Distribuidoras, Agregadores, clientes | Ministerio de Energía: Monitorea desarrollo de planes piloto Coordinador: Coordina, monitorea y verifica el correcto desarrollo de planes piloto. Distribuidoras u otra institución (operación de red de distribución): Monitorea funcionamiento de red de distribución. Agregadores, Clientes: Desarrollan de planes de piloto | Costos asociados a la implementación de medidores inteligentes, redes de comunicación, otras tecnologías habilitantes y trazabilidad de la información | Reducción del gasto en consumo de energía Ingresos adicionales por participación del mercado eléctrico. | | X | | | | Usuarios podrían no participar activamente en la implementación de estas acciones (falta de tiempo para seguir señales de precio, falta de tiempo para seguir información para toma de decisión, etc.) Cambios en la demanda podrían afectar confort de usuarios (interrupción de función de equipos, reducción de temperatura, etc.) Uso no deseado de la información asociada al comportamiento de la demanda de clientes. | | |
| | | | Definir estándar de equipos (refrigeradores, iluminación, aire acondicionado, etc.) para que tenga la factibilidad técnica de controlar los niveles de potencia consumida. (Smart appliance o sistemas Smart Home). | | Smart appliance o sistemas Smart Homes | Actualización de regulación | CNE, Ministerio de Energía | CNE, Ministerio de Energía, Coordinador Eléctrico, Distribuidoras, SEC, representantes de fabricantes de equipos | CNE, Ministerio de Energía: Tramitación Legal SEC, empresas: Participan de discusión y propuestas de ley" | Costos administrativos asociados a tramitación legal y estudios técnicos asociados. | | | | X | | | | | Riesgos asociados a la actualización de estándar (estándar podría quedar obsoleto) e interoperabilidad de equipos. |
| | | | Masificar la implementación y difusión de equipos eléctricos inteligentes (smart appliance o sistemas Smart Home). | | Equipos eléctricos inteligentes (smart appliance o sistemas Smart Home), | Implementación | Ministerio de Energía, SEC. | Ministerio de Energía, SEC, comercializadores de equipos inteligentes, clientes. | Ministerio de Energía: Desarrollan campañas de difusión. SEC: Certifica equipos y verifica cumplimiento de estándar. Comercializadores de equipos: venden equipos inteligentes. Clientes: Adquieren equipos. | Costos de adquisición de equipos inteligentes. | | | | X | X | | | | |
| | | | Acciones asociadas a trazabilidad de datos de demanda eléctrica y ciberseguridad (ver sección especial dedicada a estas temáticas) | | | Ver sección especial | | | | | | | | | | | | | |
| Brecha 6: Actualmente no hay clientes residenciales que participen de forma | | Meta 1: La regulación del mercado eléctrico permite que clientes residenciales participen de mercados de la energía, potencia y | Realizar cambios regulatorios para que clientes residenciales puedan responder a señales de precio y puedan percibir beneficios de participación en mercado eléctrico. A diferencia de la acción | Agregador de demanda | | Actualización de regulación | CNE, Ministerio de Energía | CNE, Ministerio de Energía, Coordinador Eléctrico, Distribuidoras | | Costos administrativos asociados a tramitación legal y estudios | | | X | | | | | | |

| Brechas detectadas | Plan de acción | | | | | | | | | Evaluación acciones | | | Plazo | | | Riesgos | | | |
|--|---|---|---|--|--------------------------------|------------------------------------|--|--|--|--|----------------------|----------------|-------|----|----|----------------|-----------|--|--|
| | Objetivo | Meta | Acción | Aplicaciones digitales involucradas | Tecnologías habilitantes clave | Tipo de actividad | Responsable | Actores / Instituciones involucradas | Roles asociados | Costos requeridos | Beneficios esperados | Costo unitario | CP | MP | LP | Implementación | Operación | | |
| agregada en los distintos mercados del sector eléctrico a través de la gestión de la demanda. | | servicios complementarios a través de mecanismos de gestión de la demanda. Meta 2: Un número importante de clientes residenciales participan del mercado de la energía a través de mecanismos de gestión de demanda. Meta 3: Un número importante de clientes residenciales participan del mercado de servicios complementarios a través de mecanismos de gestión de demanda. | anterior, acá se requieren cambios más profundos del funcionamiento del mercado eléctrico nacional. | | | | | | | técnicos asociados. | | | | | | | | | |
| | | | Desarrollar planes piloto para que agrupación de clientes regulados participen de mercado de la energía a través de mecanismos de gestión de demanda. | Medidores inteligentes, Equipos eléctricos inteligentes (smart appliance o sistemas smart homes), AMR, AMI, redes de comunicación, equipos de monitoreo y plataformas de visualización de demanda, tecnologías asociadas a la trazabilidad | Implementación | Coordinador, agregadores, clientes | CNE, Ministerio de Energía, Coordinador Eléctrico, Distribuidoras, Agregadores, clientes | Ministerio de Energía: Monitorea desarrollo de planes piloto Coordinador: Coordina, monitorea y verifica el correcto desarrollo de planes piloto. Distribuidoras u otra institución (operación de red de distribución): Monitorea funcionamiento de red de distribución. Agregadores, Clientes: Desarrollan de planes de piloto | Costos asociados a la implementación de medidores inteligentes, redes de comunicación, otras tecnologías habilitantes y trazabilidad de la información | Reducción del gasto en consumo de energía Ingresos adicionales por participación del mercado eléctrico. | | | | X | | | | | Ciberataques y comportamiento no deseado de la demanda, por ejemplo, operación indeseada de electrodomésticos (encendido de hornos, apagado de refrigeradores, etc.) |
| | | | Acciones asociadas a trazabilidad de inyecciones de generación y ciberseguridad (ver sección especial dedicada a estas temáticas) | | Ver sección especial | | | | | | | | | | | | | | |
| Brecha 7: Actualmente los clientes residenciales no pueden elegir a su proveedor de suministro eléctrico ni pueden elegir tarifas eléctricas con precios diferenciados por hora. | Mejorar la calidad de servicio de clientes residenciales. Permitir que clientes residenciales puedan elegir un suministro eléctrico renovables y bajo en emisiones. Reducir el gasto en consumo de energía. | Meta 1: Todos los clientes residenciales pueden elegir su proveedor de electricidad y tienen la posibilidad de analizar las distintas opciones tarifarias a través de plataformas digitales | Realizar cambios a la ley general de servicios eléctricos para introducir la figura del comercializador. El proyecto de Ley de portabilidad tenía como objetivo establecer la figura del comercializador puro tanto para clientes libres como regulados. Introducir cambios a la ley general de servicios eléctricos para que clientes regulados puedan acceder a tarifas horarias con precios diferenciados | | | Actualización de regulación | Ministerio de Energía, CNE | Ministerio de Energía, CNE, distribuidoras, comercializadores | CNE, Ministerio de Energía: Tramitación Legal Distribuidoras, comercializadores: Participan de discusión y propuestas de ley | | | | X | | | | | | |

| Brechas detectadas | Plan de acción | | | | | | | | | Evaluación acciones | | | Plazo | | | Riesgos | |
|--|--|---|---|--|---|-----------------------------|----------------------------|---|---|--|----------------------|----------------|-------|----|----|----------------|--|
| | Objetivo | Meta | Acción | Aplicaciones digitales involucradas | Tecnologías habilitantes clave | Tipo de actividad | Responsable | Actores / Instituciones involucrados | Roles asociados | Costos requeridos | Beneficios esperados | Costo unitario | CP | MP | LP | Implementación | Operación |
| | | | Desarrollo de planes piloto en determinadas áreas de concesión una vez aprobada la ley. | Comercialización, orientación al usuario | Plataformas digitales, portales web para ver ofertas de proveedores y tarifas, redes de comunicación, medidores inteligentes, AMI | | | | Min. Energía: Monitorea desarrollo de planes piloto Comercializadores: Participan en la implementación de pilotos y ofrecen opciones de suministro eléctrico. Clientes: Eligen proveedores de electricidad y eligen opciones tarifarias | | | | | X | | | Dificultades para que los usuarios puedan discernir entre las distintas opciones tarifarias ofrecidas por los comercializadores. Los usuarios quedan expuestos a la variabilidad del precio de la energía. Dependiendo de la implementación de la figura del comercializador, podrían existir problemas de suficiencia al no existir contratos de suministro de largo plazo que abastezcan la demanda de los clientes residenciales. |
| Brecha 8: Existen pocas distribuidoras que han implementado aplicaciones digitales que permitan a sus usuarios monitorear el estado y calidad del suministro eléctrico | Mejorar la calidad de servicio de clientes residenciales. | Meta 1: Todos los clientes residenciales tienen acceso a aplicaciones digitales que les permiten monitorear el estado y la calidad de su suministro eléctrico | Actualizar normativa vigente de manera de exigir a distribuidoras la implementación de aplicaciones digitales que permitan a sus usuarios monitorear el estado y la calidad de suministro | Comercialización, orientación al usuario | Plataformas digitales, portales web, redes de comunicación | Actualización de regulación | Ministerio de Energía, CNE | Ministerio de Energía, CNE, distribuidoras. | Ministerio de Energía, CNE: Implementan cambios regulatorios. Distribuidoras: Implementan cambios regulatorios. | | | | X | | | | |
| | | | Avanzar en la automatización de la red de distribución (ver acciones asociadas a este uso digital) | | Plataformas digitales, portales web, redes de comunicación | | Distribuidoras | Ministerio de Energía, CNE, distribuidoras, clientes. | Ver sección anterior sobre acciones asociadas. | Costos asociados a automatización de la red. Costos asociados a la implementación de plataformas computacionales. | | | | X | X | | |
| Brecha 9: Existen un porcentaje bajo de clientes que reciben su factura de forma electrónica | Mejorar la calidad de servicio de clientes residenciales. | Meta 1: Todos los clientes residenciales reciben su factura en forma electrónica | Actualizar normativa vigente de manera de exigir a distribuidoras la implementación de la factura electrónica | Facturación, orientación al usuario | Plataformas digitales, red de comunicación, medidores inteligentes | Actualización de regulación | Ministerio de Energía, CNE | Ministerio de Energía, CNE, distribuidoras. | Ministerio de Energía, CNE: Implementan cambios regulatorios. Distribuidoras: Implementan sistemas de factura electrónica. | | | | X | | | | Digitalizar un sistema de boletas electrónicas con un agente fiscalizador permitirá automatizar la revisión de incidentes por re facturaciones que incumplan la normativa. |
| Brecha 10: Existen pocos clientes que pueden monitorear periódicamente su consumo eléctrico | Mejorar la calidad de servicio de clientes residenciales. Proveer de información a clientes para que puedan tomar las acciones necesarias | Meta 1: Los clientes residenciales pueden monitorear periódicamente su consumo de energía haciendo uso de plataformas digitales | Masificar la implementación de medidores inteligentes y tecnologías habilitantes. | Facturación, orientación al usuario | Plataformas digitales, redes de comunicación, medidores inteligentes | Difusión, implementación | Distribuidoras | Ministerio de Energía, CNE, distribuidoras, clientes. | Distribuidoras: Implementan sistemas de medición y tecnologías habilitantes. | Costos asociados a la implementación de medidores inteligentes, redes de comunicación, otras tecnologías | | | X | X | | | |

| Brechas detectadas | Plan de acción | | | | | | | | | Evaluación acciones | | | Plazo | | | Riesgos | |
|--------------------|---|------|--------|-------------------------------------|--------------------------------|-------------------|-------------|--------------------------------------|-----------------|---|----------------------|----------------|-------|----|----|----------------|-----------|
| | Objetivo | Meta | Acción | Aplicaciones digitales involucradas | Tecnologías habilitantes clave | Tipo de actividad | Responsable | Actores / Instituciones involucrados | Roles asociados | Costos requeridos | Beneficios esperados | Costo unitario | CP | MP | LP | Implementación | Operación |
| | para gestionar su demanda de energía y elegir opciones tarifarias que les permiten reducir su gasto en energía. | | | | | | | | | habilitantes y trazabilidad de la información | | | | | | | |

Brecha 1: Actualmente en Chile no se han implementado sistemas de incentivos del tipo Pay-for-Performance.

Aplicaciones digitales asociadas con la superación de esta brecha: Pay-for-Performance (P4P).

La digitalización juega un rol de tecnología habilitante para la implementación del modelo Pay-for-Performance, el cual hace referencia a la estrategia de eficiencia energética en la que una autoridad pública o compañías eléctricas les pagan a los consumidores (o agregadores) basándose en las mediciones en tiempo real del consumo de energía.

Metas asociadas para verificar superación de esta brecha:

- **Meta 1:** Para cada zona de concesión, un porcentaje importante de clientes regulados participan de programas P4P

Acciones asociadas para cumplir con estas metas:

- **Desarrollar cambios regulatorios para que empresas distribuidoras tengan incentivos para fomentar la eficiencia energética:** Durante el proceso de elaboración del proyecto de ley de eficiencia energética se discutió esta temática (conocido como "desacople"), no obstante, el proyecto de ley aprobado finalmente no abordó esta temática.
- **Masificar la implementación de medidores inteligentes:** Los medidores inteligentes y las redes de comunicación asociadas son las tecnologías habilitantes para la implementación de esta tecnología ya que permite registrar en tiempo real la demanda eléctrica de los clientes y así verificar la reducción de demanda eléctrica debido al desarrollo de medidas de eficiencia energética.
- **Desarrollar campañas de difusión y fomento de tecnologías digitales:** Las campañas de difusión tienen como objetivo de que los usuarios finales tengan conocimiento de los programas P4P y las tecnologías habilitantes para su implementación. De esta forma, se busca incentivar la participación de cliente en el desarrollo de este tipo de iniciativas.
- **Desarrollar planes piloto:** Los planes pilotos tienen como objetivo verificar el correcto funcionamiento de la participación de los clientes residenciales que participan de programas de eficiencia energética. Asimismo, los planes piloto permiten identificar potenciales problemas de implementación de la tecnología e

identificar posibles soluciones. Los planes piloto podrían ser desarrollados directamente por los clientes o por empresas implementadoras de proyectos de eficiencia energética que actúan en representación o en conjunto con los clientes (por ejemplo, empresas ESCO).

Brecha 2: Actualmente los clientes regulados no reciben ningún tipo de incentivo para implementar medidas de eficiencia energética.

Aplicaciones digitales asociadas con la superación de esta brecha: Pay-for-Performance (P4P).

Metas asociadas para verificar superación de esta brecha:

- **Meta 1:** Regulación permite que clientes regulados reciban incentivos económicos para implementar medidas de eficiencia energética.
- **Meta 2:** Empresas distribuidoras promueven activamente la aplicación de la eficiencia energética.

Acciones asociadas para cumplir con estas metas:

Desarrollar cambios regulatorios para que empresas distribuidoras tengan incentivos para fomentar la eficiencia energética: Durante el proceso de elaboración del proyecto de ley de eficiencia energética se discutió esta temática (conocido como "desacople"), no obstante, el proyecto de ley aprobado finalmente no abordó esta temática.

Riesgos:

A continuación, se describen los riesgos identificados durante la implementación y operación de las acciones para superar las brechas 1 y 2:

Incremento de tarifa: A nivel internacional, se han identificado algunos esquemas de implementación P4P que son financiados a través de un cargo adicional en la tarifa eléctrica. (SENSEI, 2021. "Experience and lessons learned from P4P pilots for energy efficiency"). Si bien se espera que los beneficios de los programas de eficiencia energética (reducción de gasto energético, reducción de necesidades de expansión de generación, transmisión y distribución que podrían verse reflejado en una disminución de la tarifa) sean mayores que

los costos, este cargo adicional en la tarifa podría generar algún rechazo por parte de los usuarios finales.

Problemas para encontrar financiamiento: Se pueden encontrar dificultades para definir esquema de financiamiento permanente de manera de asegurar que la implementación de las medidas de ahorro energético se mantenga en el tiempo.

Falta de madurez del mercado local: Podrían existir dificultades para encontrar empresas calificadas para implementar los programas de eficiencia energética.

Falta de incentivos económicos: Dependiendo del esquema de implementación de este tipo de programas, los beneficios económicos podrían percibirse varios meses después de su implementación, una vez que se hayan verificados los ahorros energéticos.

Dificultades para la definición de línea base: La reducción de ahorro se compara con un escenario hipotético en el cual se asume que las medidas de eficiencia energética no se implementan. Podrían existir dificultades para definir la línea base de consumo energético con respecto a la cual se calcula el ahorro energético producto de la implementación del programa P4P. Asimismo, se podrían crear incentivos para aumentar el consumo de la línea base, de manera de aparentar un mayor ahorro energético.

Brecha 3: Actualmente hay una baja participación de la generación distribuida y un porcentaje bajo de la demanda actual se satisface con este tipo de tecnología.

Aplicaciones digitales asociadas con la superación de esta brecha: prosumer y generador/planta virtual.

La digitalización juega un rol de tecnología habilitante para la implementación de medios de generación distribuida por parte de clientes residenciales y, de esta forma, permitir la participación de estos clientes en el mercado de la energía, servicios complementarios y potencia de suficiencia.

Metas asociadas para verificar superación de esta brecha:

- **Meta 1:** Participación importante de capacidad instalada en medios de generación distribuida de propiedad de clientes residenciales en el año 2040
- **Meta 2:** Para cada zona de concesión, un porcentaje importante de la demanda se satisface con generación distribuida de propiedad de clientes regulados.

- **Meta 3:** Participación importante de capacidad instalada en medios de generación distribuida de propiedad de clientes regulados participan del mercado mayorista de la energía

Acciones asociadas para cumplir con estas metas:

- **Realizar cambios a Ley General de Servicios Eléctricos para permitir que agrupaciones de clientes con medios de generación puedan participar del mercado mayorista de la energía:** Actualmente los clientes residenciales no pueden participar del mercado mayorista de la energía. A través de la implementación de la figura del agregador se podría facilitar la participación de este tipo de clientes en el mercado mayorista de la energía.
- **Masificar la implementación de medidores inteligentes. Desarrollar campañas de difusión y fomento de tecnologías digitales:** Los medidores inteligentes y las redes de comunicación asociadas son las tecnologías habilitantes para la implementación de esta tecnología ya que permite registrar la cantidad de energía inyectada a la red. Asimismo, se requiere tecnologías de trazabilidad de las inyecciones de energía a la red.
Por otra parte, las campañas de difusión ayudan a superar la brecha relacionada con el bajo conocimiento de los usuarios finales sobre la tecnología de generación distribuida, medidores inteligentes y los beneficios asociados a estas tecnologías.
- **Desarrollar planes pilotos para que agrupación de clientes regulados participen del mercado mayorista:** Los planes pilotos tienen como objetivo verificar el correcto funcionamiento de la participación de los clientes residenciales en los distintos mercados de la energía. Asimismo, los planes pilotos permiten identificar potenciales problemas de implementación de la tecnología e identificar posibles soluciones.

Brecha 4: Actualmente los clientes regulados no pueden vender su energía a otros clientes regulados

Aplicaciones digitales asociadas con la superación de esta brecha: prosumer y generador/planta virtual.

Metas asociadas para verificar superación de esta brecha:

- **Meta:** Clientes regulados pueden vender su energía generada a otros clientes regulados

Acciones asociadas para cumplir con estas metas:

Realizar cambios en Ley General de Servicios Eléctricos para permitir que prosumidores puedan vender su energía a otros clientes regulados dentro del área de concesión: Actualmente los clientes residenciales con capacidad de generación no pueden vender sus excedentes de energía a otros clientes residenciales ubicados en la misma área de concesión.

Riesgos:

A continuación, se describen los riesgos identificados durante la implementación y operación de las acciones para superar las brechas 3 y 4:

Calidad de suministro: La coordinación de los sistemas eléctricos trata de garantizar una operación segura y confiable con el objeto de mantener el balance entre generación y demanda en distintas escalas de tiempo. La masificación de la generación distribuida y la implementación de sistemas P2P trae como consecuencia que el suministro eléctrico dependa cada vez más de los usuarios residenciales y pequeños comercializadores de energía, los cuales probablemente no estarán preparados para cumplir con los estándares de calidad de suministro que se han aplicado histórica grandes empresas eléctricas (Schneider et al., 2022, Peer-to-peer electricity trading and the sharing economy: social, markets and regulatory perspectives⁵⁵).

Monopolio de plataforma computacionales: El comercio de electricidad en esquema tipo P2P depende de transacciones realizadas a través de plataformas computacionales. Existe el riesgo que se establezcan monopolios en este tipo de mercados, tal como se observa en plataformas para arriendo de propiedades (ejemplo, Airbnb), transporte (Uber, Cabify), pedido de comida (PedidosYa, UberEats), etc⁵⁶. El desarrollo de estos monopolios podría potencialmente afectar a los usuarios de estas plataformas a través de establecimiento de

⁵⁵ <https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/15567249.2022.2050849>

⁵⁶ Schneider et al., 2022, Peer-to-peer electricity trading and the sharing economy: social, markets and regulatory perspectives.

tarifas que afecten a los prosumidores o que controlen el uso de la información de la operación del sector distribución.

Capacidad de redes de distribución: La masificación de la generación distribuida podría verse afectada por los problemas de acceso y capacidad de las redes de distribución. Un problema similar actualmente se observa en el Sistema Eléctrico Nacional ante la masificación de la generación renovables y los recortes de suministro observados. Por tanto, se requiere avanzar en la actualización de la regulación de manera que la red de distribución no se transforme en cuello de botella para la masificación de esta tecnología. Asimismo, se debe garantizar el acceso oportuno a la información de las actuales capacidades de transmisión de la red de distribución. Por otra parte, los prosumidores y usuarios de tecnologías del tipo P2P podrían disminuir su uso de la red, traspasando parte del costo de la red a los usuarios que no utilizan este tipo de tecnologías.

Brecha 5: Actualmente los clientes residenciales tienen poco incentivos para gestionar y cambiar su curva de demanda.

Actualmente los clientes residenciales no tienen incentivos para cambiar su curva de demanda, por ejemplo, desplazando la demanda a las horas de menor probabilidad de pérdida de carga o mayor oferta de energía. La mayoría de los clientes residenciales tiene la tarifa BT1, la cual no tiene tramos de precios diferenciados por horas. Por otra parte, los clientes residenciales no participan del mercado de corto plazo de la energía, por lo que tampoco tienen incentivos para contribuir a la disminución de los costos marginales de la energía. Los únicos incentivos están asociados a los pagos por potencia de suficiencia (y las distintas opciones tarifarias de medida de demanda de punta) y los sobrecargo por tarifa de invierno.

Aplicaciones digitales asociadas con la superación de esta brecha: Agregador de demanda y generador/planta virtual.

La digitalización juega un rol de tecnología habilitante para la implementación de la figura del agregador de demanda a través de la agrupación virtual de distintos consumidores y su interacción con el operador de la red. Asimismo, se requiere de la implementación de estándares para que artefactos eléctricos tengan la posibilidad de responder remotamente a acciones que permitan la gestión de la demanda.

Metas asociadas para verificar superación de esta brecha:

Meta 1: Los clientes residenciales reciben algún tipo de incentivo para gestionar su demanda.

Meta 2: Un número importante de clientes residenciales participan del mercado de servicios complementarios a través de la figura del agregador.

Acciones asociadas para cumplir con estas metas:

- Realizar cambios regulatorios para que los clientes residenciales tengan incentivos para gestionar su demanda.
- Realizar cambios regulatorios para que clientes residenciales participen del mercado de servicios complementarios. Si bien la normativa vigente permite que clientes libres y regulados participen a través de la figura del agregador, actualmente los clientes residenciales no participan de este mercado.
- Definir estándar de equipos (refrigeradores, iluminación, aire acondicionado, etc.) para que tenga la factibilidad técnica de controlar los niveles de potencia consumida.
- Masificar la implementación y difusión de equipos eléctricos inteligentes (Smart appliance o sistemas Smart Home): Estos equipos permiten el control remoto de los niveles de potencia consumida.
- Desarrollar planes piloto para que agrupación de clientes regulados gestionen su demanda y participen del mercado de servicios complementarios a través de mecanismos de gestión de demanda.
- Acciones asociadas a trazabilidad de la demanda eléctrica y ciberseguridad: Ver sección especial dedicada a estas temáticas.

Brecha 6: Actualmente no hay clientes residenciales que participen de forma agregada en los distintos mercados del sector eléctrico a través de la gestión de la demanda.

Aplicaciones digitales asociadas con la superación de esta brecha: Agregador de demanda.

Metas asociadas para verificar superación de esta brecha:

Meta 1: La regulación del mercado eléctrico permite que clientes residenciales participen de mercados de la energía, potencia y servicios complementarios a través de mecanismos de gestión de la demanda.

Meta 2: Un número importante de clientes residenciales participan del mercado de la energía a través de mecanismos de gestión de demanda.

Meta 3: Un número importante de clientes residenciales participan del mercado de servicios complementarios a través de mecanismos de gestión de demanda.

Acciones asociadas para cumplir con estas metas:

- Realizar cambios regulatorios para que clientes residenciales puedan responder a señales de precio y puedan percibir beneficios de participación en mercado eléctrico. Aquí se apunta a realizar cambios más profundos al funcionamiento del mercado eléctrico de manera de permitir la participación de los clientes en el mercado de la energía. Por ejemplo, los clientes residenciales podrían participar del mercado de corto plazo de la energía mediante ofertas y reducción de demanda eléctrica.
- Desarrollar planes piloto para que agrupación de clientes regulados participen del mercado de la energía a través de mecanismos de gestión de demanda.
- Acciones asociadas a trazabilidad de la demanda eléctrica y ciberseguridad (ver sección especial dedicada a estas temáticas)

Riesgos:

A continuación, se describen los riesgos identificados durante la implementación y operación de las acciones para superar las brechas 5 y 6:

Participación menor a la esperada: Los usuarios podrían no participar activamente en la implementación de las acciones de gestión de la demanda debido a múltiples razones: falta de tiempo para seguir señales de precio, falta de tiempo para seguir información (a través de aplicaciones digitales) para toma de decisión de gestionar demanda, etc. A nivel nacional no existen estudios relacionadas con el comportamiento de la demanda ante la implementación de este tipo de medidas de gestión.

Impacto en bienestar: Los cambios en la demanda podrían afectar confort de usuarios, por ejemplo, de la interrupción funcionamiento de equipos, reducción o aumento temperatura en niveles de confort térmico no deseados, desconexión de equipos de iluminación, cambio de hábitos (por ejemplo, uso de artefactos en horarios poco comunes), etc. Los cambios no deseados podrían estar asociados a problemas de configuración de los sistemas de gestión de demanda y a temas de ciberseguridad (por ejemplo, control remoto de equipos). Las

desconexiones o conexiones masivas de equipos eléctricos podrían afectar significativamente la operación segura del sistema eléctrico.

Uso no deseado de información: Uso no deseado de la información asociada al comportamiento de la demanda de clientes. En la siguiente sección se abordan con más detalle las acciones asociadas a la privacidad de la información y temas de ciberseguridad.

Definición de estándar no adecuado: Una mala definición del estándar de control de los artefactos eléctricos (smart appliance o smart home), medidores, etc. podría afectar la interoperabilidad entre equipos y limitar las funciones asociadas a los distintos esquemas de gestión de demanda. Ver por ejemplo la discusión en Australia sobre la definición del estándar AS4755⁵⁷.

Financiamiento de tecnología habilitante: Se deben evitar los riesgos asociados a los esquemas de financiamiento de la tecnología habilitante que se observaron años tras en Chile cuando se intentaron masificar los medidores inteligentes.

Brecha 7: Actualmente los clientes residenciales no pueden elegir a su proveedor de suministro eléctrico ni pueden elegir tarifas eléctricas con precios diferenciados por hora.

Aplicaciones digitales asociadas con la superación de esta brecha: Comercialización, orientación al usuario.

Metas asociadas para verificar superación de esta brecha:

- Todos los clientes residenciales pueden elegir su proveedor de electricidad y tienen la posibilidad de analizar las distintas opciones tarifarias a través de plataformas digitales

Acciones asociadas para cumplir con estas metas:

- Realizar cambios a la ley general de servicios eléctricos para introducir la figura del comercializador. El proyecto de ley de portabilidad (ley propuesta hace algunos años atrás, actualmente detenido) tenía como objetivo establecer la figura del comercializador puro tanto para clientes libres como regulados.
- Introducir cambios a la ley general de servicios eléctricos para que clientes regulados puedan acceder a tarifas horarias con precios diferenciados. Estos cambios están

⁵⁷ https://ieefa.org/wp-content/uploads/2021/08/Mandating-AS4755-Ignores-Households-and-Widely-Supported-International-Solutions_August-2021.pdf

relacionados con los mecanismos de contratación de energía eléctrica por parte de los comercializadores y la forma en que se pueden transferir los precios de contratación hacia los clientes finales.

- Desarrollo de planes piloto en determinadas áreas de concesión una vez aprobada la ley.

Riesgos:

A continuación, se describen los riesgos identificados durante la implementación y operación de las acciones para superar la brecha 7:

Dificultades para identificar tarifa apropiada: Podrían presentar dificultades para que los usuarios puedan discernir entre las distintas opciones tarifarias ofrecidas por los comercializadores y el elegir la tarifa que redunde en un menor gasto energético o en una mejor calidad de servicio.

Precio variable: Los usuarios podrían quedar expuestos a la variabilidad horaria del precio de la energía a diferencia del esquema actual donde el precio se mantiene estable durante largo periodos de tiempo. Estas variaciones o incrementos de precio podrían generar malestar en los usuarios.

Problemas de suficiencia: Dependiendo de la implementación de la figura del comercializador, podrían existir problemas de suficiencia al no existir contratos de suministro de largo plazo que abastezcan la demanda de los clientes residenciales.

Brecha 8: Existen pocas distribuidoras que han implementado aplicaciones digitales que permitan a sus usuarios monitorear el estado y calidad del suministro eléctrico.

Aplicaciones digitales asociadas con la superación de esta brecha: Comercialización, orientación al usuario.

Metas asociadas para verificar superación de esta brecha:

- Meta: Todos los clientes residenciales tienen acceso a aplicaciones digitales que les permiten monitorear el estado y la calidad de su suministro eléctrico.

Acciones asociadas para cumplir con estas metas:

- Actualizar normativa vigente de manera de exigir a distribuidoras la implementación de aplicaciones digitales que permitan a sus usuarios monitorear el estado y la calidad de suministro.

- Avanzar en la automatización de la red de distribución (ver acciones asociadas a este uso digital).

Brecha 9: Existen un porcentaje bajo de clientes que reciben su factura de forma electrónica

Aplicaciones digitales asociadas con la superación de esta brecha: Facturación, orientación al usuario.

Metas asociadas para verificar superación de esta brecha:

- Meta: Todos los clientes residenciales reciben su factura en forma electrónica.

Acciones asociadas para cumplir con estas metas:

- Actualizar normativa vigente de manera de exigir a distribuidoras la implementación de la factura electrónica.

Brecha 10: Existen pocos clientes que pueden monitorear periódicamente su consumo eléctrico

Aplicaciones digitales asociadas con la superación de esta brecha: Facturación, orientación al usuario.

Metas asociadas para verificar superación de esta brecha:

- Meta: Los clientes residenciales pueden monitorear periódicamente su consumo de energía haciendo uso de plataformas digitales.

Acciones asociadas para cumplir con estas metas:

- Masificar la implementación de medidores inteligentes y tecnologías habilitantes.

8.4 Aspectos transversales

| Brechas detectadas | Plan de acción | | | | | | | | | Evaluación acciones | | | Plazo | | | Riesgos | | | | | |
|---|--|--|---|--|--------------------------------------|---|-----------------------------|--|---|--|---|----------------|-------|----|--|---|---|--------------------|---|---|---|
| | Objetivo | Meta | Acción | Aplicaciones digitales involucradas | Tecnologías habilitantes clave | Tipo de actividad | Responsable | Actores / Instituciones involucrados | Roles asociados | Costos requeridos | Beneficios esperados | Costo unitario | CP | MP | LP | Implementación | Operación | | | | |
| Brecha 1: Ciberseguridad. | Contar con una adecuada protección de los datos generados en el sector de energía. | Proteger los datos personales generados dentro del sector de energías. | Diferenciar el consentimiento respecto al tratamiento de datos personales del consentimiento respecto a la prestación de servicios. | Transversal | No aplica | Actualización de regulación: Dar la posibilidad al contratante de rechazar el tratamiento de sus datos, pero si acceder a los servicios (estos son especialmente relevantes, como el acceso a electricidad). Similar al Reglamento General de Protección de Datos (RGPD) europeo. | CNE y Ministerio de Energía | CNE, Ministerio de Energía y empresas distribuidoras de energía. | CNE y Ministerio de Energía: Tramitación administrativa y coordinación. | - El costo para cumplimiento de RGPD por parte de empresas se estima entre USD 100 mil y USD 1 millón (para las grandes empresas). | - Consentimiento informado involucra a los usuarios respecto a la decisión de qué información desean compartir, transparentando su uso y los eventuales beneficios para éstos. | -- | x | x | | - Rechazo del acuerdo por parte de las empresas. | - Incumplimiento y falta de fiscalización. -Desinterés por parte de los usuarios. | | | | |
| | Contribuir al O11 de la PEN actualizada | Crear un modelo de gobernanza de la infraestructura crítica de la información para el sector energético. | Acelerar la aprobación de la Ley Marco sobre Ciberseguridad mediante el decreto de urgencia de discusión legislativa. | Transversal | No aplica | Actualización de regulación | Presidente. | Ministerio de Interior, Ministerio de Energía y Congreso | Presidente: Envío de mensaje presidencial decretando urgencia suma. Congreso: Tramitación legal. Ministerio de Interior y Energía: Asesoría y acompañamiento. | -- | -- | -- | x | | | - Proceso de implementación tardío. - Falta de coordinación entre las instituciones. | - Incumplimiento de las nuevas obligaciones legales por las empresas (Art ?), especialmente respecto al deber de informar los ciber ataques sufridos. | | | | |
| | | | Promover la pronta creación del CSIRT en el sector energía. | Transversal | No aplica | Implementación de la Resolución exenta 5006, 2019 | Ministerio de Energía | CNE y SEC | Ministerio de Energía: Tramitación administrativa. CNE y SEC: Asesoría y coordinación. | -- | - Fortalecer la regulación de la ciberseguridad en infraestructuras crítica de Energía: gestión de eventos de seguridad de la información y de incidentes de seguridad, mediante en las etapas de prevención, respuesta y análisis de los eventos. | -- | x | | | | | | | | |
| Brecha 2: Necesidad de trazabilidad de retiros e inyecciones de energía | Aportar al logro de 100% energías cero emisiones al 2050 en generación eléctrica y 80% energías renovables al 2030 | 100% de inyecciones/retiros de ER son certificados por un sistema válido de acreditación al 2050 | Implementación de sistema de trazabilidad de retiros e inyecciones de energía renovable | Agregador de demanda y Prosumer Gestión de Energía Generador Virtual | Medidores inteligentes, blockchain | Implementación de registro y validación de estándares y certificadores | MEN | CNE, MEN, SEC, empresas certificadoras de ER, Coordinador. | CEN y MEN deben analizar la posibilidad de desarrollar su propio sistema de trazabilidad de retiro e inyecciones de energía (más allá de lo eléctrico), o expandir la plataforma RENOVA del Coordinador, que hoy está limitada a generadoras y clientes libres del SEN. | - La plataforma Renova del Coordinador requirió un financiamiento de 92 millones de pesos en 2021 y 145 millones de pesos en 2022. Se prevén costos de operación de 25 millones anuales. | - Generar reportes del cumplimiento de los compromisos de suministro de ER. - Centralizar toda la información de generación, consumo, transacciones y certificados transables de Energías Renovables, desde una fuente confiable e independiente. Adicionalmente, facilitará la emisión de certificaciones bajo estándares internacionales. | -- | x | | Alto costo y dificultades técnicas para la implementación del sistema. | Desinterés por parte de los usuarios y dificultades técnicas para la operación y mantenimiento del sistema. | | | | | |
| | | | Implementación de sistema de trazabilidad de demanda eléctrica y de combustibles fósiles en GCE. | Agregador de demanda y Prosumer Generador Virtual Monitoreo de emisiones | Medidores inteligentes, blockchain | | MEN, SEC | CNE, MEN, SEC, empresas certificadoras de ER, Coordinador. | | | | | | | | | | x | | Alto costo y dificultades técnicas para la implementación del sistema, en particular de los combustibles e hidrógeno. | Desinterés por parte de los usuarios y dificultades técnicas para la operación y mantenimiento del sistema. |
| | | | Brecha 3: Necesidad de | Aportar al logro de 60% menos | 100% de emisiones de CO2 mitigadas o | | Implementación de sistema | Monitoreo de emisiones | Medidores inteligentes, | | | | | | | | MMA | MEN, MMA, empresas | MEN y MMA deben analizar el desarrollo de | -- | - Mejor comprensión de la procedencia de los GEI y |

| Brechas detectadas | Plan de acción | | | | | | | | | Evaluación acciones | | | Plazo | | | Riesgos | | |
|--|--|---|---|---|---|---|---|--------------------------------------|---|--|--|----------------|-------|----|----|--|--|--|
| | Objetivo | Meta | Acción | Aplicaciones digitales involucradas | Tecnologías habilitantes clave | Tipo de actividad | Responsable | Actores / Instituciones involucrados | Roles asociados | Costos requeridos | Beneficios esperados | Costo unitario | CP | MP | LP | Implementación | Operación | |
| trazabilidad de información de emisiones de GEI | emisiones anuales de GEI en sector energético al 2050, respecto a 2018, lo que permitirá alcanzar la carbono neutralidad antes del 2050 | compensadas son parte de un sistema centralizado de MRV al 2050 | centralizado de la trazabilidad de mitigación, transacción y compensación de emisiones de CO2 ⁵⁸ | | blockchain, CEMS | | | certificadoras de emisiones | un sistema de trazabilidad, paralelo (en principio) al de retiros e inyecciones de energía. | | orienta el desarrollo de las mejores políticas y programas posibles para reducir las emisiones. - Los datos también permiten a las empresas hacer un seguimiento de sus propias emisiones, compararlas con las de instalaciones similares y ayudar a identificar formas rentables de reducir las emisiones futuras. | | | | | técnicas para la implementación del sistema. | usuarios y dificultades técnicas para la operación y mantenimiento del sistema. | |
| Brecha 4: Necesidad de interoperabilidad del sector Energía e integración con otros sectores | Contribuir al O4(Transporte sustentable), O11 (Suministro de energía confiable y de calidad), O12 (Sistema eléctrico para el empoderamiento de las personas), O15 (Información para la transición energética) y O16 (Coordinación entre instituciones) | Los usuarios cuentan con una variedad de sistemas HEMS y smart appliances interoperables certificados por la SEC. | Impulsar la interoperabilidad a nivel residencial, HEMS y Electrodomésticos inteligentes | Agregación de demanda y Prosumer | Medidores inteligentes | Adopción de normativa: - IEEE 2030.5 (Smart Energy Profile 2.0) | SEC | | SEC debe monitorear los desarrollos normativos en el ámbito de Smart Home y Home Energy Systems. El estándar IEEE 2030.5 es uno de los más impulsados hoy día, sin embargo, recientemente Connectivity Standards Alliance (anterior Zigbee) lanzó "Matter" apoyado por Amazon, Apple y Google, entre otros. | - Hay un costo intrínseco en el uso de plataformas de datos (Internet) | - Empoderamiento del usuario final, habilitándolo para participar con sus consumos energéticos. - Evitar dependencias de proveedores (vendedor lock-in). | -- | x | | | - Aparición de equipamiento inteligente con protocolos propietarios (cerrados) que no interoperen o produzcan "vendedor lock-in" | | |
| | | El 30% de los usuarios finales posee medidores inteligentes al 2025. El 100% de los usuarios finales posee medidores inteligentes al 2030. | Masificar el uso de medidores inteligentes | Transversal | Medidores inteligentes | Modificación de normativa: - Norma ya presente en AT SMMC de la NTC (2019), pero no adoptada por los pilotos pasados - Definir plazos para implementación de medidores inteligentes (ver, por ej., Art. 7-9 de NTC de 2017) | Ministerio de Energía, Distribuidoras, CNE. | | CNE incorpora temática en el Plan Normativo Anual, Distribuidoras y Ministerio de Energía participan del proceso. | -- | -- | -- | x | | | | - Diversidad de equipos inteligentes a nivel de usuario final (hogar) puede complejizar su interacción con medidores inteligentes. | |
| | | Los sistemas de transmisión y distribución cuentan con sistemas de gestión interoperables al 2025. | Impulsar la interoperabilidad a nivel de transmisión y distribución en aplicaciones de Redes Inteligentes | Automatización de la distribución, Subestación inteligente en transmisión, Gestión de demanda, Generador Virtual, Micro-redes | ADMS, WAMS, Medidores inteligentes, AMI, IEDs, redes de comunicaciones, Cloud, EV, ML | Adopción de arquitectura estándar de interoperabilidad para redes inteligentes | CNE y Ministerio de Energía | Coordinador | De una manera similar a la que la CNE propuso una arquitectura para los sistemas de medición inteligente (AT SMMC), en conjunto con el Ministerio deben explorar una arquitectura para redes inteligentes que permitan la interoperabilidad a nivel de transmisión y distribución, y potencien/habiliten las aplicaciones del ámbito de Redes Inteligentes. Ej. NIST Framework. | -- | -- | -- | x | | | - Frameworks pueden terminar siendo muy genéricos y no proveer lineamientos efectivos. | - Diversidad de protocolos y modelos de información pueden poner en riesgo la interoperabilidad. | |

⁵⁸Por ejemplo, India utiliza el portal web PATNet para apoyar su mecanismo basado en el mercado Perform Achieve Trade, destinado a reducir el consumo específico de energía en industrias de gran consumo energético. PATNet permite a los grandes usuarios de energía de la industria completar sus formularios de devolución de energía en línea en lugar de enviarlos por correo electrónico o en papel. Este portal también hace un seguimiento de la actividad comercial de los certificados de ahorro energético de cada participante registrado.

| Brechas detectadas | Plan de acción | | | | | | | | | Evaluación acciones | | | Plazo | | | Riesgos | |
|--------------------|----------------|--|--|--|--------------------------------|---|-----------------------------|--------------------------------------|---|---------------------|----------------------|----------------|-------|----|----|---|--|
| | Objetivo | Meta | Acción | Aplicaciones digitales involucradas | Tecnologías habilitantes clave | Tipo de actividad | Responsable | Actores / Instituciones involucrados | Roles asociados | Costos requeridos | Beneficios esperados | Costo unitario | CP | MP | LP | Implementación | Operación |
| | | La infraestructura de carga está integrada a las aplicaciones de redes inteligentes al 2025. | Promover la interoperabilidad de la infraestructura de carga de VE con otras aplicaciones digitales del sector Energía | Gestión de demanda, Generador Virtual, Agregador de demanda y prosumidores | EV/PHEV, V2G | - Estudio sobre sinergias con aplicaciones de Redes Inteligentes (Art. 45 Reglamento Interoperabilidad de sistemas de carga de VE) - Análisis de la normativa actual de infraestructura de carga (RIC N° 15) | CNE y Ministerio de Energía | SEC | CNE y Ministerio de Energía deben considerar la infraestructura de carga en el desarrollo de la figura del agregador de demanda. La SEC debe prestar atención al desarrollo de Chaoji como estándar de carga rápida que sucede a CHAdeMO y GB/T (estándar Chino incompatible con IEC). | -- | -- | -- | x | | | - Avance rápido en estándares y protocolos en electromovilidad. - Diversidad de fabricantes de vehículos, diferente a la situación europea o norteamericana. - Baja integración de la infraestructura de carga en las aplicaciones de redes inteligentes (gestión de demanda por ejemplo) | - Baja participación de la infraestructura de carga en las aplicaciones de redes inteligentes (gestión de demanda por ejemplo) |

Brecha 1: Ciberseguridad.

Aplicaciones digitales asociadas con la superación de esta brecha: Transversal.

El objetivo 11 de la Política Nacional de Energía de Chile 2050 es un “suministro de energía confiable y de calidad”, el cual incluye el desarrollo de un sistema robusto y resiliente. Uno de los peligros a los que se encuentra expuesto nuestro sistema son los ciberataques. Frente a lo cual necesitamos un estándar alto de ciberseguridad para prevenir y responder a los incidentes.

Una dimensión de ciberseguridad es desde la regulación legal y su modalidad de implementación puede ser centralizada para todos los sectores económicos o sectoriales a través de reformas específicas a la normativa eléctrica en este ámbito, como viene haciendo el Coordinador Nacional Eléctrico. La segunda dimensión proviene de la regulación infralegal, la cual se concentra en los aspectos más técnicos de la ciberseguridad. Esta normativa requiere de organismos especializados y facultados para definir los estándares y hacer efectiva la regulación de rango legal.

Metas asociadas para verificar superación de esta brecha:

- **Meta 1:** Proteger los datos personales generados dentro del sector de energías.
- **Meta 2:** Crear un modelo de gobernanza de la infraestructura crítica de la información para el sector energético.

La digitalización del sector de energía conlleva desafíos en el área del tratamiento de datos personales. Las nuevas tecnologías aumentan la cantidad y precisión de los datos personales recolectados por los usuarios. Esta información al ser relativa a una persona natural se engloba en la categoría de dato personal. Esto supone un desafío regulatorio y de identificación de procesos de tratamiento y adopción de medidas de ciberseguridad para asegurar la integridad, disponibilidad y confidencialidad de los datos personales recolectados.

Acciones asociadas para cumplir con estas metas:

- **Diferenciar el consentimiento respecto al tratamiento de datos personales del consentimiento respecto a la prestación de servicios:** Actualización de regulación: Dar la posibilidad al contratante de rechazar el tratamiento de sus datos, pero si

acceder a los servicios (estos son especialmente relevantes, como el acceso a electricidad). Similar al Reglamento General de Protección de Datos (RGPD) europeo. CNE y Ministerio de Energía realizan Tramitación administrativa y coordinación.

Al momento de registrarse en las plataformas de las empresas distribuidoras de electricidad se solicita la aceptación de la Política de Privacidad y de los Términos y Condiciones. Tomando en cuenta que el suministro de electricidad es un servicio básico, el usuario no tiene más opción que aceptar todas las condiciones, incluida la política de privacidad de la empresa. En la política de privacidad define como la empresa realiza el tratamiento de los datos de los usuarios. Las empresas de suministro eléctrico pueden tratar los datos personales del usuario bajo dos habilitantes, el consentimiento del usuario o la habilitación legal. Las empresas ya se encuentran habilitadas legalmente para realizar el tratamiento de los datos necesarios para ejecutar los contratos de suministro firmados por el usuario, por lo que el consentimiento recae para tratamientos no esenciales del suministro eléctrico. Por lo anteriormente expuesto, los usuarios no tienen más opción que aceptar el tratamiento no esencial de sus datos para acceder al suministro eléctrico.

La adecuada protección de los datos personales requiere que el usuario tenga la posibilidad real de rechazar el tratamiento de sus datos. Esto se ve fuertemente limitado ya que estamos ante un servicio básico, por lo que es necesaria una regulación específica que neutralice esta asimetría. La mejor solución para este problema es la diferenciación entre el consentimiento respecto al suministro y la solicitud de consentimiento para el tratamiento de datos no esenciales. En esta línea, el Reglamento general de protección de datos de la Unión Europea (RGPD) mandata a que la solicitud de consentimiento para el tratamiento de datos sea claramente distinta a la del resto del asunto, de forma inteligible y con un lenguaje claro. La aplicación de este estándar se puede realizar por dos vías. La primera es mediante un acuerdo entre las empresas distribuidoras de electricidad y los entes reguladores, tales como el Ministerio de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Existen antecedentes en los cuales se ha llegado a acuerdos público-privados, como el Acuerdo por la Electromovilidad 2022⁵⁹. La segunda vía es la regulatoria, el CNE o el Ministerio de Energía se encuentran

⁵⁹ <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/gobierno-presenta-nuevo-acuerdo-para-impulsar-la-electromovilidad>

facultados para regular el buen funcionamiento del sector eléctrico, dentro del cual se encuentra el suministro al usuario final. La CNE podría regular el tratamiento de datos bajo norma técnica, similar a lo contenido en la Norma Técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución, en la cual se regulan aspectos comerciales como la calidad de atención.

- **Acelerar la aprobación de la Ley Marco sobre Ciberseguridad mediante el uso de urgencia legislativa:** Se requiere que el Presidente utilice la urgencia legislativa decretando suma urgencia en su discusión, luego el Congreso continúa con la tramitación. El Ministerio de Interior y Energía realizan asesoría y acompañamiento.

Uno de los objetivos de la Política Nacional de Ciberseguridad (PNC) es la protección de la infraestructura de la información, dando especial atención a la infraestructura crítica de la información (ICI). Una de las medidas de la PNC es el envío al Congreso de un proyecto de ley de ciberseguridad. Actualmente se encuentra en tramitación el proyecto de ley marco sobre ciberseguridad e infraestructura crítica de la información (Boletín 14.847-06)⁶⁰. Este proyecto es trascendental para la ciberseguridad del país y del sector de energías. Se crea la institucionalidad necesaria para la regulación, fiscalización y respuesta de incidentes. Dentro de la institucionalidad se encuentra la Agencia Nacional de Ciberseguridad, Equipo de Respuesta ante Incidentes de Seguridad Informática Nacional y Sectoriales, Registro de Nacional de Incidentes Ciberseguridad, entre otros.

Los países revisados anteriormente cuentan con una institucionalidad similar a la propuesta por el proyecto. EE.UU. cuenta con Cybersecurity and Infrastructure Security Agency, Corea del Sur cuenta con Korea Internet and Security Agency y Australia cuenta con Australian Cyber Security Center. Además de contar con bases de datos centralizadas de los incidentes sufridos por la infraestructura crítica, tales como *“Electricity Information Sharing and Analysis Center”* y *“Cyber Incident Reporting for Critical Infrastructure Act”*.

Dado lo anterior, la acción más relevante que debe hacer el gobierno es acelerar la discusión legislativa, decretando urgencia suma a la discusión del proyecto realizada en el Congreso. Desde el 4 de octubre de 2022 el proyecto se encuentra con suma urgencia, la cual se ha renovado constantemente mediante 4 mensajes

⁶⁰ https://www.senado.cl/appsenado/templates/tramitacion/index.php?boletin_ini=14847-06

presidenciales. Es sumamente relevante que se mantenga la urgencia para contar lo más pronto posible con la regulación y poder iniciar la creación de la institucionalidad necesaria⁶¹.

- **Promover la pronta creación del CSIRT en el sector energía:** Con esto, se logra la implementación de la Resolución exenta 5006, 2019. Se espera con esto fortalecer la regulación de la ciberseguridad en infraestructuras crítica de Energía: gestión de eventos de seguridad de la información y de incidentes de seguridad, mediante en las etapas de prevención, respuesta y análisis de los eventos.

Un Equipo de Respuesta ante Incidentes de Seguridad Informática (CSIRT) está conformado por un grupo de expertos en ciberseguridad, cuyo objetivo es la adopción de medidas preventivas y reactivas para la seguridad de sistemas de información. En Chile existe un CSIRT a nivel nacional cuyo objetivo es promover las buenas prácticas y normativas relacionadas a la seguridad de los sistemas de información de la Administración del Estado, la infraestructura crítica y de el país en su conjunto. El CSIRT fue creado por el Ministerio de Interior y Seguridad Pública mediante Resolución Exenta 5.006 del año 2009, quedando bajo la división de Redes y Seguridad Informática.

El proyecto de ley marco sobre ciberseguridad e infraestructura crítica de la información incluye la continuidad del CSIRT nacional y permite en su artículo 23 la creación de CSIRT sectoriales. Este organismo puede ser creado por los reguladores o fiscalizadores sectoriales con el fin de responder ante vulnerabilidades e incidentes de ciberseguridad de los sistemas informáticos de sus respectivos sectores regulados. Dentro de sus funciones se encuentra la coordinación entre órganos del Estado, difusión, capacitación, asesoría y respuesta ante incidentes. El CSIRT sectorial no tiene facultades para dictar normas técnicas de carácter general, pero dentro de sus funciones se encuentra asesorar a la Agencia Nacional de Ciberseguridad, la cual tiene esta facultad. Junto a lo anterior, el proyecto obliga a las instituciones que posean infraestructura crítica a reportar sus incidentes de ciberseguridad al CSIRT sectorial respectivo. Dentro del proyecto se mandata al Ministerio de Interior y Seguridad Pública a establecer un reglamento de coordinación entre los CSIRT sectoriales con los demás organismos.

⁶¹ A día 25-10-2022 el proyecto se encuentra en Primer Trámite Constitucional del Senado.

El Ministerio de Energía tiene dos vías para la creación del CSIRT del sector de Energía. La primera es una, vez aprobado el proyecto de ley anteriormente mencionado, el Ministerio podrá crear el CSIRT sectorial ya que es el órgano regulador del área. Esta sería la mejor opción, ya que, en conjunto con la facultad para crear el equipo, también se genera toda la institucionalidad con la que el CSIRT sectorial debe interactuar y las facultades legales de este. La segunda vía requiere que el Ministerio de Energía cree el CSIRT sectorial mediante Resolución Exenta, de la misma forma que el Ministerio de Interior y Seguridad Pública creó el CSIRT actual. Esto bajo las facultades de administración interna que posee el Ministerio, específicamente las contenidas en el art. 5 del Decreto Ley 2.224.

Brecha 2: Necesidad de trazabilidad de retiros e inyecciones de energía

Aplicaciones digitales asociadas con la superación de esta brecha: Agregador de demanda y Prosumer, Gestión de Energía, Generador Virtual.

Metas asociadas para verificar superación de esta brecha:

- **Meta 1:** 100% de inyecciones/retiros de ER son certificados por un sistema válido de acreditación al 2050.

Acciones asociadas para cumplir con estas metas:

- **Implementación de sistema de trazabilidad de retiros e inyecciones de energía renovable.**
- **Implementación de sistema de trazabilidad de demanda eléctrica y de combustibles fósiles en GCE.**

CEN y MEN deben analizar la posibilidad de desarrollar su propio sistema de trazabilidad de retiro e inyecciones de energía (más allá de lo eléctrico), o expandir la plataforma RENOVA del Coordinador, que hoy está limitada a generadoras y clientes libres del SEN.

La plataforma Renova del Coordinador requirió un financiamiento de 92 millones de pesos en 2021 y 145 millones de pesos en 2022. Se prevén costos de operación de 25 millones anuales.

Se espera como beneficio, generar reportes del cumplimiento de los compromisos de suministro de ER, y centralizar toda la información de generación, consumo, transacciones y certificados transables de Energías Renovables, desde una fuente confiable e independiente. Adicionalmente, facilitará la emisión de certificaciones bajo estándares internacionales.

Brecha 3: Necesidad de trazabilidad de información de emisiones de GEI

Aplicaciones digitales asociadas con la superación de esta brecha: Monitoreo de emisiones.

Metas asociadas para verificar superación de esta brecha:

- **Meta 1:** 100% de emisiones de CO2 mitigadas o compensadas son parte de un sistema centralizado de MRV al 2050

Acciones asociadas para cumplir con estas metas:

- **Implementación de sistema centralizado de la trazabilidad de mitigación, transacción y compensación de emisiones de CO2.**

MEN y MMA deben analizar el desarrollo de un sistema de trazabilidad, paralelo (en principio) al de retiros e inyecciones de energía. El sistema tendría como beneficio una mejor comprensión de la procedencia de los GEI y orienta el desarrollo de las mejores políticas y programas posibles para reducir las emisiones. Los datos también permiten a las empresas hacer un seguimiento de sus propias emisiones, compararlas con las de instalaciones similares y ayudar a identificar formas rentables de reducir las emisiones futuras.

Brecha 4: Necesidad de interoperabilidad del sector Energía e integración con otros sectores

Aplicaciones digitales asociadas con la superación de esta brecha: Transversal.

Metas asociadas para verificar superación de esta brecha:

- **Meta 1:** Los usuarios cuentan con una variedad de sistemas HEMS y smart appliances interoperables certificados por la SEC en el corto plazo.
- **Meta 2:** El 30% de los usuarios finales posee medidores inteligentes al 2025. El 100% de los usuarios finales posee medidores inteligentes al 2030.
- **Meta 3:** Los sistemas de transmisión y distribución cuentan con sistemas de gestión interoperables al 2025.
- **Meta 4:** La infraestructura de carga está integrada a las aplicaciones de redes inteligentes al 2025.

Acciones asociadas para cumplir con estas metas:

- **Impulsar la interoperabilidad a nivel residencial, HEMS y Electrodomésticos inteligentes:** SEC debe monitorear los desarrollos normativos en el ámbito de Smart Home y Home Energy Systems. El estándar IEEE 2030.5 es uno de los más impulsados hoy día, sin embargo, recientemente Connectivity Standards Alliance (anterior Zigbee) lanzó "Matter" apoyado por Amazon, Apple y Google, entre otros.
- **Masificar el uso de medidores inteligentes:** Esto requiere principalmente de la modificación de normativa:
 - Exigencias normativas ya están presentes en el AT SMMC de la NTCD (2019), pero no fue adoptada por los pilotos pasados de las empresas de distribución.
 - Definición de plazos para implementación de medidores inteligentes (ver, por ejemplo, Art. 7-9 de NTCD de 2017).
- **Impulsar la interoperabilidad a nivel de transmisión y distribución en aplicaciones de Redes Inteligentes:** De una manera similar a la que la CNE propuso una

arquitectura para los sistemas de medición inteligente (AT SMMC), en conjunto con el Ministerio deben explorar una arquitectura para redes inteligentes que permitan la interoperabilidad a nivel de transmisión y distribución, y potencien/habiliten las aplicaciones del ámbito de Redes Inteligentes. Por ejemplo, el NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 4.0.

- **Promover la interoperabilidad de la infraestructura de carga de VE con otras aplicaciones digitales del sector Energía:** La CNE y Ministerio de Energía deben considerar la infraestructura de carga en el desarrollo de la figura del agregador de demanda. La SEC debe prestar atención al desarrollo de ChaoJi como estándar de carga rápida que sucede a CHAdeMO y GB/T (estándar Chino incompatible con IEC). En concreto es necesario:
 - Un estudio sobre sinergias con aplicaciones de Redes Inteligentes, en relación al Art. 45 Reglamento Interoperabilidad de sistemas de carga de VE.
 - Un análisis de la normativa actual de infraestructura de carga (RIC N^o 15), en vista de los desarrollos más recientes en estándares de carga rápida.

9 Hoja de ruta para la digitalización del sector Energía

En la Figura 9.1 se presenta la Hoja de Ruta propuesta para la digitalización del sector Energía. Esta hoja de ruta sintetiza el plan de acción, desarrollado en la sección anterior, en los cuatro ejes de trabajo del proyecto: los tres ámbitos de interés, más los aspectos transversales. En la hoja de ruta se indican estos ámbitos en colores.

La hoja de ruta considera, además, un par de acciones que involucran a más de un ámbito:

- **Desarrollar planes piloto de redes inteligentes y usuario final:** Tal como se vio en el análisis de los tres países de interés, muchas tecnologías en estos ámbitos fueron demostradas en proyectos piloto. La importancia de dar a conocer los beneficios de la digitalización es muy importante para romper con las inercias al cambio tecnológico. Las campañas de difusión y fomento se alimentan de estos planes piloto.
- **Masificación de medidores inteligentes en todos los ámbitos:** A modo transversal, el despliegue de los medidores inteligentes se percibe como una actividad crucial para el desarrollo de la digitalización del sector Energía. Es, sin duda, la tecnología habilitante que más se repite en las aplicaciones analizadas. Es, además, una tecnología muy reconocida por el público general. El despliegue de los medidores inteligentes debe ir acompañado de las campañas de difusión y fomento a las tecnologías digitales, pues es de suma importancia dar a conocer los beneficios (y el balance costo-beneficio) para asegurar su aceptación y adopción.

Se indica en la hoja de ruta la dependencia entre las acciones mediante una flecha roja.

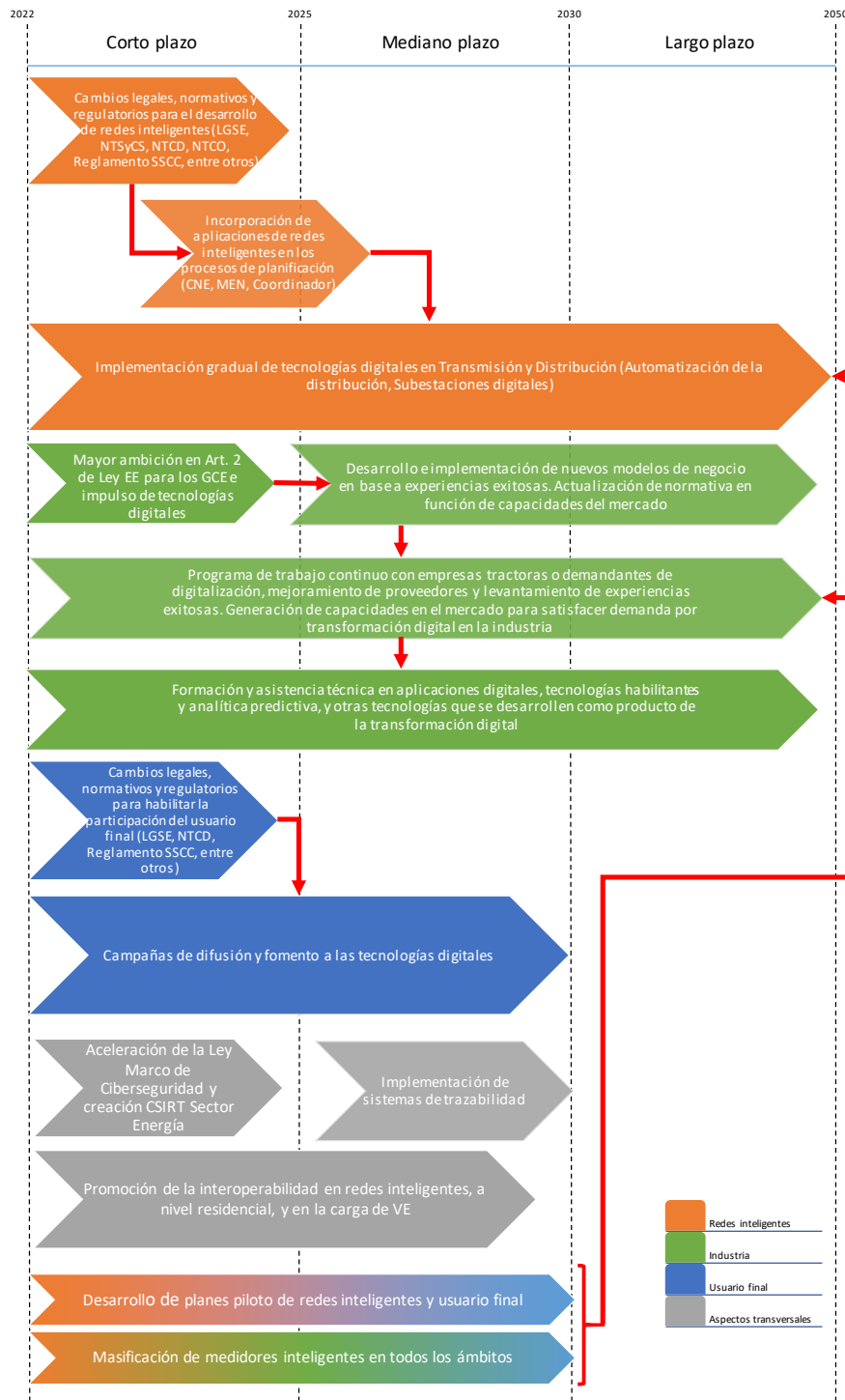


Figura 9.1: Hoja de ruta para la digitalización del sector Energía

10 Conclusiones

Durante el desarrollo de este estudio se propuso un plan de acción para avanzar en el desarrollo de la digitalización del sector energía en Chile. A partir de la revisión del estudio previo “Prospection in Energy Digitization” (GIZ, 2020) y de reuniones de trabajo con la contraparte técnica, se identificaron los principales usos digitales en 3 ámbitos: 1) redes inteligentes; 2) industria; 3) usuario final, entendiendo como usuario final a clientes residenciales principalmente. El plan de estudio se elaboró a partir de la revisión de las experiencias internacionales, la revisión del marco regulatorio internacional, la revisión de la regulación en Chile y la identificación de barreras y brechas para cada uso digital. Los resultados intermedios de este estudio fueron discutidos con expertos sectoriales que participaron de las Mesas de Trabajo por cada sector. Se realizaron 3 mesas de trabajo presenciales, una para cada ámbito de acción, y una mesa de trabajo virtual. Participaron más de 70 personas y los resultados de estas mesas participativas fueron utilizados para definir las brechas y plan de acción propuestos en este estudio. El plan de acción propuesto para usos digitales que afectan al sector eléctrico contempla 3 macro medidas:

1. Cambios regulatorios que permitan la participación de clientes libres y regulados en los mercados de la energía y servicios complementarios, a través de la implementación de los distintos usos digitales. De esta forma, se puede acceder a los potenciales beneficios de la digitalización. Varias de las aplicaciones digitales requieren que se realicen cambios regulatorios para promover su desarrollo. Por ejemplo, estas modificaciones se requieren para que clientes residenciales tengan incentivos a gestionar su demanda; se requieren cambios para el desarrollo de programas de eficiencia energética del tipo P4P; la regulación actual no define la figura de los generadores o plantas virtuales; se requieren modificaciones regulatorias para implementar la figura del prosumer y esquemas del tipo P2P; se requieren cambios para la implementación de la figura del comercializador y con ello la posibilidad de elegir distintos proveedores de electricidad, tipo de suministro eléctrico (renovable o no renovable) y distintas opciones tarifarias (por ejemplo, tarifas variables durante el día); entre otras modificaciones legales.
2. Que la normativa promueva el desarrollo de la tecnología habilitante. En el caso de Chile se observa que varias tecnologías habilitantes se encuentran reguladas, sin embargo, no existe una normativa que obligue su implementación en los próximos años. Por ejemplo, existe una normativa que regula los medidores inteligentes, pero

no existe un plan de acción para su implementación en los próximos años. Existe una normativa que regula las subestaciones digitales, pero no existe una normativa que obligue al uso de esta tecnología. También existe una normativa que regula la automatización de las redes de distribución, sin embargo, su implementación depende de las políticas propias de cada distribuidora.

3. Complementariamente al punto anterior, el plan de acción propone una serie de medidas relacionadas con la definición del estándar de las tecnologías habilitantes. Por ejemplo, definir estándar para que artefactos eléctricos puedan estar habilitados para gestionar demanda, estándares para la interoperabilidad, estándares para la comunicación entre equipos (ejemplo, Internet of Things), etc.

Considerando la experiencia internacional y poco avance en Chile, el plan de acción propone el desarrollo de iniciativas piloto (demostrativas) para cada uso digital de manera de identificar potenciales problemas antes de su masificación. Por último, el plan de acción contempla una serie de medidas asociadas a la ciberseguridad y a la trazabilidad de información asociadas a inyecciones y retiros de energía, considerando una desagregación espacial detallada y considerando distintas escalas de tiempo.

En el caso del sector industrial y usuarios final, la mayor electrificación propuesta como una de las soluciones para alcanzar los objetivos de carbono neutralidad se traducirá en la adopción de un importante volumen de cambios tecnológicos en esta línea, los que en su mayoría poseen un mayor potencial de ser digitalizables que sus opciones previas. De esta forma, la reducción de la demanda de energía puede acelerarse en cada área mediante una mayor comprensión y uso de los enfoques digitales.

En esta misma línea, esta mayor demanda eléctrica de los usuarios de energía, combinada con la creciente generación variable a partir de energías renovables, crea oportunidades para proporcionar un mayor valor a los mercados de la energía a través de la gestión de la demanda u otros mecanismos, permitiendo a las empresas ser recompensadas por ser flexibles con su uso de la electricidad mediante el cambio o la reducción de la demanda, o poniendo a disposición la capacidad a través de la generación in situ, cuando sea necesario.

Dada la importante oportunidad que la ley de eficiencia energética nos entrega para mejorar el desempeño energético en grandes edificios y en la industria, a partir del uso de sistemas de gestión y controles energéticos; el uso de herramientas digitales más sofisticadas, como la analítica de datos, inteligencia artificial, software de visualización, etc.,

permitirá impulsar una gestión aún mejor. Esto incluye la sustitución de la medición tradicional por tecnología de medidores inteligentes la que se puede combinar con capacidades de Machine Learning, para permitir a las organizaciones analizar, comprender y predecir su uso de la energía.

El IoT, la visualización de datos y la automatización también son fundamentales para apoyar la eficiencia energética. El sector de la eficiencia energética actual tiene acceso a enormes cantidades de datos de clientes y productos. Estos datos pueden utilizarse y analizarse con una granularidad cada vez mayor, lo que abre una gama de servicios y soluciones para ayudar a los clientes a actuar. El reto consiste en ayudar a los usuarios de la energía a acceder a estos datos.

La industria, por su parte, tiene la oportunidad de mejorar sus niveles de productividad y competitividad en sectores económicos relevantes para el país, ya que este es su objetivo fundamental (más que digitalizarse) y traspasar este desarrollo a su ecosistema productivo (proveedores) y en la realización de negocios B2B.

Un reto clave de la transformación digital es mantener el ritmo del cambio tecnológico y las tasas de adopción de los usuarios. Estas inversiones en nuevas tecnologías digitales, en particular IoT, informática distribuida, realidad virtual y aumentada, aún no están 100% claras, por lo que este riesgo se percibe como alto y, por tanto, la nueva tecnología resulta poco atractiva para los inversionistas.

Otros riesgos claves tienen que ver con la falta de capacidades de difusión y fomento de tecnologías digitales. En este sentido es clave masificar la implementación de medidores inteligentes y el desarrollo e implementación de sistemas de adquisición de datos, incluyendo sensores y sistemas de transmisión y almacenamiento de datos.

A nivel global han existido múltiples programas piloto y proyectos demostrativos los cuales se diferencian en el segmento de consumidores al cual apuntan, fuente de financiamiento, administración del esquema, entre otros. Los resultados obtenidos de estos programas han permitido perfeccionar los marcos normativos y concebir modelos de negocio para las distintas realidades. En Chile existe una experiencia muy limitada en el uso de este tipo de iniciativas como herramienta de desarrollo de políticas públicas. En el plan de acción y hoja de ruta se recomienda integrarlas de manera ambiciosa en los ámbitos de este estudio.

Dentro de las aplicaciones transversales, es importante avanzar en aspectos regulatorios, tecnológicos y de fomento para su desarrollo en el horizonte de la hoja de ruta.

En el caso de las tecnologías de trazabilidad, como el blockchain, se percibe una importancia evidente, tanto a nivel internacional como nacional, en aspectos de inyección y retiro de energía, monitoreo y verificación de emisiones, instrumentos financieros y de cumplimiento, entre otros. El reto de blockchain es cómo integrarlo en mercados muy regulados, donde los mecanismos se establecieron hace décadas. Para que esta tecnología se implante y desarrolle en este tipo de mercados serán necesarios cambios normativos, mientras que para los mercados emergentes o más liberalizados tener blockchain incorporado desde el principio puede ser beneficioso. En el caso de Chile, estas regulaciones deberán ser posteriores a los programas demostrativos, los que permitirán visualizar las oportunidades en las que enfocarse y luego de ellos determinar los apoyos regulatorios que se requerirán.

En el caso de la ciberseguridad, el desarrollo del marco regulatorio general, contenido en el proyecto de ley marco sobre ciberseguridad, dotará al país de la institucionalidad y un modelo de gobernanza general sobre ciberseguridad, y modelos específicos para cada sector regulado, como el sector de las energías, mediante la creación del CSIRT sectorial. Adicionalmente, el eventual procesamiento de datos personales en distintas fases del proceso de energía implica el desafío de cumplir con la legislación que tradicionalmente no se aplicaba al sector e implementar modelos que permitan avanzar con la digitalización, sin necesidad de procesar datos personales.

En cuanto a la interoperabilidad, se observan esfuerzos a nivel internacional como las propuestas de marcos de trabajo (casos de EEUU y Corea del sur) donde se abordan tanto modelos de información como estándares, que abordan la interacción de los distintos participantes del sector Energía. Las interacciones entre los distintos actores crean un desafío interesante para la interoperabilidad, toda vez que las tecnologías habilitantes avanzan rápidamente. En el caso particular de usuario final, el uso efectivo de Smart Appliances y Home Energy Systems requiere del aseguramiento de la interoperabilidad en un mundo donde muchos fabricantes y desarrolladores de tecnología proponen protocolos propietarios cerrados.

Los avances de la tecnología digital están permitiendo cambios drásticos en los sistemas energéticos en los países más desarrollados, donde la digitalización es un instrumento importante para la transición energética y un facilitador de dos tendencias industriales clave: la descarbonización y la descentralización, ambas fundamentales para hacer posible la transición energética que la humanidad necesita tan desesperadamente.

A medida que la 4ª Revolución Industrial expande las fronteras entre el mundo físico y el digital, se está impulsando un cambio fundamental en la industria energética y perturbando a los agentes tradicionales del mercado. Si bien se han visto cómo otras industrias caían a merced de la innovación tecnológica y digital y cómo de sus cenizas surgían nuevos actores, la industria energética no puede permitirse convertirse en los próximos Blockbusters o Kodak. Además, los activos del sistema energético son infraestructuras críticas y los operadores deben buscar asegurar la fiabilidad de la infraestructura energética y empezar a tratar la transformación digital como cualquier otro proceso empresarial vital, con objetivos y estrategias definidos que creen valor a largo plazo y la oportunidad para las organizaciones no sólo de tener éxito, sino de tomar la delantera en un panorama energético que cambia rápidamente.

11 Anexo: Elaboración de lista de países candidatos y selección de 3 países de interés

Para la elaboración de la lista de países candidatos, se trabajó sobre los resultados de ranking internacionales en el ámbito de la digitalización, en busca de aquellos que destaquen en las áreas de interés. Existe un sinnúmero de rankings de digitalización que observan aspectos particulares de los países. A continuación, se presenta una selección de aquellos que se consideraron para la propuesta de los países de interés. Luego, se presentan una serie de criterios de selección que se utilizaron para elegir los tres países clave.

11.1 BloombergNEF digitalization ranking

El ranking elaborado por Bloomberg New Energy Finance (NEF), subsidiaria de Bloomberg establecida el 2004, utiliza información pública y privada para determinar qué países poseen las más intensas políticas de digitalización e industrialización, en torno a innovación, comunidades de emprendimiento, concentradores de I+D y ambientes educativos (Moore & Bullard, 2021). Este ranking, elaborado desde el 2019, ha destacado a varios países como líderes en digitalización. Un resumen de los resultados de este ranking en los últimos tres años se muestra en la Tabla 11.1.

Tabla 11.1: Resultados del BloombergNEF Digitalization Ranking

| Posición | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|--------------|---------------|---------------|----------|-------------|-------------|-------------|----------|---------|---------------|----------|
| Ranking 2019 | Alemania | Finlandia | Japón | China | EEUU | Reino Unido | Suecia | Francia | Corea del Sur | Singapur |
| Ranking 2020 | Corea del Sur | Singapur | Alemania | Reino Unido | China | Japón | EEUU | Francia | Canadá | Suecia |
| Ranking 2021 | Singapur | Corea del Sur | China | Japón | Reino Unido | EEUU | Alemania | Francia | Canadá | * |

* Sin información

Los países que consecutivamente destacan en este ranking son:

- Singapur
- Corea del Sur
- Alemania
- Japón
- China
- Reino Unido

El ranking de digitalización en comparativa con el producto interno bruto (PIB) per cápita se muestra en la Figura 11.1.

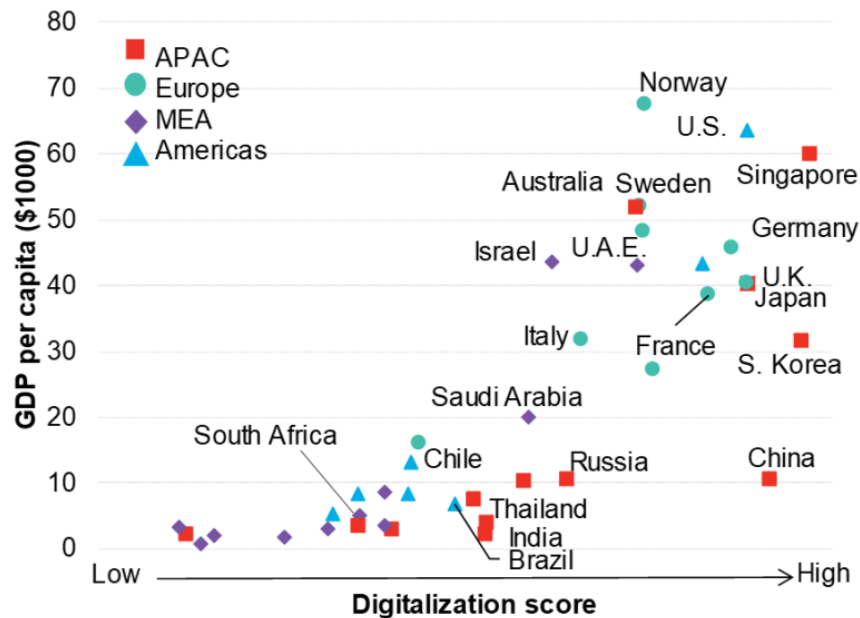


Figura 11.1: BloombergNEF Industrial Digitalization: National Strategies and Ranking, 2021. Fuente: (Vasta, 2021)

Se observa que Chile está presente en el ranking, con un nivel de digitalización medio, y un PIB per cápita entre 10 y 20 mil dólares. En cuanto a digitalización, se encuentra cerca de otros países de la región (México y Brasil), pero lejos de los líderes del ranking (hacia la derecha de la figura).

11.2 IMD World Digital Competitiveness Ranking

El International Institute for Management Development (IMD) es una institución académica de origen suizo que investiga el análisis de negocios y la formación en el ámbito de los negocios. Su centro de investigación World Competitiveness Center (WCC) se dedica al *benchmarking* de la competitividad a nivel mundial, y desarrolla diversos rankings. El de interés para este proyecto es el World Digital Competitiveness Ranking (WDCR), que en su última edición de 2021 destaca a EEUU como líder en digitalización.

El WDCR, si bien asume que la transformación digital ocurre tanto a nivel empresarial como gubernamental y social, enfoca su ranking en el grado de exploración y adopción de tecnologías digitales de los países. El ranking analiza la competitividad en el ámbito digital en tres factores: conocimiento, tecnología y preparación para el futuro. Estos tres factores

están subdivididos en varios criterios que se cuantifican en factores medibles cuantitativos (como por ejemplo la adopción de internet de banda ancha) y otros cualitativos (como la agilidad de las empresas) (IMD, 2021). Una infografía del ranking provista por IMC se presenta en la Figura 11.2.

Este ranking destaca en los primeros 20 lugares a

- | | |
|----------------------------|-------------------|
| 1. USA | 11. Finlandia |
| 2. Hong Kong | 12. Corea del sur |
| 3. Suecia | 13. Canadá |
| 4. Dinamarca | 14. Reino Unido |
| 5. Singapur | 15. China |
| 6. Suiza | 16. Austria |
| 7. Países Bajos | 17. Israel |
| 8. Taiwán | 18. Alemania |
| 9. Noruega | 19. Irlanda |
| 10. Emiratos Árabes Unidos | 20. Australia |

Dentro de los países destacados, EEUU ha permanecido en primer lugar en los últimos 3 años, mientras que Hong Kong ha subido desde el octavo lugar en 2019 a segundo lugar en 2021. Chile se ubica en el lugar 39, subiendo desde el lugar 42 que tenía en 2019. En cuanto a los tres factores principales considerados en el ranking, IMD destaca el crecimiento de los siguientes países: China, Emiratos Árabes Unidos y Japón en conocimiento; Emiratos Árabes Unidos, Islandia y Qatar en tecnología; y China, Corea del sur y Taiwán en preparación para el futuro.

El ranking además posee categorizaciones adicionales, donde Chile ocupa el lugar 25 entre los países con población menor a 20 millones de habitantes, el octavo lugar entre los países con PIB per cápita menor a 20 mil dólares, el tercer lugar en América (precedido por EEUU y Canadá). Las principales fortalezas de Chile son su capital humano extranjero altamente capacitado, la inversión en telecomunicaciones, su marco legal de inmigración, la adopción de *smartphones*, y la actitud hacia la globalización. Las principales debilidades son su baja inversión y bajo nivel de capital humano en I+D, baja capitalización de mercado de empresas de tecnologías de información y comunicaciones, y la desconfianza/temor de emprendedores.

The essential factors behind digital competitiveness

Analyzing the main factors and trends behind either an improvement or a decline in the IMD World Digital Competitiveness Ranking on a year-to-year basis, helps explain how some countries managed to propel themselves to the top echelons of digital transformation and why others need to improve before they can really shine.

The rankings are the product of a mixture of hard data and survey responses. The hard data reflects 2020's performance whilst the survey was carried out from February to May 2021. The ranking does not specifically measure issues related to the pandemic. Nevertheless, technology has been one of the most important tools for addressing the twin challenges of the health crisis and economic turbulence.

Knowledge

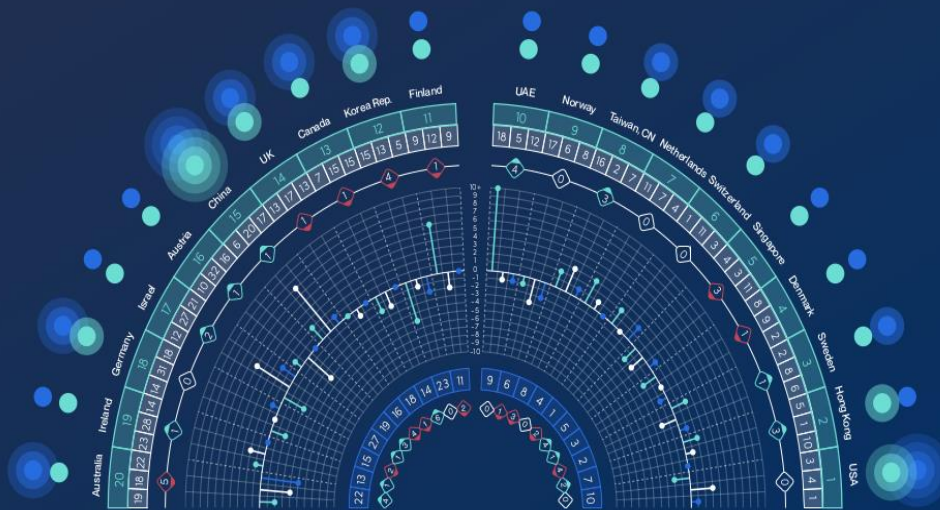
The know-how necessary to discover, understand and build new technology. Sub-factors include talent, training and education, and scientific concentration.

Technology

The overall context that enables the development of digital technologies. Sub-factors include regulatory framework, capital, and technology framework.

Future Readiness

The level of country preparedness to exploit digital transformation. Sub-factors include adaptive attitudes, business agility, and IT integration.



China

The second largest economy in the world keeps climbing the rankings ladder, leaping from 30th to 15th place in the span of four years. The country is highly productive in the field of scientific research. It has improved in technology, leading the way in many sectors such as artificial intelligence applications.

Switzerland & Nordic Countries

Thanks to investment in education and research, Switzerland was able to rise to the top in the education ranks, a testament to the quality of its human capital. Knowledge is a major reason why Sweden and Denmark are at the top, despite ranking outside the top 20 in GDP. The thinly populated Scandinavian countries benefit from their talent and boast a strong performance in training and education.

Singapore

Despite a persistently strong performance in future readiness, Singapore is the only East Asian country to lose some ground in comparison to 2020, mainly due to drops in technology and knowledge. Though it still scores high in the talent sub-factor, the city-state suffered a sharp decline in training and education.

USA

The USA remains at the top, thanks to a strong performance in future readiness and knowledge. The world's largest economy by nominal GDP excels in scientific infrastructure and in both the adaptive attitudes and business agility sub-factors.

Understanding the Data Visualization

Ranking

- X Digital Competitiveness Ranking 2021
- X Digital Competitiveness Ranking 2021 Factors
- X IMD World Competitiveness Ranking 2021
- Knowledge - Ranking change 2020-2021
- Technology - Ranking change 2020-2021
- Future Readiness - Ranking change 2020-2021

Performance

- X Improved compared to last year
 - D Stable compared to last year
 - X Declined compared to last year
- Performance is displayed right below the respective ranking.

Population Size (Millions)

- Higher than 500
- Higher than 300
- Higher than 50
- Lower than 50

GDP (Millions)

- Higher than 10k
- Higher than 1k
- Higher than 500
- Lower than 500



Figura 11.2: Infografía del World Digital Competitiveness Ranking. Fuente:(IMD, n.d.)

11.3 Criterios de selección

Para la elección de la lista preliminar de países clave, se utilizaron los siguientes criterios.

11.3.1 Aplicaciones destacadas por ámbitos

Se realizó un sondeo preliminar del uso de aplicaciones digitales en los países pertenecientes a los rankings indicados anteriormente. El análisis se realizó por cada ámbito:

11.3.1.1 Redes inteligentes

En este ámbito destaca Estados Unidos por su fuerte política pública, materializada principalmente en el Energy Independence and Security Act de 2007 (121 STAT. 1492, 2007) y el American Recovery and Reinvestment Act de 2009 (123 STAT. 115 , 2009). Diversas empresas han participado de los programas de impulso a las redes inteligentes de Estados Unidos, como el caso de ComEd en subestaciones inteligentes, Baltimore Gas and Electric (BGE) y Philadelphia Electric Company (PECO) en automatización de la distribución, todas estas empresas parte de Exelon Corporation (Exelon, n.d.); el operador de transmisión de Pennsylvania, New Jersey y Maryland (PJM) en gestión de demanda (PJM, 2017); Tesla y Sunpower en generador virtual (SunPower, n.d.; Tesla, n.d.); entre otros.

Otro país que destaca es Corea del Sur, con aplicaciones en automatización de la distribución y gestión de la demanda por parte del Korea Electric Power Corporation (KEPCO) (Jung, 2007); y la isla Jeju y la Universidad Nacional de Seúl en micro-redes (Kang, 2020).

Destaca Japón en la aplicación de automatización de la distribución, con su propuesta de redes multi-divididas y multi-conectadas (MDMC) de Tokyo Electric Power Company (TEPCO) (TEPCO, n.d.). Asimismo, destaca la empresa japonesa Nissan en su aplicación de vehículos eléctricos con funcionalidad Vehicle-to-grid (V2G) aplicado a generador virtual (Nissan, 2018).

Otros países que destacan son Canadá (con micro-redes tales como Kasabonika Lake, Lac-Mégantic y Hartley Bay) y Reino Unido (con aplicación en gestión de demanda y generador virtual de las empresas Moixa y GridBeyond).

11.3.1.2 Industria

En este ámbito, destacan Francia, Japón y Reino Unido por sus aplicaciones de sistemas de gestión de energía. Estados Unidos, por su parte, destaca en el uso de análisis predictivo,

inteligencia artificial y aprendizaje de máquinas en el ámbito eólico; y sistemas de monitoreo continuo de emisiones. Respecto a las mediciones de emisiones, varios países también presentan metas de emisión y sistemas de monitoreo continuo, como Francia, Japón y Reino Unido.

En cuanto a mantenimiento predictivo, se encuentran ejemplos en Singapur (SIEW, n.d.) y Reino Unido (National Grid, 2022).

11.3.1.3 Usuario final

En este ámbito destacan varios estados de EEUU, con iniciativas tales como LO3 Energy *Grid-Edge Accounting* (LO3 Energy, n.d.), utilizada para las funciones de comercialización. En Singapur y Reino Unido destacan iniciativas que abren el mercado de comercialización de energía (Open Electricity Market, n.d.; UK Dept. BEIS, 2021).

En Alemania destacan todas las aplicaciones de este ámbito, en especial Pay-for-performance (P4P) con la iniciativa Energy Savings Meter del Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima (BMWi).

En agregación de demanda y prosumidores, existen varias plataformas, tales como la Brooklyn Microgrid en EEUU (Brooklyn Microgrid, n.d.) que permite transar la energía generada por medios propios (como solar) en un mercado local; “utility-in-a-box” de Lumenaza en Alemania (CORDIS, 2017), Plataforma Vandebron para comprar energía directo a prosumers en Países Bajos, y las plataformas Plataforma de Piclo by Open Utility y Good Energy conecta consumidores y prosumidores, y el mercado de energía local en Cornwall, ambos en Reino Unido (CORDIS, n.d.).

11.3.2 Composición de la industria

Se revisaron además la composición de los sectores industriales de los países indicados en los rankings, encontrando lo siguiente:

- De los sectores relevantes de la industria chilena, se consideró a Minería, Agroindustria y Papel y Celulosa como prioritarios, por los niveles de consumo de energía que éstos tributan en el Balance Nacional de Energía.
- En minería, se observan intersecciones con China, Corea del Sur y Canadá.
- En agroindustria, Corea del Sur y Canadá comparten estructura productiva, sumando a Estados Unidos y Dinamarca.

- En Suecia, Canadá y Finlandia se puede encontrar industria en el ámbito de papel y celulosa.

En esta etapa de la revisión, Canadá fue el país que tiene más similitudes en la estructura de consumo sectorial.

11.4 Lista preliminar de países

De acuerdo a la revisión de los criterios anteriores, se reconocieron, en cada ámbito, los siguientes países de interés:

- Redes inteligentes:
 - Estados Unidos, Corea del Sur y Japón destacan tanto en aplicaciones como en políticas públicas.
 - Se reconoce de manera especial a la comunidad europea por diversas iniciativas en redes inteligentes que involucran a varios países.
- Industria:
 - Singapur, Reino Unido y Francia están bien posicionados en los rankings, en particular el de BloombergNEF, y reportan aplicaciones que ha están bien documentadas.
- Usuarios finales:
 - Estados Unidos es el país con más aplicaciones revisadas, seguido de Alemania y Reino Unido.

En cuanto a la estructura productiva, como fue mencionado anteriormente, Canadá es el único país con algunas similitudes a Chile.

11.5 Países adicionales

Si bien de la lista preliminar hubiera sido posible elegir los países clave, en reuniones del equipo consultor con la contraparte técnica surgió la necesidad de revisar los siguientes países adicionales: Australia, Portugal e Israel. Estos países no necesariamente aparecen bien posicionados en los rankings, sin embargo, tributan a los criterios mencionados anteriormente.

11.5.1 Australia

Australia comparte varios sectores industriales con Chile, en particular minería, construcción y agroindustria. Está relativamente bien posicionado en el ranking del IMD, ubicándose en el lugar 20. En este ranking se reconoce a Australia, entre otras cosas, por su

buen entorno para que emprendedores comiencen sus negocios, y por un gobierno altamente digitalizado. Australia tiene un sistema federal, y en general existe buena disponibilidad de información, pero de manera descentralizada.

En Australia existen programas de ciberseguridad y de manejo de datos en el sector energía, así como estrategias de digitalización de la economía a nivel país. A nivel de mercado eléctrico, existen similitudes con el mercado eléctrico chileno. Sin embargo, hay comercialización competitiva en el caso australiano.

Considerando lo anterior, Australia aparece como un país con buenas características para ser incorporado como país clave.

11.5.2 Israel

Si bien se eligió como posible país de interés, Israel se descartó por varias razones: hay baja disponibilidad de información, en especial en redes inteligentes e industria; existe una importante barrera del idioma, pues mucha documentación está disponible solo en hebreo; la regulación en el ámbito industrial parece ser escasa; y en el caso de industrias, destaca la manufactura de armas, lo que posee poca intersección con el caso de Chile.

11.5.3 Portugal

Con el ánimo de incorporar a un país de la comunidad europea, se revisó el caso de Portugal, que si bien no está muy bien posicionado en los rankings (Lugar 34 en ranking de digitalización del IMD), posee una intersección interesante en estructura productiva con Chile, en particular en agroindustria.

La disponibilidad de información de aplicaciones digitales en Portugal es regular, siendo menos abundante que en otros países ya revisados. En cuanto a política, sigue principalmente los lineamientos de la comunidad europea. En el ámbito industrial en particular, no existe mucha información.

11.6 Lista definitiva de países de interés

Teniendo en cuenta todo lo presentado anteriormente, se proponen como países clave a Estados Unidos, Corea del Sur y Australia. Los principales argumentos para esta elección se resumen a continuación:

- **Estados Unidos**
 - Destaca transversalmente en los tres ámbitos de interés del proyecto: redes inteligentes, industria y usuario final.

- Primer lugar en el ranking IMD 2021, y top 10 en los rankings de BloombergNEF.
- Gran volumen de información en regulación, normativa y políticas públicas, tanto a nivel federal como estatal.
- **Corea del sur**
 - Destaca por su reciente liderazgo en diversos rankings de digitalización.
 - Existe un nexo de colaboración con el BID (ver por ejemplo (Kang, 2020)).
 - Existen similitudes a Chile en industria (agroindustria y en menor medida minería)
 - Es una economía que creció considerablemente entre 1970 y 2020 (comparable con Chile en la década de 1960 (H. K. Kim & Geisse, 1988)).
- **Australia**
 - Si bien no está liderando en los rankings, es un país bien posicionado.
 - Posee similitudes con Chile en industria (minería, construcción, agroindustria) y en el sector eléctrico.
 - Posee buena disponibilidad de información.

12 Anexo: Metodología de Talleres

El objetivo de los talleres participativos fue generar un espacio de discusión y análisis entre los asistentes, que permita disponer de información actualizada desde distintas perspectivas. La idea es que la conformación de las mesas también permitiera juntar miradas distintas y complementarias sobre los temas. De acuerdo a las condiciones sanitarias evaluadas al iniciar la tercera actividad del proyecto (en el contexto de pandemia y situación sanitaria en Chile), y en común acuerdo con la contraparte, se decidió realizar los talleres de forma presencial en la ciudad de Santiago.

Con el propósito de fomentar la participación más allá de quienes asistieron presencialmente a los talleres, se acordó con la contraparte realizar, además de los talleres participativos presenciales, un cuarto seminario participativo virtual. La idea es poder, por ejemplo, permitir a aquellos actores de otras regiones que no son la Metropolitana, pudieran también participar de la instancia.

Para lograr un desarrollo exitoso de cada taller se planteó la siguiente metodología:

- Realizar un proceso de invitación amplia a los tres primeros talleres presenciales. El seminario participativo de cierre sólo es anunciado una vez ejecutados los tres primeros talleres.
- Enviar a cada participante inscrito, de manera previa a los talleres, información de los contenidos a tratar.
- Presentar un resumen de los avances del estudio en plenaria de taller, con el fin de motivar participación.
- Trabajar en mesas cubriendo los siguientes ámbitos:
 - Opinión sobre aplicaciones identificadas
 - Análisis de brechas, oportunidades y barreras
 - Priorización de aplicaciones digitales y propuesta de acciones
- Presentar en plenaria las principales conclusiones de cada mesa.
- Recepcionar comentarios adicionales posterior al taller.

Es importante notar que, para los talleres presenciales, se permite que una misma persona se puede inscribir en más de un taller. En la práctica, eso ocurrió con varios participantes de los talleres presenciales, además de algunos que, si bien asistieron a los talleres presenciales, también asistieron al seminario participativo virtual.

En la metodología de levantamiento de información, se consideraron los ámbitos tecnológico, regulatorio, económico y social, de acuerdo con:

- Regulatorio: levantamiento del estado del arte internacional e identificación de principales barreras nacionales en términos de adaptación, cambios e introducción de nuevos componentes regulatorios y normativos para las tres áreas seleccionadas del estudio.
- Tecnológico: identificación de actores, levantamiento de capacidades nacionales (laboratorios, infraestructura, etc.) y definición de desafíos a abordar por el ecosistema de I+D+i nacional.
- Económico: identificación de brechas y análisis de costo-beneficio a la incorporación de tecnologías de digitalización en el país.
- Social: análisis de percepción, de costo-beneficio y de alternativas para la masificación de tecnologías en el país de acuerdo con las necesidades específicas de cada tipo de usuario.

A continuación, se presenta un reporte de los talleres realizados entre agosto y septiembre de 2022.

13 Anexo: Reporte de talleres presenciales

13.1 Programa

El programa consideró una bienvenida de las autoridades (tanto de la FCFM como del Ministerio de Energía), una presentación plenaria con los avances del estudio y una explicación de la dinámica de trabajo. Estas últimas estuvieron a cargo de los investigadores del proyecto Patricio Mendoza y Rodrigo Palma respectivamente. El resto de los investigadores del proyecto actuaron de moderadores de las mesas. Los talleres presenciales terminaron con una plenaria de cierre donde cada mesa comentó acerca de su trabajo. El programa fue el mismo para cada uno de los talleres presenciales.

13.2 Invitados

Para potenciar el alcance de los eventos participativos, el Ministerio de Energía puso a disposición una base de datos, la que fue complementada por los consultores, alcanzando un total de más de 1400 contactos del sector Energía.

La invitación enviada (Figura 13.1) fue amplia e incluyó la posibilidad de inscribirse a uno o más talleres. La invitación se envió por correo electrónico, y se adjuntaron a ella una ficha resumen de los tres ámbitos de interés del proyecto (Anexo 16.1), y una versión de la invitación en PDF con links activos a la ficha de inscripción y la ficha resumen.



Taller de Digitalización del Sector Energía

En el marco del proyecto “Análisis y propuesta de mejora al marco regulatorio chileno para la Digitalización del Sector Energía” impulsado por el Banco Interamericano de Desarrollo y el Ministerio de Energía, tenemos el agrado de invitarlo a participar en los talleres de Digitalización de los sectores **Usuarios finales, Redes inteligentes e Industria y minería**, a realizarse los días 19, 24 y 26 de agosto de 2022.

Link de Inscripción [aquí](#).

| Programa del Evento | |
|--|-------------------|
| Café de Bienvenida | 8:45 – 9:15 hrs |
| Bienvenida autoridades Ministerio de Energía | 9:15 – 9:30 hrs |
| Presentación de situación de Digitalización en el ámbito correspondiente Centro de Energía, Universidad de Chile | 9:30 – 10:10 hrs |
| Ronda de preguntas | 10:10 – 10:20 hrs |
| Trabajo en mesas | 10:20 – 11:10 hrs |
| Plenaria de cierre | 11:10 – 11:30 hrs |
| Cierre de taller | |

Lugar: Auditorio Enrique d’Etigny, Beauchef 851, Santiago

Cualquier consulta contactar a Myriam Reyes (mreyes@centroenergia.cl)

Figura 13.1: Invitación a la serie de talleres presenciales.

Para los talleres presenciales se recibieron 123 inscripciones, donde la mayoría indicó participación en más de un taller, tal como se observa en la Figura 13.2. La mayoría de los inscritos proviene del sector privado, seguido por el sector público y la academia. El detalle se muestra en la Figura 13.3.

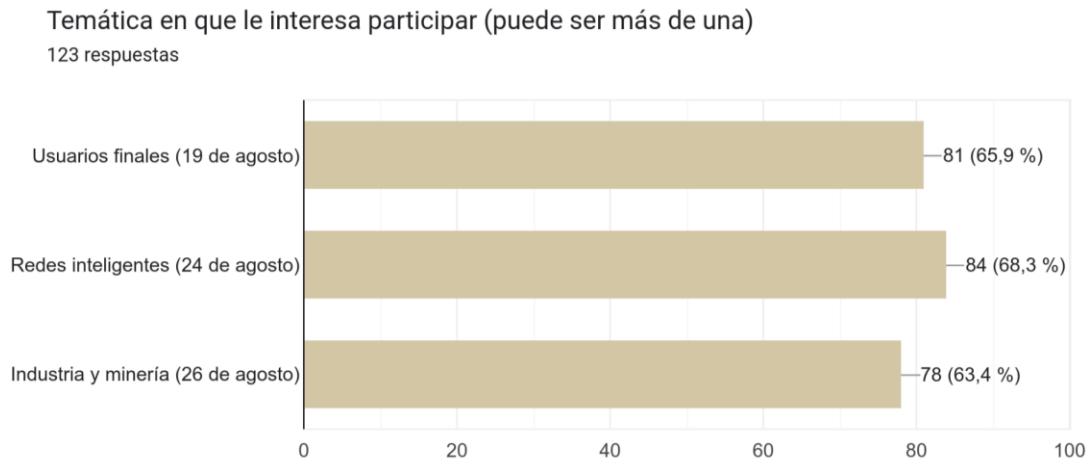


Figura 13.2: Temática en la que los inscritos indicaron interés de participar.

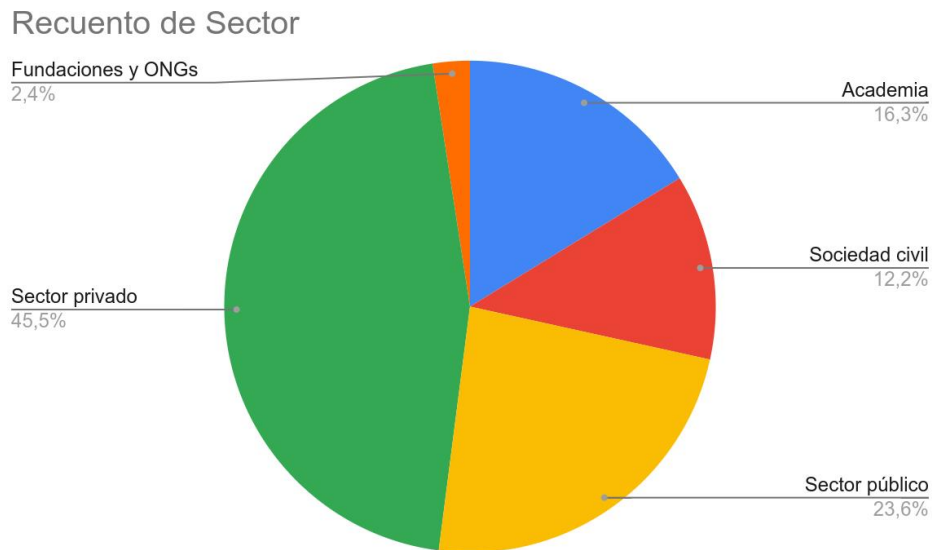


Figura 13.3: Sector del cual provienen los inscritos a talleres participativos.

En las siguientes subsecciones se presenta un resumen del taller participativo de cada ámbito, incluyendo una breve descripción de la actividad y una síntesis de lo más destacado de cada taller. En el Anexo 15 se incluye una síntesis de las discusiones por cada ámbito, y

en el Anexo 16 se adjunta el detalle del trabajo en mesas, presentaciones plenarias y fichas de aplicaciones.

13.3 Taller sector Usuarios finales

Al taller del viernes 19 de agosto asistieron 27 de los 81 inscritos (33%). Acompañaron como autoridades don Alex Santander, Jefe División de Políticas y Estudios Energéticos y Ambientales del Ministerio de Energía, y doña Viviana Meruane, Directora Académica y de Investigación de la FCFM.

Luego de las palabras de bienvenida de la autoridad de la FCFM, la autoridad del Ministerio de Energía presentó un resumen del estudio que actualmente se lleva a cabo, resaltando las actividades realizadas. En la presentación plenaria, se resumió el proyecto, se introdujeron los conceptos de aplicación digital y tecnología habilitante, y se presentaron los tres ámbitos de interés, con un énfasis y revisión detallada de las aplicaciones de Usuario final: Comercialización, facturación y orientación al usuario; Pay-for-performance (P4P); y Agregación de demanda y prosumidores.

Se conformaron 4 mesas de aproximadamente 7 integrantes cada una, junto a un moderador/a y un secretario/a.



Figura 13.4: Taller de Usuario Final.

13.4 Taller sector Redes inteligentes

Al taller del miércoles 24 de agosto asistieron 22 de los 84 inscritos (26%). Acompañaron como autoridades doña Belén Muñoz, de la División de Mercados Energéticos del Ministerio de Energía, y doña Marcela Munizaga, Vicedecana de la FCFM.

Luego de las palabras de bienvenida de la autoridad de la FCFM, la autoridad del Ministerio de Energía presentó un resumen de los esfuerzos a nivel legal, reglamentario y normativo que dicho ministerio está realizando en el ámbito de redes inteligentes. En la presentación plenaria, se resumió el proyecto, se introdujeron los conceptos de aplicación digital y tecnología habilitante, y se presentaron los tres ámbitos de interés, con un énfasis y revisión detallada de las aplicaciones de Redes inteligentes: Subestación inteligente en transmisión; Automatización de la distribución; Gestión de demanda; Micro-redes; y Generador virtual.

Se conformaron 3 mesas de aproximadamente 7 integrantes cada una, junto a un moderador/a y dos secretarios/as.



Figura 13.5: Taller de Redes inteligentes.

13.5 Taller sector Industria

Al taller del viernes 26 de agosto asistieron 16 de los 78 inscritos (21%). Acompañaron como autoridades doña Priscilla Leufuman, profesional de la División de Energías Sostenibles del Ministerio de Energía, y doña Marcela Munizaga, Vicedecana de la FCFM.

Luego de las palabras de bienvenida de la autoridad de la FCFM, la autoridad del Ministerio de Energía presentó un resumen de la Ley sobre Eficiencia Energética, con un foco en el sector industrial y de grandes consumidores. En la presentación plenaria, se resumió el proyecto, se introdujeron los conceptos de aplicación digital y tecnología habilitante, y se presentaron los tres ámbitos de interés, con un énfasis y revisión detallada de las aplicaciones de Industria: Gestión de energía; Automatización y optimización de procesos; Monitoreo de emisiones; y Mantenimiento predictivo.

Se conformaron 2 mesas de 8 integrantes cada una, junto a dos moderadores/as y dos secretarios/as.

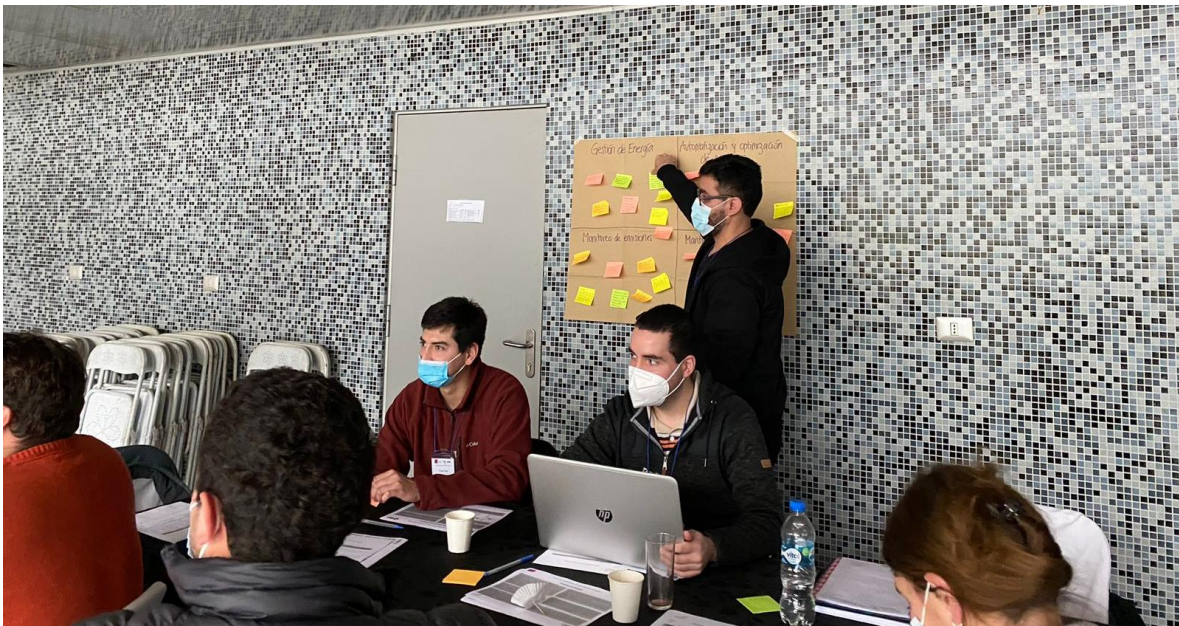


Figura 13.6: Taller de Industria.

14 Anexo: Reporte de seminario participativo virtual

El seminario participativo virtual se desarrolló el día 23 de septiembre de 2022 mediante la plataforma Zoom, apoyado por las herramientas Multimeter y Mural. La plataforma Zoom permitió separar a los participantes en “*breakout rooms*” donde se pudo tratar cada ámbito por separado.

14.1 Programa

El programa, similar al de los talleres presenciales, consideró una bienvenida de las autoridades (en este caso solo del Ministerio de Energía), una presentación plenaria con los avances del estudio (incluido el análisis preliminar de los talleres participativos), una explicación de la dinámica de trabajo, y la actividad participativa. Estas últimas estuvieron a cargo de los investigadores del proyecto Patricio Mendoza y Rodrigo Palma respectivamente. El resto de los investigadores del proyecto actuaron de moderadores de los breakout rooms.

14.2 Invitados

Al igual que con los talleres presenciales, se utilizó la base de datos complementada con más de 1400 contactos del sector Energía.

La invitación enviada (Figura 14.1) fue similar a la enviada en el caso de talleres presenciales, sin embargo, en el seminario virtual se abordaron las tres áreas de interés en conjunto. Por esto, se pidió a los invitados priorizar los ámbitos de interés (primera, segunda y tercera prioridad). La invitación se envió por correo electrónico, y se adjuntaron a ella una ficha resumen de los tres ámbitos de interés del proyecto y las fichas resumen de cada aplicación (Anexo 16.1), y una versión de la invitación en PDF con links activos a la ficha de inscripción y la ficha resumen.

Para este seminario se recibieron 154 inscripciones, donde la priorización de áreas de interés está bien distribuida entre los tres ámbitos, tal como se observa en la Figura 14.2. Similar al caso de los talleres presenciales, la mayoría de los inscritos proviene del sector privado, seguido por el sector público. Sin embargo, hay mayor presencia de la sociedad civil. El detalle se muestra en la Figura 14.3.



Seminario participativo: Digitalización del Sector Energía



En el marco del proyecto “Análisis y propuesta de mejora al marco regulatorio chileno para la Digitalización del Sector Energía” impulsado por el Banco Interamericano de Desarrollo y el Ministerio de Energía, tenemos el agrado de invitarlos a participar en el seminario virtual el día **23 de septiembre de 2022**. Se revisará la situación de los sectores **Usuarios finales, Redes inteligentes e Industria y minería**.

Link de Inscripción [aquí](#).

Programa del Evento

| Inicio | 10:00 hrs |
|---|-------------------|
| Bienvenida autoridades | 10:00 – 10:15 hrs |
| Ministerio de Energía y Universidad de Chile | |
| Presentación Digitalización en Chile: Usuarios finales, Redes inteligentes e Industria y minería | 10:15– 11:00 hrs |
| Centro de Energía, Universidad de Chile | |
| Ronda de preguntas | 11:00 – 11:10 hrs |
| Trabajo en mesas | 11:10 – 12:10 hrs |
| Plenaria de cierre | 12:10 – 12:30 hrs |
| Cierre de taller | |



Cualquier consulta contactar a Myriam Reyes (mreyes@centroenergia.cl)



Figura 14.1: Invitación al seminario participativo virtual.

Priorice la o las temática en las que le interesaría participar en el trabajo en mesas:

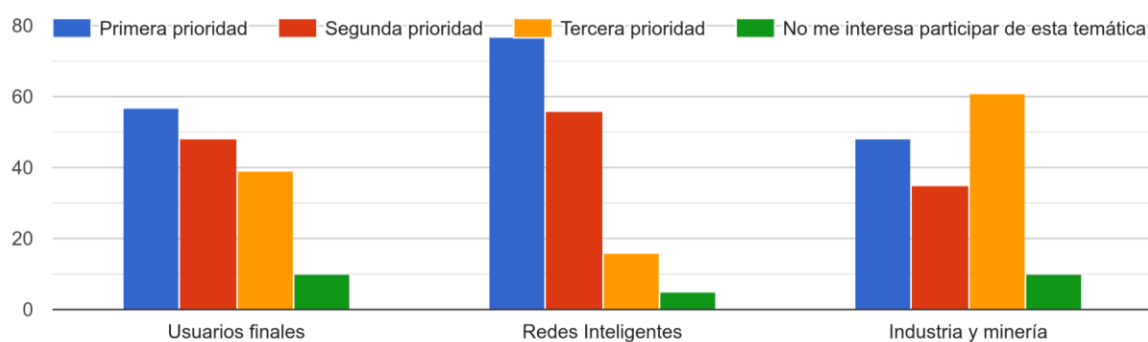


Figura 14.2: Priorización de los ámbitos de interés de los inscritos en el seminario participativo virtual.

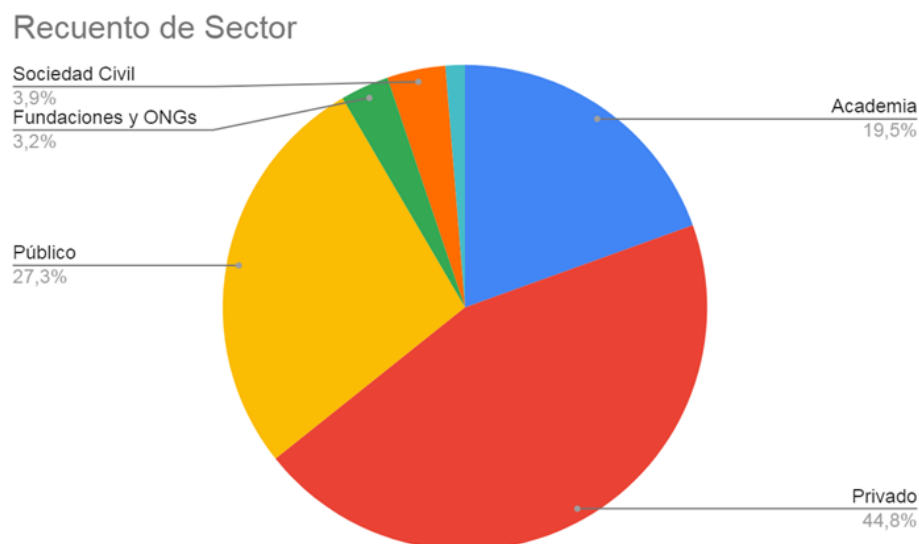


Figura 14.3: Sector del cual provienen los inscritos al seminario participativo virtual.

14.3 Realización del seminario

Al seminario participativo virtual asistieron 55 de los 154 inscritos (36%). Acompañó como autoridad del Ministerio de Energía doña Belén Muñoz, de la División de Mercados Energéticos.

Se conformaron 3 mesas de aproximadamente 18 integrantes cada una, junto a un moderador/a y un secretario/a.

14.4 Realimentación durante el seminario

Utilizando la herramienta Mentimeter, se realizaron dos actividades participativas junto a los asistentes:

- Una encuesta previa al trabajo en mesas.
- Una evaluación general del seminario participativo posterior al trabajo en mesas.

La encuesta previa incluyó dos preguntas. La primera fue: “¿Qué aplicaciones digitales considera las más importantes?”, dándole a los asistentes la opción de elegir hasta tres de las aplicaciones priorizadas en los tres ámbitos de interés. Los resultados de esta primera pregunta se presentan en la Figura 14.4.

¿Qué aplicaciones digitales considera las más importantes?

Mentimeter

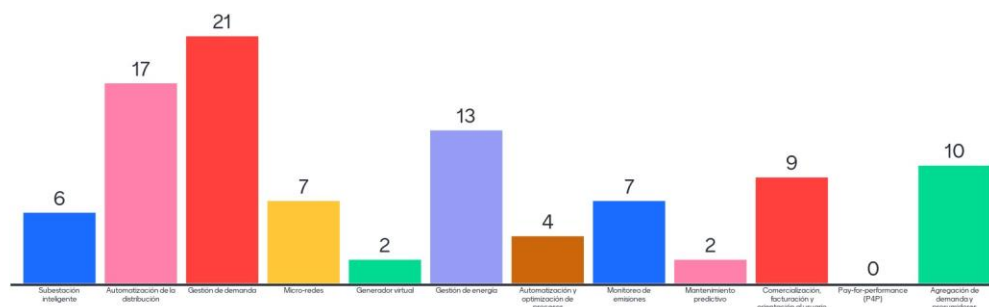


Figura 14.4: Primera pregunta de la encuesta previa al trabajo en mesas.

Se puede apreciar en esta figura que las aplicaciones recibieron, en orden de popularidad, las siguientes votaciones (número entre paréntesis):

1. Gestión de demanda (21)
2. Automatización de la distribución (17)
3. Gestión de energía (13)
4. Agregación de demanda y prosumidores (10)
5. Comercialización, facturación y orientación al usuario (9)
6. Micro-redes (7)
7. Monitoreo de emisiones (7)
8. Subestación inteligente en transmisión (6)
9. Automatización y optimización de procesos (4)
10. Generador virtual (2)
11. Mantenimiento predictivo (2)
12. Pay for performance (0)

La segunda pregunta realizada previa al trabajo participativo fue: “¿Cuál considera como principal barrera para la digitalización del sector Energía?”, dando a los participantes opción de escribir una breve respuesta. Las respuestas, presentadas en detalle en el Anexo 16.7, mencionan en lo general las siguientes barreras:

- Formación de capital humano especializado o entrenado en tecnologías digitales en Energía.
- Costos (inversión, implementación) de soluciones digitales.

- Resistencia/gestión del cambio.
- Actualización de la regulación.

La evaluación general del seminario, realizada luego de terminada la actividad participativa, consistió en una breve encuesta que buscó levantar el nivel de satisfacción de los participantes con el taller. En la Figura 14.5 se muestra el resultado donde, en cada dimensión evaluada con nota entre 1 y 5, se obtiene una evaluación muy buena.

Indique su nivel de satisfacción de este taller

Mentimeter

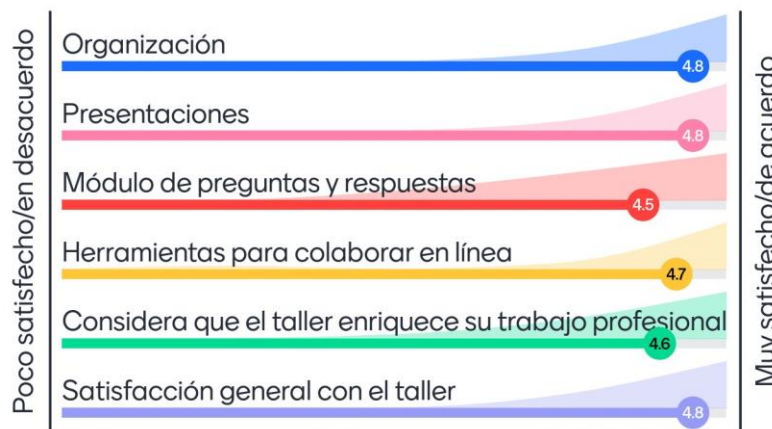


Figura 14.5: Evaluación del seminario participativo virtual.

14.5 Dinámica de trabajo participativo virtual

Para el trabajo participativo se utilizó la aplicación Mural, donde los participantes pudieron colaborar en vivo sobre un mural virtual. El mural se organizó por ámbito y por aplicación, entregando para cada aplicación un espacio de síntesis, un espacio de priorización y un espacio de propuestas específicas. El formato de cada mural se presenta en la Figura 14.6.

La síntesis incluye una serie de notas (post-its) pre-llenadas con la información levantada en la segunda actividad del proyecto, más la información levantada en los talleres presenciales. Esta síntesis contiene:

- Barreras técnicas, sociales y económicas de la aplicación.
- Costos y beneficios asociados a la aplicación.
- Cambios regulatorios y normativos necesarios para la aplicación.
- Otros comentarios asociados a la aplicación.

Se permitió a los participantes incorporar barreras, beneficios, u otros comentarios que sintieran que no estaban representados en la síntesis pre-llenada.

El espacio de priorización se utilizó para copiar o mover las notas más importantes desde la sección de síntesis, identificando (a la izquierda del cuadro) las brechas, barreras y oportunidades más importantes. Luego, se pidió a los participantes que organizaran estas barreras, brechas y oportunidades en un plano de dos dimensiones: urgencia vs. importancia. La idea de este plano (a la derecha del cuadro) es reconocer qué brechas o barreras son más importantes y, al mismo tiempo, más urgentes de abordar. Esto con el propósito de identificar prioridades dentro de las aplicaciones digitales.

Finalmente, el espacio de propuestas específicas se utilizó para que los participantes pudieran proponer acciones para abordar las barreras o brechas más importantes reconocidas en el espacio anterior, y expresar dichas propuestas en acciones de corto, mediano y largo plazo en función de la urgencia reconocida en el espacio anterior. Debido al tiempo acotado del seminario participativo virtual, no todas las aplicaciones pudieron ser complementadas con propuestas específicas.

El detalle de los murales para cada aplicación de cada uno de los ámbitos se presenta en el Anexo 16.5. La síntesis de la siguiente sección fue complementada con los resultados del trabajo realizado en el seminario participativo virtual.



Figura 14.6: Organización del mural virtual para cada aplicación.

15 Anexo: Síntesis por ámbito y aplicación

La síntesis que se presenta a continuación incorpora tanto la información levantada en los talleres presenciales, como también la información levantada en el seminario participativo virtual.

Para cada aplicación de los tres ámbitos de interés se presentan en una tabla:

- Barreras técnicas, sociales y económicas
- Análisis de costos y beneficios asociados a implementación
- Cambios regulatorios o normativos
- Otros comentarios

Además, se incluye una tabla adicional de comentarios transversales al ámbito, si los hubiera.

15.1 Redes inteligentes

15.1.1 Gestión de demanda

| Aplicación | Gestión de Demanda |
|------------|---|
| Barreras | <p>Técnicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Requiere medidores inteligentes. ● La evidencia comparada en generación distribuida, da cuenta de que no hay una correlación muy efectiva entre los equipos admitidos, y los que hay en el mercado. ● Las tarifas no son acordes a lo que se intenta implementar, como ocurre en GD (como hay menos generación en invierno, hay mayor consumo en estos meses, lo que es penalizado)⁶². ● No hay una planificación de la oferta de generación, no se cuestiona la ubicación de las instalaciones, solo se busca avanzar a toda costa en los proyectos. ● Distribución de las pérdidas eléctricas. <p>Sociales:</p> |

⁶² Se incluye como barrera técnica ya que se asocia a cuestiones normativas, pero ciertamente también es un tema económico.

| Aplicación | Gestión de Demanda |
|------------|---|
| | <ul style="list-style-type: none"> ● Los usuarios deben recibir incentivos y ser conscientes de los beneficios, ya que estos pueden no ser tan evidentes. ● Se requiere disponibilidad de tiempo para poder participar activamente de la gestión de demanda. ● El sistema de respuesta a la demanda se debería automatizar para que no dependa de una gestión u acción de los usuarios, ya que estos probablemente no se tomen el tiempo de informarse o tomar decisiones. ● Se requiere de una comunicación constante entre la distribuidora y el usuario. ● Es una medida aún de nicho y alejada de la realidad nacional. ● Debe haber una masificación de la información, para que la integración de la digitalización no se encuentre con una oposición social que ponga en riesgo su implementación. ● En general, la sociedad es adversa a cualquier costo adicional. Debe estar sumamente justificado y reconocer los beneficios, a menos que alguien más asuma el costo. ● La regularización de las instalaciones internas de los usuarios (recambios y certificación) es necesaria y conlleva un costo. ● Cambios no son inmediatos y sus efectos conllevan tiempo, por lo que se puede perder confianza en lo que se implementa por no cumplimiento de los beneficios prometidos. ● Falta información de la red de distribución, incluso cuando se solicita información no se encuentra completa o no está disponible. ● Desconocimiento del mercado eléctrico en general. ● Visibilizar los beneficios, interiorizar el valor agregado de conocer los consumos. ● Acceso a la información y transparencia. <p>Económicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● La incorporación de medidores inteligentes resultaría en un aumento de la cuenta de los usuarios |

| | |
|-----------------------------------|---|
| Aplicación | Gestión de Demanda |
| | <ul style="list-style-type: none"> ● Baja participación de los actores debido a la falta de incentivos económicos y sociales (falta de información). ● Altos costos de infraestructura de comunicación, sobretodo en zonas rurales sin cobertura para medidores inteligentes |
| Análisis económico | <p>Costos asociados a implementación:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Implementación de medidores inteligentes. ● Software. ● Capacitación a la población. <p>Beneficios asociados a implementación:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Beneficio para los usuarios por participación en mercado de servicios complementarios. ● Refiere a beneficios asociados a la electromovilidad, controlando las horas y magnitud de la carga. ● Descongestión de la red. ● Uso más eficiente de los recursos. |
| Cambios regulatorios o normativos | <ul style="list-style-type: none"> ● Debe haber un listado de equipos admisibles para ser utilizados en aplicaciones digitales, así como lo hay en las instalaciones de generación distribuida. ● Hay mucha normativa y a veces no están claras las responsabilidades de los actores (SEC, distribuidoras, etc.). Se requieren exigencias claras. ● Establecer tarifas horarias. ● Realizar una incorporación de medidores inteligentes más “amigable”. ● Tarifas que incentiven el uso de la energía en horarios fuera del peak. ● Seguimiento de indicadores de desempeño. ● Planificación de redes de distribución adecuada. ● Estimular activamente (outreach) la educación energética en organizaciones y comunidades. |

| | |
|-------------------|--|
| Aplicación | Gestión de Demanda |
| Otros comentarios | <ul style="list-style-type: none"> ● La masificación de la electromovilidad va de la mano con una integración de la gestión de la demanda, lo que traería consigo beneficios para usuarios como para el sistema. Por ello, se debe aprovechar la oportunidad de abordarlos conjuntamente, y no esperar a que ya sea tarde para implementar mecanismos de gestión de demanda en la electromovilidad. ● En PMGD existe especulación de los terrenos y la capacidad. Es un mercado donde se lucha por quién llega primero. No hay interacción ni trabajo integral con entidades y la comunidad. Se requiere de un marco normativo claro. ● Los tiempos de tramitación son demasiado elevados. Procedimientos complejos. ● La reducción de las pérdidas eléctricas deben ser bonificadas hacia usuarios y distribuidoras de manera ponderada, como mecanismo de favorecer energías renovables no convencionales, y como mecanismo tributario legal, deducibles una opción. |

15.1.2 Subestación inteligente en transmisión

| | |
|--------------------|--|
| Aplicación | Subestación Inteligente en transmisión |
| Barreras | <p>Técnicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Al tener subestaciones comunicadas, estas son mucho más vulnerables a ataques externos. ● Por muy inteligente que sea la subestación, también involucra manipulación humana, y es allí donde puede haber vulnerabilidades (como ocurrió en el gasoducto USA, en donde, a pesar de que se cumplía toda la normativa a cabalidad, en el cambio de horario no hubo supervisión de la seguridad del sistema). ● Medición inteligente y comunicación de subestaciones <p>Sociales:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● No se recibieron comentarios <p>Económicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● No se recibieron comentarios |
| Análisis económico | Costos asociados a implementación: |

| | |
|---|---|
| <p>Aplicación</p> | <p>Subestación Inteligente en transmisión</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Hay que ocuparse de la mantención y operación de los automatismos de estas subestaciones. ● Hay que tener presente que la subestación digital compacta requiere menor infraestructura que una convencional, por lo tanto, la inversión inicial puede ser menor o igual. ● Capacitación. <p>Beneficios asociados a implementación:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Oportunidad para automatizar la comunicación entre SS/EE. ● Reducción de la cantidad de cables requeridos. ● Asignación dinámica de la demanda. |
| <p>Cambios regulatorios o normativos</p> | <ul style="list-style-type: none"> ● Formularlo como una exigencia a través de licitaciones para futuras obras de transmisión y distribución que realice el Estado. ● Probablemente, la implementación de subestaciones inteligentes no requiere de legislación, sino que solo de normativa técnica. ● La SEC debe permitir una mejor forma de regularizar las instalaciones eléctricas, existen muchas prohibiciones. |
| <p>Otros comentarios</p> | <ul style="list-style-type: none"> ● Las normas de la IEC permiten reducir el uso de materiales y han permitido avanzar en subestaciones así. ● SAESA creo que tiene una subestación digital. Varias universidades tienen sistemas PMU. ● La mesa de trabajo considera que las instalaciones están bastante digitalizadas (ej: protecciones). Por lo tanto, se desconocen los beneficios a nivel de operación de sistema, comunicación y recopilación de datos. |

15.1.3 Microrredes

| | |
|--------------------|---|
| Aplicación | Microrredes |
| Barreras | <p>Técnicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Dificultades para transferir la implementación hacia las comunidades aisladas y ellos se hagan cargo de la operación. ● Se debe tener un sistema de control robusto que permita operar en modo conectado a la red y modo isla. ● Nivel de precisión de la información. ● Certificación de las instalaciones. <p>Sociales:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Existencia de desconfianza por la potencial inestabilidad del suministro. ● El acercamiento a las comunidades debe ser apropiado y hay que saber transmitir los beneficios a las personas. ● Se deben capacitar a las comunidades para que puedan operar las instalaciones de las microrredes ● Se tiende a pensar en cooperativismo como un concepto relacionado con la precariedad. Puede ser importante cambiar ese paradigma. ● Capacitación y educación sobre operación y mantenimiento de microrredes <p>Económicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Altos niveles de inversión requeridos. ● Los sistemas de almacenamiento no tendrían incentivos económicos para instalarse. ● Hay potenciales problemas respecto a la valorización de la energía inyectada por sistemas de almacenamiento. ● Aparentemente no existe un mercado que ofrezca servicios de esta aplicación. |
| Análisis económico | <p>Costos asociados a implementación:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● No se recibieron comentarios. |

| | |
|---|---|
| <p>Aplicación</p> | <p>Microrredes</p> <p>Beneficios asociados a implementación:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Usuarios pueden percibir beneficios por ofrecer servicios a la red. Oportunidades de negocio para que los clientes participen de forma más activa. ● También constituye una oportunidad de ahorro para las comunidades. ● Oportunidades de ofrecer SSCC al tener que gestionar la comunidad, con sistemas de almacenamiento en baterías. ● Facilitar la penetración de energías renovables, volviendo redes eco-friendly. ● Mejora en la Calidad de Suministro |
| <p>Cambios regulatorios o normativos</p> | <ul style="list-style-type: none"> ● Existencia de burocracias que podrían detener los proyectos. Por ejemplo, se mencionan los elevados tiempos de aprobación de los formularios T1 que se presentan ante la SEC. ● Se debe definir qué clase de localidades o agrupaciones podrían convertirse en microrredes. ● Integrar nuevos mercados energéticos a nivel de distribución, que permita ofrecer SSCC a los sistemas de distribución ● Realizar prototipos (o pilotos) de microrredes ● Crear plan de trabajo de empresas integradoras de controlador de microrredes ● Crear agrupaciones que sean legalmente válidas para gestionar el funcionamiento de la microrred, como comunidad, cooperativa |
| <p>Otros comentarios</p> | <ul style="list-style-type: none"> ● Los proyectos piloto en zonas geográficas como islas serían interesantes. ● No se ha incentivado suficientemente la energía fotovoltaica, antes personas en comunidades vulnerables usaban grupos electrógenos. Se menciona como antecedente la incorporación de telecomunicaciones alimentadas con energías limpias para que las comunidades se pudieran integrar, rompiendo la barrera de la incomunicación. Hay que concientizar y preparar a las personas para estas nuevas tecnologías. Ahora el SEC está regulando las instalaciones fotovoltaicas, hay demasiada burocracia. |

| | |
|-------------------|---|
| Aplicación | Microrredes |
| | <ul style="list-style-type: none"> ● No se entiende cuál es la barrera para incorporar legalmente/regulatoriamente las microrredes. Se necesitan proyectos piloto sociales. ● Las microrredes se relacionan con el acceso a la energía para zonas extremas/alejadas, mineros o de explotación. ● Experiencia en Santa María: licitación de un nuevo edificio fue rechazado producto de incompatibilidad con la NT en cuanto a la instalación solar considerada. ● Falta un integrador de servicios ● Familiarización y acercamiento a la experiencia internacional |

15.1.4 Generador virtual

| | |
|-------------------|---|
| Aplicación | Generador Virtual |
| Barreras | <p>Técnicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Los problemas de vertimiento de energías renovables podrían ocurrirle a los generadores virtuales (GV). ● Debe estar claro dentro del mismo GV, quienes son los que consumen en ciertas configuraciones, y quienes son los que inyectan, para hacer más eficiente la operación y tarificación dentro de la misma comunidad. ● Se necesitan buenos sistemas de comunicación, 5G u otros, lo que implicaría que en zonas rurales se dificulte su implementación. <p>Sociales:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Se requiere diálogo entre los desarrolladores de GV y Distribuidoras ● Difusión de Experiencias de VPP en Australia, Europa <p>Económicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Se requiere de más oportunidades de negocio para los generadores virtuales. Casi siempre se requiere de un PPA. ● No existirían incentivos para vender la energía en el mercado spot a costo marginal. |

| | |
|-----------------------------------|---|
| Aplicación | Generador Virtual |
| | <ul style="list-style-type: none"> ● Se debe definir quién financia los medidores inteligentes. |
| Análisis económico | <p>Costos asociados a implementación:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Los costos asociados al sistema SCADA podrían ser altos. Sin embargo, otro participante comenta que estos costos no son tan altos. ● Los sistemas SCADA no son tan caros, pueden predecir la disponibilidad del sol y viento. La parte de equipamiento/hardware es más costosa. <p>Beneficios asociados a implementación:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Hay oportunidades para que el generador virtual participe del mercado eléctrico. Quizá no del mercado spot debido a los bajos costos marginales. ● Se abre la posibilidad de que la generación comunitaria entre al mercado energético y verse beneficiado económicamente por ello. |
| Cambios regulatorios o normativos | <ul style="list-style-type: none"> ● Regular la asociación de las personas que se agruparán en el generador virtual. ● Faltan normas técnicas para definir y exigir niveles de confiabilidad de los generadores virtuales. ● Ahondar más en la normativa de almacenamiento, actualmente solo se menciona. Formular SSCC específicos para almacenamiento. ● Debería existir una norma que regule la calidad de suministro que entregan los generadores virtuales. ● Potenciar rol de estado como diseñador |
| Otros comentarios | <ul style="list-style-type: none"> ● La integración de comercializadores en el mercado, supone una “amenaza” a las cooperativas, pues con ello, éstas pasan a cumplir el mismo rol que una distribuidora, y pierde el rol social que tienen hoy en día y que las hace distintivas. ● Es una aplicación muy poco conocida. Se discutió bastante pensando en que era la conexión entre proyectos de netbilling, y no como una central de generación de instalaciones distribuidas. |

15.1.5 Automatización de alimentadores

| | |
|--------------------|---|
| Aplicación | Automatización de alimentadores |
| Barreras | <p>Técnicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● La automatización completa de la red de distribución podría provocar problemas de blackout en la RM si se deja depender de las personas. ● Hay que mejorar y renovar la infraestructura eléctrica existente. En telecomunicaciones se realizan los cambios a la red de forma parcializada partiendo por donde donde más se necesita. ● Se requerirá de monitoreo constante de la automatización. ● Probablemente no sea posible automatizar toda la red. ● Infraestructura actual es demasiado precaria, es obsoleta en barrios marginales. <p>Sociales:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Robo de cables. Se propone renovar la red usando conductores de aluminio. ● Se requiere de educación energética para que las personas entiendan el beneficio que pueden percibir de la medida. ● Los usuarios no están dispuestos a quedarse sin electricidad por cierta cantidad de horas para hacer los cambios a la red, ya que dependen de la red eléctrica. <p>Económicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Hay o habrá escasez de recursos para los conductores. Además aumentar la cantidad de sensores aumentará en un 5% el consumo de energía. ● Automatizar la red requiere alta inversión. Se propone utilizar conductores de aluminio en vez de cobre. Por otra parte, se comenta sobre el impacto ambiental que pudiera tener el aluminio. ● Premiar tributariamente parcela o cuotas de energías renovables no convencionales. La introducción de energías renovables en la red de distribución podría ayudar a la automatización de la red. |
| Análisis económico | <p>Costos asociados a implementación:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Alta inversión inicial. |

| | |
|--|---|
| <p>Aplicación</p> | <p>Automatización de alimentadores</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Recambio de redes eléctricas ● Evitar el traspaso de costos de infraestructura al usuario final. <p>Beneficios asociados a implementación:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Oportunidad para mejorar la red de distribución y la calidad de la energía. ● Oportunidad para negocios asociados a hardware a nivel nacional. ● Mejor monitoreo y control de las redes de distribución permitirá mejorar la calidad de suministro. ● Tomar decisiones y acciones rápidas con la recolección de datos, mejorando la continuidad y calidad del servicio |
| <p>Cambios regulatorios o normativos</p> | <ul style="list-style-type: none"> ● ¿Hasta dónde hay que automatizar? La norma debe definirlo. ● Crear distintas entidades especializadas en la infraestructura por localidad/región. ● Diferenciar exigencias para cooperativas, debido a la condición de baja densidad de clientes y de bajos ingresos. ● Se debe modificar el monopolio de empresas comercializadoras de energía; se debe implementar el libre mercado de prestadores de suministro eléctrico. ● Necesidad de incentivos correctivos (evitar un eventual mal uso del sistema) |
| <p>Otros comentarios</p> | <ul style="list-style-type: none"> ● Las etapas piloto son sumamente relevantes para los proyectos. ● La automatización debería comenzar en forma parcial, por ejemplo, eligiendo lugares claves con problemas de suministro. Luego se analiza el impacto de la automatización en la reducción de fallas. |

15.1.6 Comentarios generales

GENERAL (válido para distintas aplicaciones)

| | |
|-----------------------------------|---|
| Barreras | <p>Técnicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Actualmente no existe algo como una certificación de software, lo que complicaría la implementación de sistemas de comunicación y manejo de datos que sea confiable. Debe haber avances en esa línea. ● En sistemas rurales, debe haber una gran inversión en sistema de comunicación, y en estos lugares hay una baja densidad poblacional (5 clientes por km, por ejemplo), lo que significa una gran inversión para pequeñas distribuidoras (Cooperativas), que finalmente es traspasado en las tarifas al usuario. ● Todo proyecto va acompañado de un medio de comunicación. Se debe considerar en todo proyecto y legislación: implementar fibra óptica, 5G, antenas, entre otros. <p>Sociales:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● La normativa debe ser acorde a la realidad y a lo que se pueda llevar a la práctica. No puede exigirse, o fomentarse algo determinado, y que después no haya acceso a los recursos necesarios para la implementación (como ha ocurrido en otras iniciativas). ● La comunicación de los beneficios que trae consigo la digitalización debe ser bien efectuada, para no caer en los mismos errores del pasado (medidores inteligentes). <p>Económicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● No se recibieron comentarios. |
| Análisis económico | <p>Costos asociados a implementación:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● No se recibieron comentarios. <p>Beneficios asociados a implementación:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● No se recibieron comentarios. |
| Cambios regulatorios o normativos | <ul style="list-style-type: none"> ● Hay un enorme desafío en términos de ciberseguridad y la seguridad de los datos. |

| | |
|--------------------|--|
| | <ul style="list-style-type: none">● Actualmente Chile no tiene norma sobre seguridad de infraestructura crítica (o es muy escasa), y la red eléctrica es parte de esta, por lo que debe abrirse la conversación en esa materia.● La información recopilada debe ser segmentada según si son datos personales o datos del sistema. En el caso de datos personales, debe garantizarse la privacidad de estos, cuestión que ya existe (Ley de datos personales), pero en los datos relativos al sistema, puede haber una mayor flexibilidad, siempre y cuando se garantice la flexibilidad del sistema. La segmentación normativa según qué tipo de dato corresponde puede ser beneficiosa.● La normativa debe integrar también la finalidad de la manipulación de los datos, y restringirse sólo a ello.● En cosas de seguridad, no se debe esperar a que ocurra el problema para reforzar las medidas, sino que, en lo posible, anticiparse a ello. Y establecer protocolos para eventuales problemas. |
| Otros comentarios: | <ul style="list-style-type: none">● Los proyectos de digitalización deben tener en cuenta la continuidad en el tiempo, con una especie de acompañamiento. Da ejemplo de el fomento al pellets, pero que durante el 2021 no hubo stock.● Importante siempre considerar la infraestructura de comunicación y los desafíos que implica su implementación (distancias, aceptación social, normativa, costos). |

15.2 Industria

15.2.1 Gestión de energía

| Aplicación | Gestión de Energía |
|------------|--|
| Barreras | <p>Técnicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Se necesita renovar la tecnología para avanzar en este aspecto. Muchos procesos industriales, sobre todo mediciones energéticas, se verían agilizados por cambios tecnológicos. ● Principalmente analizar los procesos, para luego enfocarse en la tecnología aplicable. ● Brecha interpretación y aplicación concreta. La regulación genérica genera complicaciones en la aplicación concreta. En este sentido, una regulación genérica puede producir complicaciones en la aplicación concreta, dejando de ser un impulso y pasando a ser una barrera. ● Visión teórica desde el ministerio de energía. Las empresas tienen algo de conciencia respecto a la eficiencia energética. ● Trazabilidad de la energía ingresada a un equipo (electromovilidad). Actualmente no se exige que, en el caso de los vehículos, cada uno tenga sistemas para conocer cuánta energía se le cargó y cuánta utilizó. Eventualmente la carga de energía eléctrica debiera ser equivalente a la de otros combustibles. ● Una de las premisas relevantes levantadas a partir del taller y de las entrevistas realizadas es la importancia de definir lo que se desea digitalizar respecto a qué decisiones se requiere apoyar al interior de las empresas, a partir de datos del monitoreo de variables energéticas, uso de inteligencia artificial, aplicaciones de machine learning u otros desarrollos que se podrían incorporar. Este es un desafío clave, principalmente para las empresas pequeñas y medianas. ● Existe acuerdo entre los participantes que no hay gran cantidad de información de experiencias disponible en este ámbito debido a que, en general, los desarrollos de digitalización de las empresas no son compartidos dentro de la industria, especialmente si ellos no han sido 100% exitosos, por lo que se pierde mucho del aprendizaje respecto a estas tecnologías. <p>Sociales:</p> |

- Poco capital humano para abordar este tópico. Se piensa en soluciones convencionales todavía para mejorar la eficiencia energética. En algunos casos se han encontrado especialistas para armar equipos interdisciplinarios.
- Esto se ve amplificado por la desconfianza que las empresas pequeñas e incluso medianas tienen con la digitalización y los temas relacionados con la privacidad de los datos que frenan la adopción.
- Existen barreras culturales en la digitalización. Los empresarios tienen una postura de “siempre se ha hecho así”, por lo que son reticentes al cambio.
- Compartir información entre las empresas se encuentra limitado por la libre competencia, ciberseguridad, reputación, etc. Estas experiencias podrían ser relevantes para otras empresas, ya que enseñan las medidas eficaces o errores a evitar.
- En esta misma línea, las empresas han preferido el trabajo interno por sobre el trabajo con el ministerio u otras instituciones de apoyo y fomento a la eficiencia energética.
- Esto también se limita porque la ley pide números concretos, por lo que no se divulga información que no sea positiva. Muchas medidas que se toman son desistidas por no cumplir las expectativas, las cuales no suelen ser divulgadas.

Económicas:

- El comprador final exige tomar medidas de eficiencia. Dualidad de exigencia entre la regulación estatal y lo exigido por el cliente (internacional).
- Se han tomado muchos compromisos ambientales (con los clientes), pero es difícil cumplirlos por tener distintas líneas de negocio. Litio, cobre, yodo, etc. Cada línea de negocio requiere su propio set de medidas y tecnologías.
- Los clientes internacionales exigen minerales “verdes”, con certificaciones internacionales. Se opta por las empresas más verdes. Esto es más destacable en el litio y yodo.
- De esta forma, este tipo de empresas son sometidas a auditorías con estándares más exigentes que los nacionales (ISO 50.001), además de solicitarles información trazable y confiable. Ello los enfrenta al desafío de contar con procedimientos y sensores modernos, lo que se complica por tener distintas líneas de negocio con su propio set de medidas y tecnologías.
- Altos costos de la tecnología

| | |
|--|--|
| | <ul style="list-style-type: none"> ● Falta de financiamiento por parte de la banca ● Avanzar desde el CAPEX al OPEX en medición energética. |
| <p>Análisis económico:</p> | <p>Costos asociados a implementación:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● La medición energética es costosa. ● Relación Energía-productividad, no es tan claro el retorno económico en este aspecto, dudas de implementarlo. <p>Beneficios asociados a implementación:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Sistemas de gestión de energía para detectar ahorros a corto plazo como un primer paso. Es un problema que se debe revisar a corto plazo. ● Oportunidad de descentralizar la energía mediante la generación distribuida. ● La gestión de energía permea toda la empresa, tomándose en cuenta al momento de tomar decisiones. Se ha definido un valor de carbono interno. El valor se apalanca en el usuario final. ● Las exigencias aceleran las medidas para alcanzar la carbono neutralidad. ● El sistema permite analizar de manera paralela los beneficios, costos, impactos, etc. ● <i>Se disminuye la dependencia de la red</i> ● Los grandes ahorros se producen de iniciativas no relacionadas con la energía. |
| <p>Cambios regulatorios o normativos:</p> | <ul style="list-style-type: none"> ● La ciberseguridad ha puesto trabas en este aspecto, se tendría que cambiar el marco regulatorio para agilizar estos procesos. ● Que grandes empresas también puedan participar como prosumidores. ● Chile no ha definido aún qué estándar de ciberseguridad se va a adoptar, aun cuando existen estándares internacionales. Esto está en proceso actualmente. ● Deberían estar implicados tanto los sectores privados como los públicos. Se pueden hacer campañas público-privadas o con apoyo regulatorio no tan sólo enfocadas en el consumo energético, sino también en la eficiencia. ● Elevar la regulación a los estándares exigidos por los clientes internacionales. |

| | |
|---------------------------|---|
| | <ul style="list-style-type: none"> ● La regulación es demasiado genérica, lo cual genera dudas respecto a cómo implementar las normas. Esto se acrecienta en empresas con distintas líneas de negocios, ya que la misma normativa se aplicaría de manera distinta en cada una. Las regulaciones al ser demasiado genéricas vuelven difícil su aplicación al caso concreto. ● <i>Una regulación transitoria se debe exigir en un plazo razonable para poder implementar los sistemas y app, con sus respectivos estándares.</i> |
| <p>Otros comentarios:</p> | <ul style="list-style-type: none"> ● Hay oferta de empresas de SGE. El Ministerio también apoya mediante cursos, asesorías, (Curso Energy Manager 17°), para las empresas en general o para un sector particular (minería, pesca, etc.) ● Las empresas grandes suelen contratar servicios de gestión de energía. Otra opción es que se crean equipos dentro de la empresa para revisar estos temas. ● Hay empresas grandes que no tienen SGE. ● Anteriormente nadie exigía la gestión de energía. Desde que el Estado y los clientes empezaron a exigir medidas, las empresas se han visto obligadas a reaccionar. ● Se ve un impacto a la electrificación de los clientes libres por existencia de contradicciones en la ley de tarifas. Son los clientes no regulados los que tendrán que pagar más por electrificarse. Se están revisando cómo enfrentar estos costos. Lo anterior sumado al aumento del costo de la electricidad ha obligado a algunas empresas a separarse de la red y producir su propia energía. Esto no significa una mejora en el consumo o el uso de energías limpias. La regulación muchas veces deja de lado al usuario, ya que se aumentan los costos de implementación. Las empresas al salirse genera un aumento de costos en los clientes que se quedan (ya sean empresas o usuarios), ya que dejan de costear la extensión de la red. ● Dentro de las variables que complican la aplicación de la ley al caso concreto se encuentra: línea de negocio, intensidad del uso de energía, tamaño de la empresa, procesos productivos. ● Se hicieron capacitaciones por parte del Ministerio de Energía, pero posteriormente se ha separado el trabajo con el Ministerio. ● No es público cuales empresas tienen la certificación ISO 50.001. Hay empresas grandes que no la tienen. ● <i>La regulación existente es exclusiva para la minería</i> |

15.2.2 Monitoreo de emisiones

| Aplicación | Monitoreo de emisiones |
|---------------------|--|
| Barreras | <p>Técnicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● En la industria los equipos no poseen categorías de eficiencia energética sobre sus consumos. Además, hay pocos equipos de medición, y si existen, estos son antiguos. ● Equipos deficientes o falta de ellos no permite medir de manera correcta las emisiones. Otro problema son las emisiones indirectas. ● No se mide adecuadamente el consumo de vapor en calderas. La medición del consumo no se debe reducir solamente a la electricidad. ● Generalmente el polvo es una de las emisiones menos consideradas, incluyendo los vehículos. Las mejoras de las emisiones a veces tienen otros efectos indirectos. ● Infraestructura frágil dificulta la digitalización y la adopción de mejores tecnologías, ya que esta debilidad provoca que cualquier accidente rompa las líneas de suministro y obliga a buscar opciones potencialmente menos eficientes. <p>Sociales:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Son pocos los especialistas que se dedican exclusivamente al monitoreo. En la industria chilena se pueden apreciar problemas que se pueden adjudicar a la normativa chilena, la cual debe cambiar. Lo que se trae como conocimiento queda obsoleto muy rápidamente, por lo que las personas de la industria deben tener el interés de aprender constantemente. ● Falta de fiscalización respecto a las emisiones. Se gatilla respecto a un problema de poca proactividad. ● No hay conciencia siquiera de que hay emisiones en algunos casos, indolencia al respecto, teniendo como consecuencia que no se puede dimensionar el impacto real. <p>Económicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Los clientes exigen el monitoreo de emisiones, no compran si no están certificados. También se revisan los contratos de suministro con terceros. ● |
| Análisis económico: | Costos asociados a implementación: |

| | |
|---|---|
| | <ul style="list-style-type: none"> ● Altos costos de las tecnologías <p>Beneficios asociados a implementación:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● La huella de carbono de los productos se debería medir a partir de la calidad de estos, así no hay pérdida de competitividad entre las empresas. Que sea un esfuerzo coordinado. |
| <p>Cambios regulatorios o normativos:</p> | <ul style="list-style-type: none"> ● En la ley no se exige digitalización en las mediciones que se deben realizar. Sin embargo, se exige que, en los sistemas de las empresas, estas deben hacer un seguimiento de su desempeño. Lo anterior se realiza según las condiciones de cada organización. ● Se debe tener capacidad real de fiscalización. ● Normalizar instalaciones industriales con digitalización de emisiones y residuos, instantáneos. ● Hay una oportunidad para la digitalización del CEMS gracias al mercado de carbono. ● Carbon Border no está en Chile. No tenemos exigencia de medir carbono. No se cobra impuesto ni se considera al momento de importar material. |
| <p>Otros comentarios:</p> | <ul style="list-style-type: none"> ● Las auditorías de los clientes internacionales consideran la emisión. ● La infraestructura obsoleta y la falta de gas dificultan la descarbonización. No hay empresas de gas natural, se han disminuido las empresas. Cuando no hay gas se cambian a combustibles menos eficientes como el diesel. ● Se han tomado medidas y existen proyectos para cambiar el uso de gas por el de electricidad (paso de energía térmica a gas a electricidad). ● Algunas mineras tienen todo monitoreado en MSA⁶³. ● Los clientes internacionales ponen un límite a la emisión de carbono que se puede compensar con bonos de carbono (10%) ● Hay interacciones con empresas certificadoras internacionales, una de fiabilidad de las mediciones y otra de certificación propiamente tal. |

⁶³ MSA: Mine Safety Appliance, compañía dedicada a seguridad industrial, ofrece equipamiento y soluciones de monitoreo de emisiones.

15.2.3 Automatización y optimización de procesos

| | |
|---------------------|--|
| Aplicación | Automatización y optimización de procesos |
| Barreras | <p>Técnicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● En ocasiones el encargado de análisis de datos no es especialista en el proceso revisado, por lo que puede llegar a conclusiones erróneas. ● <i>Es importante implementar sistemas robustos tecnológicamente para la gestión de los datos, que permitan garantizar una adecuada calidad de adquisición de datos y por consiguiente un buen análisis de los procesos a partir de ellos.</i> <p>Sociales:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Relevancia del trabajo interdisciplinario entre los especialistas del proceso y del analista de datos. Este trabajo permite reconocer las variables relevantes y generar capacidades de adaptación de tecnologías en los procesos y la organización. ● Los contactos internacionales son importantes para la digitalización, ya que la tecnología es posible que exista en alguna parte del mundo. La vinculación industrial con proveedores es muy importante. <p>Económicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● No existen programas específicos orientados a promover el uso de estos recursos y tecnologías, considerando las distintas complejidades de los distintos sectores industriales. Los grandes sectores industriales no han logrado visualizar de forma clara la reducción de costos, lo que ha repercutido en un interés moderado en invertir en tecnologías de digitalización. ● Difícil relevar los retornos económicos ● Altos costos de las tecnologías |
| Análisis económico: | <p>Costos asociados a implementación:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Alto costo de inversión y brechas de información para elaboración de modelos de negocios complejos. <p>Beneficios asociados a implementación:</p> |

| | |
|------------------------------------|---|
| | <ul style="list-style-type: none"> ● Con la digitalización se puede mejorar la gestión de procesos industriales, constituyendo una oportunidad para reducir la centralización que existe en algunos sectores industriales en Chile. Se puede aprovechar esta tecnología para prestar servicios fuera de Santiago y del país. ● Seguimiento de monitoreo in situ de los procesos para detectar causas de ineficiencias y oportunidades de mejoras en productividad |
| Cambios regulatorios o normativos: | <ul style="list-style-type: none"> ● La regulación debe exigir estándares tecnológicos que aseguren una buena gestión de los datos (Reglamentos, Propiedad Intelectual, Privacidad) ● <i>La exigencia debe ser mayor para las grandes empresas, lo que permitiría mejorar su productividad</i> |
| Otros comentarios: | <ul style="list-style-type: none"> ● Empresas con capacidad de gestión de energía se les debería exigir estar a la vanguardia en estos aspectos, ya que tienen mayor capacidad. ● En general el desarrollo digital es impulsado por un experto en TI que no siempre está alineado con los TO (agente de cambio). Se lleva un especialista del equipo de Data Analytic a terreno para tener visión in situ, lo cual sirve para tener contacto directo con el operador, adquiriendo información de primera mano y teniendo la posibilidad de explicarles directamente los objetivos de las órdenes emanadas desde la central. El Agente de cambio se queda constantemente in situ, es distinto de la visita. El agente es un TI con especialidad en resolución de problemas. Las soluciones del agente pueden ser cortas (instantáneas) o largas (se lleva la decisión a la central). ● La optimización debiera ser parte de la Dirección Estratégica de la empresa. |

15.2.4 Mantenimiento predictivo

| | |
|---------------------|--|
| Aplicación | Mantenimiento predictivo |
| Barreras | <p>Técnicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Conflictos entre las áreas operacionales y de mantenimiento. ● <i>Se requiere trabajo interdisciplinario TI/TO</i> <p>Sociales:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● En el ámbito académico no ha habido planes de estudios obligatorios al respecto, ni tampoco una hoja de ruta para abordar estos temas. <p>Económicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● No se identifican |
| Análisis económico: | Costos asociados a implementación: |

| | |
|------------------------------------|---|
| | <ul style="list-style-type: none"> Una mala gestión puede provocar detenciones en el funcionamiento de los procesos, los cuales al ser reiterativos pueden sumar un tiempo considerable. <p>Beneficios asociados a implementación:</p> <ul style="list-style-type: none"> Permite monitorear el desempeño energético e incluso anticipar una falla. También cuando se deben hacer mantenciones a los equipos. Gestión operacional y de mantenimiento deben estar relacionados. Es algo que no tan solo empresas grandes pueden aprovechar. <i>Aumenta la vida útil de los activos</i> |
| Cambios regulatorios o normativos: | <ul style="list-style-type: none"> La normativa actual no da incentivos a involucrarse en estos temas. |
| Otros comentarios: | <ul style="list-style-type: none"> <i>Falta de desarrollo de servicios ESCO</i> <i>Se debe identificar el ecosistema productivo</i> |

15.2.5 Comentarios generales

GENERAL (válido para distintas aplicaciones)

| | |
|-----------------------------------|---|
| Barreras | <p>Técnicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> No se recibieron comentarios. <p>Sociales:</p> <ul style="list-style-type: none"> No se recibieron comentarios. <p>Económicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> No se recibieron comentarios. |
| Análisis económico | <p>Costos asociados a implementación:</p> <ul style="list-style-type: none"> No se recibieron comentarios. <p>Beneficios asociados a implementación:</p> <ul style="list-style-type: none"> No se recibieron comentarios. |
| Cambios regulatorios o normativos | <ul style="list-style-type: none"> Plan de acción energético: Tiene una meta país, sin individualizar. También se tiene un sistema de gestión energética enfocado a un apartado más individual. |

| | |
|--------------------|---|
| | <ul style="list-style-type: none">● Mercado de servicios de sistemas de gestión energética son principalmente las empresas de consultoría y la Agencia Chilena de Sostenibilidad Energética. |
| Otros comentarios: | <ul style="list-style-type: none">● Continuidad operacional y generación de energía (mantenimiento predictivo).● La ciberseguridad puede parar proyectos que son viables económicamente.● La confianza respecto a los beneficios de la digitalización debe ser menester.● Reducir las barreras de entrada a las tecnologías revisando el marco regulatorio actual.● Altos niveles de monitoreo y eficiencia en empresas que los consideran en la mayoría de sus procesos. |

15.4 Usuario final

15.4.1 Agregador de demanda y prosumer

| Aplicación | Agregador de demanda y prosumer |
|------------|--|
| Barreras | <p>Técnicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● En zonas remotas (especialmente rurales) no hay señal para poder transmitir la información recopilada por las tecnologías, por lo que hay una barrera de comunicación bastante importante que implica el desarrollo de sistemas de comunicación. A su vez, se debe considerar que en zonas rurales suele existir una mayor distancia entre viviendas. ● Muchos aspectos de mantención de sistemas distribuidos pasan por cuestiones que no son de conocimiento de todos los usuarios. La mantención puede ser molesta, por ejemplo: la limpieza de los paneles solares. ● Existen deficiencias en la infraestructura de las viviendas la cual se debe mejorar. ● Se plantea que la tecnología para llevar a cabo la gestión de la demanda existe, la barrera tecnológica va a nivel de infraestructura y financiamiento. ● Se debe buscar que las tecnologías utilizadas sean amigables con el medio ambiente. ● Se plantea que la integración de puntos de generación pequeños al sistema no puede ser demasiado acelerada/masiva, ya que podría comprometer las labores de operación y seguridad del Coordinador Eléctrico Nacional, incluyendo la estabilidad del sistema. ● Si se llega a implementar una aplicación, esta debería ser capaz de manejar grandes volúmenes de información. ● Se debe impedir que esta se transforme en una tecnología de nicho que solo pueda ser utilizada por un selecto grupo de la población. ● La información respecto al consumo no se encuentra sistematizada, por lo que es complejo de estimar el consumo real. La información a nivel residencial es confidencial, por lo que es una barrera para su sistematización. ● Podría hacerse una agregación a nivel local, como por cuadradas o barrios de los perfiles de consumo reales. Esta información debería estar disponible al menos para los desarrolladores de políticas públicas. ● Las redes no tienen el nivel de organización requerido para monitorearlas. Se necesita la regularización de las instalaciones para su adecuado monitoreo. Esto tiene un costo muy alto, puesto que se requiere hacer circuitos independientes para no perder el suministro mientras se realiza la regularización de instalaciones. ● No existe un incentivo de parte de los clientes a regularizar instalaciones de generación distribuida. Estas instalaciones pueden eventualmente generar fallas en la red. ● La inspección de instalaciones puede ser un “cuello de botella” por falta de personal para ir casa por casa. ● Se necesita nueva infraestructura de la red de distribución (transformadores, dispositivos de estabilización). |

- Se debe tener en cuenta la ciberseguridad de los datos y de los medidores.
- Es importante mejorar los estándares de seguridad de las instalaciones eléctricas dado los riesgos que estos pueden presentar.
- Existe el riesgo de usar equipos eléctricos que puedan modificar el factor de potencia de la instalación.

Sociales:

- El usuario final no suele tener conocimiento de las aplicaciones que tienen las tecnologías por la falta de entrega de información. Esta falta de información aparentemente se acrecienta en zonas rurales. Los usuarios no conocen los modelos de negocios apropiados para integrarse a la generación distribuida, además de tener capacidad de ahorro energético deficiente. El usuario debe tener conocimiento de los beneficios y costos de las tecnologías, de forma transparente y transversal a los distintos niveles de estudios y rangos etarios. La educación debe ir aparejada de instalar la sensación de que es posible participar en la distribución, generación y en el mercado.
- Considerar si los usuarios finales efectivamente le dedicarán un tiempo suficiente y prudente a informarse sobre materias energéticas.
- La implementación de sistemas de digitalización debe incluir una visión de género.
- Falta de confianza con el distribuidor de la red o con la comunidad. En algunas cooperativas la falta de confianza es exclusiva con el agente externo. La implementación de los medidores inteligentes generó un clima de desconfianza en esta área.
- Existe una desigualdad de información entre las distribuidoras, otras empresas y los usuarios.
- Preocupación por el uso de datos de consumo en tiempo real de cada usuario. Se requiere privacidad de la información y que cada cliente conozca cómo es su consumo. Actualmente la empresa distribuidora solo puede llegar al medidor.
- Preocupación por el volumen de información que recibiría el Coordinador Eléctrico al agregar tantos pequeños generadores. Una solución es que el dato sea anónimo.
- Propuestas tecnológicas para la gestión de la demanda parecieran de nicho y alejadas a la realidad de la mayoría. Es más apropiado para edificios y empresas donde ya existe cierto nivel de infraestructura.
- Existe un monopolio de información por parte de las empresas distribuidoras respecto a los hábitos energéticos de las personas, lo cual durante este proceso de digitalización se podría interpretar como competencia desleal hacia los otros sectores.
- Generalmente los usuarios finales no suelen revisar los tableros eléctricos de sus hogares, por lo que menos revisarán una aplicación en su teléfono o computador al respecto. Bajo esta premisa, la solución que se llegue a adoptar entre más automática y simple sea para el usuario, mejor. Implementar un sistema de tarificación variable que idealmente cambie de

manera automática a la tarifa más atractiva, para así ajustarse a los hábitos de consumo de los usuarios.

- Falta de capacitación técnica en los organismos técnicos y en los profesionales. Especialmente en las instituciones públicas. Por ejemplo: ¿Qué es un TE4⁶⁴?
- Si bien los organismos del estado están fuertemente involucrados en la digitalización, estos no son suficientes para llegar con fuerza al usuario final.
- Educación a la comunidad y estudiantes: Podría ser necesario educación cívica, económica y energética. Para vincular todos ellos con objetivos comunes, para que las personas aprendan a gestionar sus recursos, para beneficios propios y comunitarios como lo son el medio ambiente y su sostenibilidad.

Económicas:

- Se requiere de muchos recursos económicos en la educación del usuario.
- Implementar soluciones de digitalización suelen ser de elevado costo. Es importante definir quién va a costear todos los cambios que se piensan implementar, ya que los usuarios finales pueden oponerse fácilmente a pagar costos extra. Dentro de este ámbito, sería importante definir cuáles serían los beneficios para los usuarios finales más allá del dinero.
- La digitalización implica inversiones aparte de solo los equipos, pues debe haber todo un sistema de comunicación y monitoreo que debe ser implementado, y cuya inversión es muy elevada para empresas pequeñas, como Cooperativas. Esto se relaciona con la falta de señal en zonas rurales. Implementar acceso a telefonía o internet desde cero tiene un elevado costo.
- Falta de apoyo económico para implementar sistemas, o bien, los apoyos que hay, piden requisitos que no son muy alcanzables para mucha gente (ser propietario del terreno, por ejemplo).
- Existen modelos de negocios, subsidios y programas no masificados. Se plantea que hay poca capacidad de ahorro por parte de las familias como para invertir.
- Descontento por el esquema de Netbilling. No es el esquema adecuado para incentivar la generación distribuida, el cliente final no percibe beneficios. Preocupación para que el excedente llegue de alguna manera al cliente final y percibir algún beneficio de la adopción de las nuevas medidas. Existe descontento respecto a la tarifa que se recibe por la energía aportada. Existen barreras de entrada.
- No hay incentivos al ahorro, al contrario, se premia consumir más para que no te aumenten la tarifa en el futuro.
- Mejorar la calidad comercial para incorporar a la figura de comercializador de manera más fluida al mercado.

⁶⁴ TE4 es una inscripción ante la SEC para acreditar que una instalación de tipo netbilling está en norma y pueda conectarse a la red de la compañía

| | |
|--|--|
| | <ul style="list-style-type: none"> ● Las empresas distribuidoras se retrasan constantemente en el pago de Netbilling. Otra causa de desconfianza. ● Idea de adquirir, de forma colectiva, almacenamiento como estrategia para realizar gestión de la demanda. ● Existencia de oportunidades asociadas a la electromovilidad. ● Los usuarios que no rentabilizan su instalación tienen menos medios económicos para regularizar la instalación. Esto es una barrera para quienes quieran realizar un TE4⁶⁵ o un TE6⁶⁶ para gozar de sus beneficios. |
| <p>Análisis económico:</p> | <p>Costos asociados a implementación:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Implementar soluciones de digitalización suelen ser de elevado costo. Se requiere equipos de almacenamiento y monitoreo. ● Los costos asociados a implementar sistemas van más allá de la instalación de equipos, hay recursos humanos y sistemas completos de monitoreo asociados a la operación, lo que involucra grandes costos de inversión. <p>Beneficios asociados a implementación:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● El prosumidor puede acceder a beneficios por inyectar excedentes a la red, incluso al punto de no pagar por electricidad. ● Con mayor información disponible, la tarificación va a ser más precisa y ajustada a los consumos/inyecciones reales de los usuarios. ● El desafío de penetrar con estos sistemas en zonas rurales, abre la oportunidad de mejorar los servicios de estas comunidades mediante soluciones innovadoras y más eficientes. ● Esta es la oportunidad de capacitación en torno a este tipo de tecnologías. ● Los usuarios finales podrían tener acceso a una aplicación que les brinde acceso a diferentes elementos del mundo energético, tales como señales de precio, monitoreo de consumo en tiempo real, comportamiento de sus perfiles y sugerencias de tarifas. ● Se debe considerar tanto el aumento de inyección como la baja de consumo. ● Digitalizar podría detectar irregularidades en el sistema de distribución (instalaciones GD no regularizadas por ejemplo). ● El almacenamiento viabiliza la continuidad de suministro. |
| <p>Cambios regulatorios o normativos</p> | <ul style="list-style-type: none"> ● La normativa debe considerar una diferenciación entre grandes empresas, que tienen capacidad de adaptarse a estos cambios, y las pequeñas, como cooperativas, que no tienen tantos recursos para hacer una transición tan grande. ● Que las personas a nivel individual puedan acceder a la venta de energía. <i>“La normativa es extraña”</i>. Esto requiere de subsidios estatales. |

⁶⁵ TE4 es una inscripción ante la SEC para acreditar que una instalación de tipo netbilling está en norma y pueda conectarse a la red de la compañía

⁶⁶ TE6 es una inscripción ante la SEC para acreditar que una instalación de cargador de vehículo eléctrico está en norma y se pueda conectar a la red de la compañía

| | |
|-------------------|--|
| | <ul style="list-style-type: none"> ● Se debe flexibilizar la normativa para que sea de más fácil implementación cuestiones como el Netbilling. Esto debe incluir la diferenciación entre clientes regulados y libres. ● Idea de formular los prosumidores como cooperativas energéticas, aunque podrían existir peleas entre los grupos de interés. Sería mejor plantearlo como una sociedad anónima. ● Los usuarios finales deberían poder agruparse para tener un mayor poder de negociación ante los entes comercializadores. ● La gestión de la demanda debe adecuarse de acuerdo con los sectores y las características de la población y región. La toma de decisiones debe ser de forma distribuida (no centralizada). Se requiere masificar la capacidad para agregar la demanda y capacidad de negociación. ● Plantear un modelo donde el usuario final pueda elegir la entidad donde adquirir la energía que vaya a consumir y que las empresas distribuidoras solo se preocupen del funcionamiento correcto de la red. Esta idea se justificaría dado que en Chile las empresas distribuidoras obtienen beneficios por el valor agregado de distribución más que por las ventas de la propia energía. ● Las cooperativas eléctricas tienen muchos intereses y a veces estos son dispares. Una buena idea sería que estas se puedan asociar para así maximizar las ganancias no tan solo económicas, sino también energéticas. ● Impulsar la normativa para que esta obligue que las nuevas viviendas incorporen las nuevas tecnologías, como medidores digitales, paneles solares, etc. De esta forma, los costos se distribuyen en la empresa constructora, reduciendo los costos del usuario. ● Las normas deben ser flexibles evitando cuellos de botella ante nuevas tecnologías y proyectos que beneficien a la sociedad. Se debe observar dónde las empresas ponen su interés (ej: tipos de laboratorios o estudios que financian). ● Las exigencias impuestas en la normativa pueden ser difíciles de llevar a cabo en la práctica. Esto podría ser subsidiado ya que tiene un alto costo. ● Interpretaciones sobre el mecanismo de conexión pueden cambiar entre los profesionales del sector. ● Que la gestión de la demanda no sea centralizada y que tampoco imponga restricciones sobre dónde obtener la energía. ● Los municipios deberían tomar un rol importante y acercarse más a las personas sobre materias energéticas. La Superintendencia de Electricidad y Combustibles debería tener un rol predominante en esta materia. ● Se debe tener en cuenta la electromovilidad con capacidad de inyección. ● Deben existir incentivos accesibles para la utilización de nuevas energías mediante fondos, bonos, etc. ● Los programas de ahorro energético deben ser a nivel nacional y no solo seccionados a algunas comunas del país. |
| Otros comentarios | <ul style="list-style-type: none"> ● Actores clave: Ministerio de energía. La SEC, CNE, CEN y Municipios. La sociedad civil es tremendamente importante, pues tienen el nexo más |

cercano con las aplicaciones que tienen los sistemas que se buscan implementar. Centros de investigación. Universidades. Poder legislativo. Ministerio de Medio Ambiente. GORE.

- En Chile tenemos 3 medidores: agua, luz, gas. Hay una oportunidad de ocupar un solo medidor para todo esto, como se hace en otros países (Europa).
- Dudas respecto al rol del usuario final cuando exista gestión de la demanda: ¿Habrán que participar en tiempo real eligiendo distribuidora? ¿Cuánto tiempo tomaría? ¿Qué harán los usuarios con toda esa información? ¿Habrán la misma cantidad de opciones de tarifas para todos los usuarios finales o igualmente habrá zonas donde no se pueda elegir? ¿Qué implica elegir un suministro por sobre otro, si la conexión es la misma?
- Preocupación por problemas de infraestructura al aumentar la generación distribuida y los vehículos eléctricos: conductores y alimentadores de distribución. Incertidumbre de estabilidad del sistema ante estos nuevos consumos/generadores ¿Quién pagaría esas inversiones en infraestructura?
- Que la gestión de la demanda no solo se trate de reducir el consumo de los usuarios finales, sino que también considere mejorar el desempeño de dicho consumo, lo que incluso podría implicar un aumento de este, pero sin tener mayores consecuencias.
- A los usuarios finales se les dejó de lado con todo el tema de los medidores inteligentes, lo ideal sería que esta situación no se repita. En este caso, las ventajas no se explicaron de manera clara y se dijo de manera explícita que el usuario pagaba los medidores.
- Solucionar las brechas de institucionalidad existentes y dimensionar correctamente los costos asociados al proceso de digitalización.
- Deberían ser transparentes los beneficios en cuanto los costos.
- Se debería compartir el estudio y dar difusión de estas propuestas: ejemplo de los medidores inteligentes: no se hizo la difusión de sus beneficios e implicancias.
- Hay que consultar a los usuarios sobre qué es lo quieren, qué necesitan, no suponer.
- Se considera a las barreras a nivel regulatorio como las más importantes al momento de realizar la digitalización.
- La barrera técnica no se considera como un problema, existe mucha tecnología y acceso a la red por parte de casi todos los sectores sociales. Sin embargo, algunos de estos sectores pueden padecer de brechas en las habilidades digitales que perjudique este punto.
- Considerar otras fuentes de energía. Una de estas fuentes son los biocombustibles, los cuales requieren de implementación y medición. Por ejemplo, a los “*prosumidores de madera*” (leña), necesario cuando hay poca posibilidad de electrificación.
- Se debe considerar la estética urbana. Que las nuevas tecnologías sean armónicas con el paisaje (refiere a cableado).

| | |
|--|---|
| | <ul style="list-style-type: none"> ● Acerca de la regulación de instalaciones eléctricas. Podría existir un subsidio para normalizar la instalación del usuario final para el beneficio del usuario y a su vez de la red de distribución. Dado que las personas naturales no cuentan con suficientes recursos para un plan de mejoramiento. Quienes podrían colaborar en esta misión: Municipalidades con excedentes de recursos o fondos específicos u otros organismos públicos. |
|--|---|

15.4.2 Pay for Performance (P4P)

| | |
|-----------------------------------|--|
| Aplicación | P4P |
| Barreras | <p>Técnicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Faltan tecnologías que apoyen la aplicación. <p>Sociales:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Falta de involucramiento e interés del usuario. ● No existe una norma específica en Chile. ● Faltan realizar mesas de trabajo para tocar el tema P4P. <p>Económicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● No se recibieron comentarios. |
| Análisis económico | <p>Costos asociados a implementación:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Las tecnologías necesarias. Por ejemplo: medidores inteligentes. <p>Beneficios asociados a implementación:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Incentivo a gestionar mejor el consumo. ● Esta tecnología podría apoyar la red. |
| Cambios regulatorios o normativos | <ul style="list-style-type: none"> ● Construir un reglamento, normativa y leyes que den viabilidad al método pay for performance. ● En otros países existe apoyo financiero estatal. ● Disminución de costos. ● Puede crear nuevos mercados en el país. ● Se debe relacionar con la ley de eficiencia energética. |

| | |
|-------------------|---|
| Otros comentarios | <ul style="list-style-type: none"> ● No es un incentivo para reducir el consumo, sino para premiar el desempeño. ● Deben realizarse mesas de trabajo para evaluar si es beneficioso o riesgoso para el modelo de mercado eléctrico vigente. ● Esta aplicación logra ahorrar energía que solo es aprovechable en ese instante, sin que cause daños al medio ambiente ni carga al sistema eléctrico. La digitalización permitiría corroborar la operación como conveniente para ser recompensada. La aplicación es favorable para todos los actores. |
|-------------------|---|

15.4.3 Comercialización, facturación y orientación al usuario

| Aplicación | Comercialización, facturación y orientación al usuario |
|------------|---|
| Barreras | <p>Técnicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Falta digitalización para automatizar y mejorar el estándar de servicio para el cliente final. ● La existencia de un solo distribuidor en una zona genera especiales dificultades. ● Las empresas distribuidoras al no tener un sistema interconectado con un agente fiscalizador pueden actuar en impunidad en caso de tener más de 7 refacturaciones de boletas electrónicas. <p>Sociales:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● ¿Cómo el cliente confía en este agente? Existe un historial negativo con las distribuidoras (medidores inteligentes). El usuario siente desconfianza con las empresas e instituciones. ● Brechas de alfabetización energética. Las personas no tienen disposición a la inversión por falta de conocimiento sobre los beneficios y acceso a la información. ● Existe preocupación respecto a la privacidad de la información. ● Falta de preparación en los profesionales para identificar los beneficios o posibles riesgos de poder ser actor libre en el mercado eléctrico, para consumir o inyectar energía a la red. <p>Económicas:</p> |

| | |
|-----------------------------------|--|
| | <ul style="list-style-type: none"> ● La figura del comercializador puede conllevar un costo, pues se agrega un agente a la cadena. ● Las boletas electrónicas no tienen confiabilidad y suelen ser refacturadas. En esta situación el organismo fiscalizador no logra acusar ni sancionar a la empresa distribuidora. |
| Análisis económico | <p>Costos asociados a implementación:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Implementación de tecnologías como medidores inteligentes. ● La agregación de un agente a la cadena podría conllevar un costo. <p>Beneficios asociados a implementación:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● La medición inteligente evita re-facturaciones. ● El usuario adquiere la posibilidad de tomar decisiones informadas. Que el usuario sienta empoderamiento es un beneficio en sí. ● Puede promover una visión de las redes del futuro. ● Posibilidad de disponibilizar la información precisa sobre el consumo energético. Con esto se pueden tomar acciones de eficiencia energética, gestión, etc. ● Esta aplicación tiene sinergia positiva con las aplicaciones de redes inteligentes. ● Digitalizar un sistema de boletas electrónicas con un agente fiscalizador permitirá automatizar la revisión de incidentes por refacturaciones que incumplan la normativa. |
| Cambios regulatorios o normativos | <ul style="list-style-type: none"> ● Necesidad de estandarización en relación con medidores inteligentes. ● Cambiar a régimen Net-metering. ● Las regiones deben tener una regulación diferenciada. ● Se debería crear la figura de comercializador, separando el mercado. |
| Otros comentarios | <ul style="list-style-type: none"> ● Digitalización como una mejora en la facturación (cómo y a quién le pago). |

- Dudas de cómo el usuario podría elegir al distribuidor si en su sector hay solo un distribuidor.
- Separación del mercado: por un lado la distribuidora que cobra por el uso de las redes, por otro la distribuidora que transa y vende energía, pagando por el uso de la red.
- Se plantea hacer la separación del negocio de la red y el proveedor de la energía, donde los comercializadores se presentan como un ente entre el vendedor y las empresas distribuidoras, las cuales se encargan de lo técnico. Lo anterior implicaría cambios en las actuales licitaciones de suministro, propiciado por un cambio regulatorio, todo con un enfoque a mediano-largo plazo.
- Rol del distribuidor en el futuro sería netamente infraestructural.
- Mejorar la normativa para la comercialización, monopolio y administración de los datos digitalizados. Esto con el fin de ampliar la recolección y disponibilidad de datos, para crear una red de Smart City. El Coordinador Eléctrico podría adquirir datos más predictivos y menos imponderables.
- La portabilidad eléctrica es buena, pero su implementación puede ser tanto favorable como perjudicial para el mercado eléctrico. Actualmente el modelo de cliente libre y regulado ha sido exitoso en Chile para clientes finales con un precio de la energía aparentemente bajo.
- Mejorar la calidad de servicio, reconociendo necesidades de mantenimiento y eventos de corte. En una zona rural cuyos alimentadores tienen cientos de kilómetros, la digitalización permitiría identificar la zona afectada.

15.4.4 Comentarios generales

GENERAL (válido para distintas aplicaciones)

Barreras

Técnicas:

- No se recibieron comentarios.

Sociales:

- No se recibieron comentarios.

Económicas:

- No se recibieron comentarios.

| | |
|-----------------------------------|---|
| Análisis económico | Costos asociados a implementación: <ul style="list-style-type: none">● No se recibieron comentarios. Beneficios asociados a implementación: <ul style="list-style-type: none">● No se recibieron comentarios. |
| Cambios regulatorios o normativos | <ul style="list-style-type: none">● No se recibieron comentarios. |
| Otros comentarios: | <ul style="list-style-type: none">● No se recibieron comentarios. |

16 Anexos: Material de talleres presenciales y seminario participativo virtual

Los anexos se pueden encontrar en la siguiente carpeta de Google Drive:

<https://drive.google.com/drive/folders/16s4ma1wHxBInoi4IMR0IEzj4amivA0d1?usp=sharing>

16.1 Anexo 1: Fichas resumen de aplicaciones para el taller

Se incluyen en este anexo la ficha resumen de los tres ámbitos de digitalización del sector Energía, así como las fichas resumen de cada aplicación digital.

[Link](#)

16.2 Anexo 2: Listado de asistentes al taller

16.2.1 Asistentes Taller 1: Usuarios finales

| N° | Nombre completo | Institución a la que pertenece | Cargo desempeñado |
|-----|----------------------------------|--------------------------------------|---|
| 1. | Alex Santander | Ministerio de Energía | Jefe División de Políticas y Estudios Energéticos y Ambientales |
| 2. | Alfredo Alonso Gallegos González | FENACOPEL | Ingeniero de Estudios |
| 3. | Álvaro Merino Lorca | Univ. Adolfo Ibáñez | Alumno Tesis Magister ERNC |
| 4. | Ana María Restrepo Parra | Hitachi Energy | Market Manager - Transformadores |
| 5. | Andrea Macarena Murillo Neumann | Gobierno Regional Arica Y Parinacota | Profesional DIFOIN |
| 6. | Ángel Caviedes | Ministerio de Energía | Innovación y nuevas tecnologías |
| 7. | Antonio Núñez Guzmán | Unap | Ing. proyectos |
| 8. | Chana Mellado Robles | Instelecsa | Directora |
| 9. | Daniel Ignacio Andrade Mancilla | ABB | Digital Market Manager |
| 10. | Enrique Sáez Mantilla | FEDAPA INGENIERÍA SPA | Gerente de Operaciones |

| N° | Nombre completo | Institución a la que pertenece | Cargo desempeñado |
|-----|---------------------------------|--|--|
| 11. | Fabio de la Fuente | Acciona Energía | Gerente I&C |
| 12. | Felipe Lagos Ormeño | CMPC | Ingeniero de Eficiencia Energética |
| 13. | Francisco Javier Aguirre Cortés | Independiente | Asesor Transformación Digital |
| 14. | Francisco Arias | SAESA | |
| 15. | Hernán Sepúlveda | Ministerio de Energía | Jefe Unidad Gestión de Información |
| 16. | Ignacio Silva López | Empresarial | Marketing y Publicidad |
| 17. | Jaime Mansilla Montiel | Independiente | Independiente |
| 18. | Marcel Silva | Ministerio de Energía | Jefe Unidad Sectores Productivos |
| 19. | Marcelo Molina Rojas | I. Municipalidad de Santa María | Encargado Transparencia y Coordinador Transformación Digital |
| 20. | Marco Aurelio Castro Barrera | Comisión Nacional de Energía | Profesional del Departamento Eléctrico |
| 21. | Matías Plass | EBP Chile | Profesional del Área de Sustentabilidad Local |
| 22. | Ronald Skewes | Gendarmería De Chile, Dirección Regional De Valparaíso | Supervisor Infraestructura Eléctrica Regional |
| 23. | Rubén Félix Méndez Mardones | EBP Chile | Líder área Sustentabilidad Local |
| 24. | Sergio Vallejos Díaz | IP INACAP | Estudiante - Ingeniería Eléctrica |
| 25. | Siboney Sanzana Guerrero | Gobierno Regional de Arica y Parinacota | Jefa de DIFOI |
| 26. | Tomás Reid | Grupo SAESA | Estudios Tarifarios |
| 27. | Víctor Toro Lara | Agencia de Sostenibilidad Energética | Profesional Línea Transporte Eficiente |

16.2.2 Asistentes Taller 2: Redes inteligentes

| N° | Nombre completo | Institución a la que pertenece | Cargo desempeñado |
|-----|---------------------------------|--------------------------------------|--|
| 1. | Alfredo Gallegos González | FENACOPEL | Ingeniero de Estudios |
| 2. | Andrés Arias Silva | Agencia de Sostenibilidad Energética | Profesional Medición y Verificación |
| 3. | Antonio Núñez Guzmán | Unap | Ing. proyectos |
| 4. | Chana Mellado Robles | Instelecsa | Directora |
| 5. | Daniel Ignacio Andrade Mancilla | ABB | Digital Market Manager |
| 6. | Danny Espín | UCH | Académico |
| 7. | Eduardo Lagos Grassau | Acciona Energía | KAM Generación Distribuida |
| 8. | Enrique Sáez Mantilla | FEDAPA Ingeniería Spa | Gerente de Operaciones |
| 9. | Francisco Javier Aguirre Cortés | Independiente | Asesor |
| 10. | Francisco Javier Vidal | Acciona Energía | Especialista Eléctrico |
| 11. | Francisco Miguel Arias Castro | Saesa | Ing de Estudios Tarifarios |
| 12. | Giovanni Silva Pimentel | Acciona Energía | Especialista de Interconexiones |
| 13. | Guillermo Peña | Municipalidad de Calama | Ingeniero Eléctrico SECPLA Calama |
| 14. | Ignacio esteban silva López | Empresarial | Marketing y Publicidad |
| 15. | Inés Otárola Lagos | Acciona Energía | Jefa Área Eléctrica |
| 16. | Jaime Mansilla Montiel | Independiente | Independiente |
| 17. | Juan José Astudillo | AC3E - USM | Ingeniero de Investigación y Desarrollo |
| 18. | Marcelo Molina Rojas | I. Municipalidad de Santa María | Encargado Transparencia y Coordinador Transformación Digital |
| 19. | María José Arteaga | Agencia de Sostenibilidad Energética | Profesional de la línea de Medición y Verificación |

| N° | Nombre completo | Institución a la que pertenece | Cargo desempeñado |
|-----|----------------------|--|--|
| 20. | Ronald Skewes | Gendarmería De Chile, Dirección Regional De Valparaíso | Supervisor Infraestructura Eléctrica Regional |
| 21. | Sergio Vallejos Díaz | IP INACAP | Estudiante - Ingeniería Eléctrica |
| 22. | Víctor Toro Lara | Agencia de Sostenibilidad Energética | Profesional Línea Transporte Eficiente |

16.2.3 Asistentes Taller 3: Industria

| N° | Nombre Asistente | Institución a la que pertenece | Cargo desempeñado |
|-----|-----------------------------|---|---|
| 1. | Bárbara Santander | SQM | Jefe de Energía |
| 2. | Catherine Acevedo | Siemens Energy | Coordinadora |
| 3. | Daniela Maldonado | ACENOR | Directora de Comunicaciones |
| 4. | Eduardo Lagos Grassau | Acciona Energía | KAM Generación Distribuida |
| 5. | Felipe Lagos | CMPC | Ingeniero de Eficiencia Energética |
| 6. | Hernán Sepúlveda | Ministerio de Energía | Jefe Unidad Gestión de Información |
| 7. | Juan José Astudillo | AC3E - USM | Ingeniero de Investigación y Desarrollo |
| 8. | Marcel Silva | Ministerio de Energía | Jefe Unidad Sectores Productivos |
| 9. | Priscilla Leufuman | Ministerio de Energía | Profesional División de Energías Sostenibles |
| 10. | Sergio Andrés Vallejos Diaz | IP INACAP | Estudiante - Ingeniería Eléctrica |
| 11. | Víctor Toro Lara | Agencia de Sostenibilidad Energética | Profesional Línea Transporte Eficiente |
| 12. | Carlota River | ABB | Ing trainee |

| N° | Nombre Asistente | Institución a la que pertenece | Cargo desempeñado |
|-----|------------------------|--------------------------------|---|
| 13. | Felipe Ruiz Allende | INACAP | Director Nacional de Electricidad, Electrónica y Telecomunicaciones |
| 14. | Luis Mariman | SEC | Analista mercado Eléctrico |
| 15. | Manuel Morales Herrera | Duoc UC | Subdirector Escuela de Ingeniería |
| 16. | Matías Coll | Smartclarity | Socio |

16.3 Anexo 3: Ficha de realimentación de talleres presenciales

Los asistentes a talleres presenciales tuvieron la opción de dejar, de manera anónima o personal, una ficha de realimentación con sus comentarios. Algunos participantes efectivamente así lo hicieron. Si bien la síntesis presentada en la sección 15 refleja estos comentarios adicionales, en este anexo se incluyen esas fichas a modo de referencia.

[Redes Inteligentes](#)

[Industria](#)

[Usuario final](#)

16.4 Anexo 4: Murales de talleres presenciales

Los murales de las actividades presenciales se fotografiaron para referencia posterior. Si bien la síntesis presentada en la sección 15 refleja estas notas (generadas durante la discusión en mesas), en este anexo se incluyen estas fotografías a modo de referencia.

[Redes inteligentes](#)

[Usuario final](#)

16.5 Anexo 5: Murales del seminario participativo virtual

Los murales de la actividad virtual se incluyen en este anexo como referencia.

[Redes inteligentes](#)

[Industria](#)

[Usuario final](#)

16.6 Anexo 6: Presentaciones plenarias

Las presentaciones realizadas en las plenarias de los tres talleres presenciales y el seminario virtual se incluyen en este anexo como referencia.

[Taller de Usuarios finales](#)

[Taller de Redes inteligentes](#)

[Taller de Industria](#)

[Seminario participativo virtual](#)

16.7 Anexo 7: Feedback del seminario participativo virtual en Mentimeter

Las respuestas a las preguntas realizadas a través de la herramienta Multimeter se incluyen en este anexo como referencia.

[Link](#)

16.8 Anexo 8: Entrevistas con actores clave

En la primera actividad del proyecto se realizaron entrevistas a actores clave del sector energía, en complemento a lo encontrado en (GIZ, 2020). A continuación, se presenta un resumen de las reuniones realizadas.

16.8.1 Comisión Nacional de Energía (CNE)

Fecha: 27/04/2022

Asistentes: Jerson Reyes, CNE; Hernán Sepúlveda, Ministerio de Energía; Carlos Benavides, Centro de Energía; Patricio Mendoza, Centro de Energía.

La reunión inició con una breve presentación del proyecto, y la selección de aplicaciones digitales de interés en el proyecto. Luego, el equipo consultor abrió la discusión planteando los siguientes temas:

- Principales inquietudes:
 - Conocer los procesos claves para el mercado
 - ¿Qué aplicaciones son de interés/prioritarias para la CNE?

- ¿Qué usos/aplicaciones digitales ya utilizan?
- Otros lineamientos del proyecto:
 - Temas transversales:
 - Ciberseguridad
 - TICs
 - Sistemas altamente renovables
 - Ley de eficiencia energética

Respecto de las principales inquietudes, se reconoció que hay una necesidad importante de ordenar la discusión en torno al tema de la digitalización. Existe por parte de la CNE una necesidad de observabilidad del sistema energético desde el punto de vista de la cadena de pago. Esto está directamente relacionado con la trazabilidad de inyecciones y retiros de energía, más allá de la electricidad, donde los datos involucran transversalmente a todos los agentes. Respecto a los datos, la CNE percibe como tema importante la separación de la operación de la red y la comercialización. En este sentido se percibe al DSO (Distribution System Operator) como un agente clave, que cumple un rol similar al del Coordinador (TSO o Transmission System Operator) a nivel de distribución.

Actualmente la CNE cuenta con aplicaciones digitales en funcionamiento:

- **Energía abierta:** plataforma de información a la ciudadanía que utiliza un proceso de validación de datos apoyado en tecnología blockchain, y además ofrece una plataforma de comunicación (*chatbox*) con inteligencia artificial.
- **Aplicaciones operativas:** nuevos modelos:
 - Expansión de la transmisión: proyectar nuevos modelos para nuevos criterios, incorporación de BESS, SIPS, entre otros.
 - Modelos para electromovilidad.
 - Modelos energéticos en sistemas medianos.

Se reconoce como limitación importante para la CNE que actualmente la atribución de monitoreo de mercado la tiene el Coordinador (unidad de monitoreo de mercado). La CNE

la hace no en instantáneo, sino a un nivel más agregado. Además, se reconoce como falencia la falta de herramientas que se adapten al rol de la CNE. En este sentido, existe una necesidad de contar con herramientas de monitoreo, que hoy no están en desarrollo.

16.8.2 Agencia de Sostenibilidad Energética (ASE)

Fecha: 15/06/2022

Asistentes: Juan Pablo Payero, ASE; Manuel Díaz, Centro de Energía; Patricio Mendoza, Centro de Energía.

La reunión inició con una breve presentación del proyecto, y la selección de aplicaciones digitales de interés en el proyecto. Luego, el equipo consultor abrió la discusión planteando los siguientes temas:

- Principales inquietudes:
 - Conocer los procesos clave en gestión de energía
 - ¿Qué aplicaciones son de interés/prioritarias para la ASE?
 - ¿Qué usos/aplicaciones digitales ya utilizan?
- Otros lineamientos del proyecto:
 - Temas transversales:
 - Ciberseguridad
 - TICs
 - Sistemas altamente renovables
 - Ley de eficiencia energética

La discusión se centró principalmente en la aplicación de gestión de energía, donde se resalta que esta aplicación permite tomar mejores decisiones a nivel industrial. Se indica también por parte de la ASE que ya existen empresas que tienen implementados sistemas de monitoreo que permiten tomar decisiones en vivo. Actualmente ASE está trabajando con casas certificadoras, pero el proceso es confidencial. En este sentido, se trabaja sobre la norma ISO 50.001.

Se reconoce que los grandes consumidores de energía en algunos sectores son muy relevantes, como el cemento, celulosa y pesca. Se destacan empresas como Metro, CMPC y Codelco.

Una limitante reconocida a esa fecha⁶⁷ de la entrevista es que el reglamento de la Ley de Eficiencia Energética aún estaba en Contraloría.

16.8.3 Subsecretaría de telecomunicaciones (SUBTEL)

Fecha: 20/07/2022

Asistentes: Manuel Luna, SUBTEL; Juan Pablo Jadue, SUBTEL; Felipe Pavez, SUBTEL; Ángel Caviedes, Ministerio de Energía; Hernán Sepúlveda, Ministerio de Energía; Armando Pérez, Ministerio de Energía; Patricio Mendoza, Centro de Energía.

La reunión inició con una breve presentación del proyecto, la selección de aplicaciones digitales de interés en el proyecto y los tres países de interés. Luego, el equipo consultor abrió la discusión planteando los siguientes temas:

- Principales inquietudes:
 - Conocer más de los antecedentes de la SUBTEL
 - Estrategia de transformación digital Chile Digital 2035
 - Discutir lineamientos transversales
 - Interoperabilidad
 - Ciberseguridad
 - Conocer perspectivas
 - Electromovilidad
 - Redes inteligentes

⁶⁷ El 13 de septiembre de 2022 fue publicado en el diario oficial, el Decreto Supremo N° 28 de 2021, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento sobre gestión energética de los [consumidores con capacidades de gestión de energía](#) y de los organismos públicos en sus artículos 7 y 8, a que se refieren los artículos 2° y 5° de la Ley 21.305, cuerpo legal que promueve el uso racional y eficiente de los recursos energéticos.

- **Gestión de Energía**

Respecto a la Estrategia de transformación digital, ésta (según reconoce la SUBTEL) quedó un poco de lado durante la pandemia. El principal desafío es la Brecha Digital Cero, donde hay reconocimiento de un problema de conectividad fundado en la disponibilidad energética. Esto es particularmente importante en sectores geográficamente apartados, donde no se puede asegurar suministro energético permanente. Esto, reconoce el equipo consultor, genera una dependencia circular: por no haber energía, no hay conectividad, y por esto último no se pueden desarrollar aplicaciones digitales en energía. Sin embargo, se percibe como una oportunidad para que de manera sinérgica se generen proyectos energéticos altamente digitalizados (por ejemplo, micro-redes) que habiliten la comunicación.

La SUBTEL actualmente se encuentra trabajando en la Brecha Digital Cero, con el proyecto de fibra óptica nacional y el proyecto de última milla. Se reconoce como actor clave a los pequeños prestadores de servicio de internet, que llegan a las “zonas de sombra”. En la discusión se reconoce que la interoperabilidad entre los sistemas es clave, y que ha estado relegada a la operación durante emergencias, por lo que los aspectos normativos de interoperabilidad son de interés.

16.8.4 Entrevistas anteriores

El equipo consultor realizó, en el contexto del proyecto “Prospection in Energy Digitization in Chile” (GIZ, 2020) dos entrevistas que son de interés para este trabajo, las que se transcriben a continuación.

16.8.4.1 Coordinador Eléctrico Nacional

En la entrevista, los delegados del Coordinador reconocieron la importancia de incorporar tecnologías digitales no solo en su trabajo, sino también en el trabajo de los participantes (“Coordinados”). Aplicaciones en el ámbito de la Gestión de datos y Gestión de recursos distribuidos se consideran parte del próximo cambio en el sector eléctrico, con menciones de tecnologías prometedoras específicas como Big data, aprendizaje automático e IA, pero también los Sistema de Transmisión AC Flexibles (FACTS) y Unidades de Medición Fasorial (PMU). Esto último está siendo abordado actualmente en un proyecto Fondef desarrollado en conjunto con la Universidad de Chile.

Las principales barreras reconocidas por el Coordinador provienen de las limitaciones en términos de tiempo y recursos. Si bien hay mucho entusiasmo por las oportunidades que

ofrecen las tecnologías digitales, el presupuesto limitado, exacerbado por la situación de pandemia de los últimos años, impone un gran desafío. El Coordinador tiene una participación activa en el Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos (CIGRE), particularmente en los comités de estudio C1 y C2, donde la transformación digital se ha discutido durante cuatro años. Coinciden en que el trabajo colaborativo con los participantes es clave para la superación de barreras.

Las metas que persigue el Coordinador están declaradas en su Plan Estratégico 2017, el cual será actualizado a fines de 2020. En su plan actual, la conexión entre el antiguo Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte (SING) fue el principal tema. Al analizar las oportunidades de la transformación digital, El Coordinador reconoce las oportunidades en las herramientas de pronóstico y análisis predictivo, con aplicaciones para el comercio intradía, el despacho en tiempo real y el predespacho de unidades con restricciones de seguridad, todo considerado en los usos operativos y de gestión del mercado. Estas herramientas harán que el monitoreo sea útil no solo en el análisis posterior a la operación, sino también para la operación en tiempo real. Finalmente, la adopción de recursos energéticos distribuidos y la electrificación del calor, por ejemplo mediante el uso combinado de calor y electricidad (CHP), también se ven como una oportunidad debido a su interacción en los niveles de distribución y transmisión.

16.8.4.2 Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

En la entrevista, el delegado de la SEC reconoció los beneficios de las tecnologías digitales, en particular las relacionadas con Big Data, ya que la SEC maneja grandes cantidades de información. También se reconocen las actividades de supervisión e inspección, aunque existen algunas barreras tecnológicas, como la necesidad de calibración continua de sensores especiales (por ejemplo, gas).

Hay varias oportunidades reconocidas de las aplicaciones digitales. En Gestión de datos, la validación y trazabilidad de la información, en particular las transacciones de datos, se establece como clave. Sin embargo, una vez que la información esté disponible, su explotación necesitará de capital humano formado al respecto.

17 Anexo: Reporte del seminario de cierre

El objetivo del seminario de cierre fue la difusión y realimentación de la última actividad del proyecto, con un foco en la presentación de la Hoja de ruta y Plan de acción para la Digitalización del sector Energía. En común acuerdo con la contraparte, se decidió realizar el seminario el día 20 de enero, de forma híbrida, con la actividad presencial en la ciudad de Santiago y modalidad remota vía plataforma Zoom.

17.1 Programa

El programa consideró una bienvenida de las autoridades (tanto de la FCFM como del Ministerio de Energía), una presentación introductoria por parte del Ministerio de Energía, una presentación plenaria con los principales resultados del estudio, y una presentación específica sobre el aspecto transversal de ciberseguridad. La presentación introductoria estuvo a cargo de Belén Muñoz, profesional del Ministerio de Energía. La presentación de los resultados del estudio estuvo a cargo de los investigadores del proyecto Manuel Díaz y Carlos Benavides. La presentación sobre ciberseguridad estuvo a cargo del investigador del proyecto Daniel Álvarez.

17.2 Invitados

Para potenciar el alcance de los eventos participativos, se utilizó la base de datos que el Ministerio de Energía puso a disposición, la que fue complementada por los consultores, alcanzando un total de más de 1400 contactos del sector Energía.

La invitación enviada (Figura 17.1) fue amplia e incluyó la posibilidad de inscribirse en modalidad presencial o virtual. La invitación se envió por correo electrónico, y se adjuntaron a ella una versión de la invitación en PDF con links activos a la ficha de inscripción.

Para el seminario de cierre se recibieron 216 inscripciones, donde 62 inscritos indicaron asistencia presencial, mientras que los 154 restantes prefirieron modalidad remota (ver Figura 17.2).

Al seminario de cierre asistieron presencialmente 34 de los 62 inscritos. Acompañaron como autoridades don Julio Maturana, Subsecretario de Energía, don Pablo Angelelli, Jefe de operaciones del Banco Interamericano de Desarrollo, y don Luis Vargas, Director de Vinculación Externa de la FCFM (ver Figura 17.3).



Digitalización del sector Energía: Hoja de ruta para Chile



En el marco del proyecto "Análisis y propuesta de mejora al marco regulatorio chileno para la Digitalización del Sector Energía" impulsado por el Banco Interamericano de Desarrollo y el Ministerio de Energía, tenemos el agrado de invitarlo a participar del hito de cierre del estudio, en el cual se presentará la Hoja de Ruta para la digitalización del Sector Energía y en el que se contará con la participación del Subsecretario de Energía, Sr. Julio Maturana F. La actividad se llevará a cabo el día 20 de enero de 2023.

Link de Inscripción [aquí](#).

Programa del Evento

| | |
|--|-------------------|
| Café de Bienvenida | 09:15 – 10:00 hrs |
| Saludos autoridades | 10:00 – 10:15 hrs |
| Digitalización del sector Energía | 10:15 – 10:30 hrs |
| Belén Muñoz, Ministerio de Energía | |
| Estudio de Digitalización del sector Energía: Hoja de Ruta | 10:30 – 10:50 hrs |
| Carlos Benavides / Manuel Díaz, Centro de Energía, U. de Chile | |
| Preguntas y comentarios | 10:50 – 11:00 hrs |
| Aspectos de Ciberseguridad en la Digitalización del sector Energía | 11:00 – 11:20 hrs |
| Daniel Álvarez, Universidad de Chile | |
| Preguntas y comentarios | 10:20 – 11:30 hrs |
| Cierre de taller | |



Lugar: Auditorio Enrique d'Etigny, Beauchef 851, Santiago

Cualquier consulta contactar a Yohanna Bustos (yohanna.bustos@centroenergia.cl)



Figura 17.1: Invitación a la serie de talleres presenciales.

Tipo de asistencia

216 respuestas

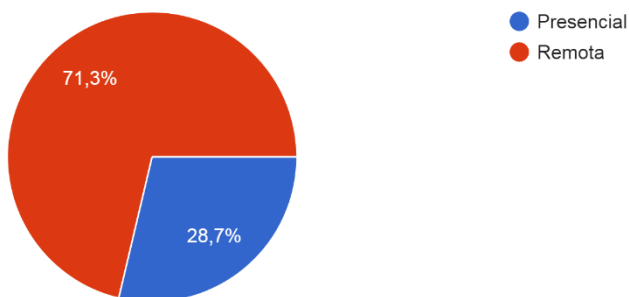


Figura 17.2: Tipo de asistencia que los inscritos indicaron en su inscripción.

Luego de las palabras de bienvenida de la autoridad de la FCFM y la autoridad del Ministerio de Energía, Belén Muñoz presentó un resumen de los principales resultados del estudio, con un foco en las propuestas y avances para la Digitalización del sector energía. En la presentación plenaria, se resumió el proyecto, se introdujeron los conceptos de aplicación digital y tecnología habilitante, y se presentó la hoja de ruta y el plan de acción en los tres ámbitos de interés. Finalmente, la presentación del ámbito de ciberseguridad entregó una

mirada en detalle de la Política Nacional de Ciberseguridad y el proyecto de ley marco sobre Ciberseguridad (ver Figura 17.4).

17.3 Realimentación

Con el propósito de recibir realimentación, durante el seminario se repartió entre los asistentes una copia del resumen ejecutivo junto con un código QR que permite acceder a material complementario (Este código se distribuyó además entre los asistentes en línea). El material incluye un enlace a una encuesta de realimentación, a la versión digital del resumen ejecutivo, y a las presentaciones plenarias.

[Enlace a material del seminario de cierre](#)

El formulario de realimentación incluyó tres preguntas de percepción respecto a la hoja de ruta y plan de acción, cuatro preguntas respecto a la organización del seminario, y dos preguntas abiertas respecto a comentarios sobre la hoja de ruta y plan de acción, y comentarios generales. Salvo las preguntas abiertas, todas se evalúan en escala de 1 a 7, donde 1 indica estar muy en desacuerdo, y 7 indica estar muy de acuerdo.

Se recibieron en total 3 respuestas al formulario de realimentación. Dos de las respuestas vienen de representantes del sector público, y una de la academia. Las calificaciones de las preguntas de percepción y organización del evento se presentan en la Figura 17.5 y Figura 17.6 respectivamente. Estas calificaciones son, en general, muy buenas, con notas entre 5 y 7, siendo la mayoría notas 7 o 6.

Los comentarios recibidos en las preguntas abiertas fueron los siguientes:

- Comentarios de la Hoja de ruta y/o Plan de acción (2 respuestas):
 - “Apreciaría se permita acceder a las versiones finales completas de ambos documentos.”
 - “¿De qué manera y quienes financiarán la implementación de los mencionados planes piloto?”
- Comentarios generales del seminario (1 respuesta):
 - “Muy buenas ponencias y un evento muy enriquecedor.”



Figura 17.3: Autoridades presentes en el seminario de cierre. De izquierda a derecha: Tania Sauma, Jefa de gabinete de la Subsecretaría de Energía; Manuel Díaz, Investigador del Centro de Energía; Pablo Angelelli, Jefe de operaciones del BID; Julio Maturana, Subsecretario de Energía; Luis Vargas, Director de vinculación externa FCFM.



Figura 17.4: Saludos iniciales y presentaciones plenarias.

Respecto de los comentarios a la hoja de ruta y plan de acción, cabe mencionar las siguientes respuestas:

“Apreciaría se permita acceder a las versiones finales completas de ambos documentos.”

En efecto el informe final se hará público en el portal del Banco Interamericano de Desarrollo.

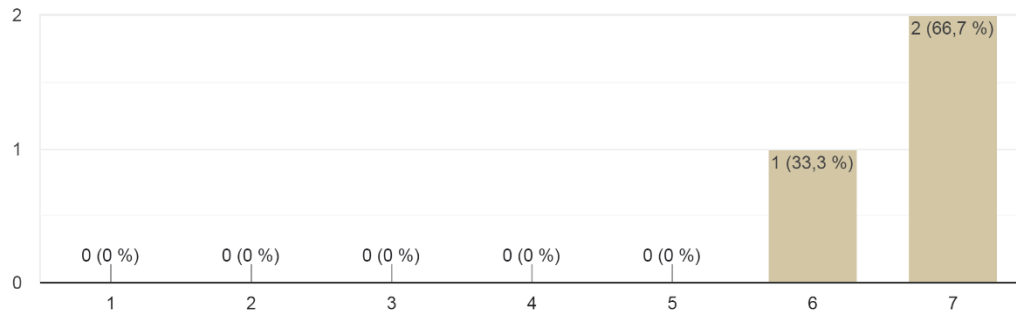
“¿De qué manera y quienes financiarán la implementación de los mencionados planes piloto?”

En el plan de acción (Sección 8) se incorpora para cada acción (incluyendo las relacionadas con proyectos piloto) uno o más responsables, otros actores o Instituciones involucradas, los roles asociados, los costos requeridos de cada acción, una cuantificación de los beneficios esperados y, en algunos casos, un costo unitario indicativo de las medidas. Este detalle no se entregó durante la plenaria, pero es parte íntegra del plan de acción.

Estas respuestas se enviarán a quienes contestaron el formulario de realimentación, una vez sea publicado el informe final del estudio.

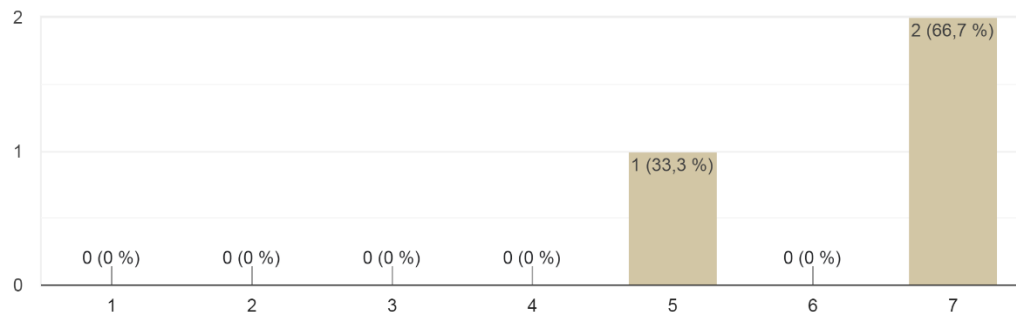
La hoja de ruta cumple con el propósito de identificar el estado actual y qué debe hacer para llegar a al estado deseado

3 respuestas



El plan de acción identifica claramente las brechas en cada ámbito de interés

3 respuestas



El plan de acción propone acciones adecuadas para abordar cada brecha

3 respuestas

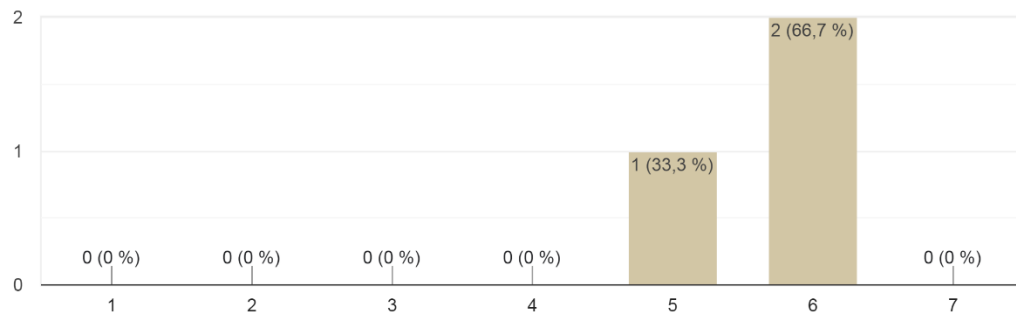
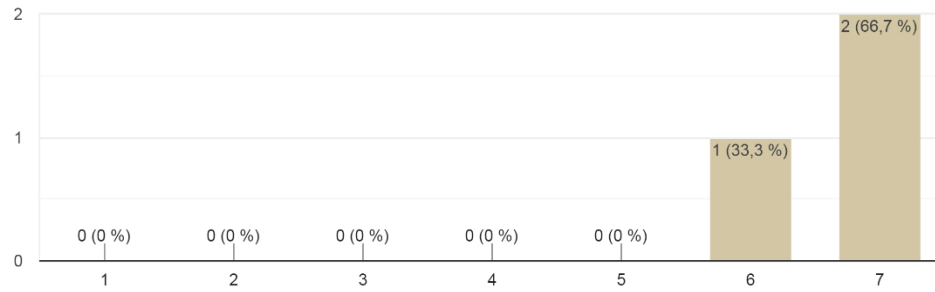


Figura 17.5: Evaluación de la hoja de ruta y plan de acción.

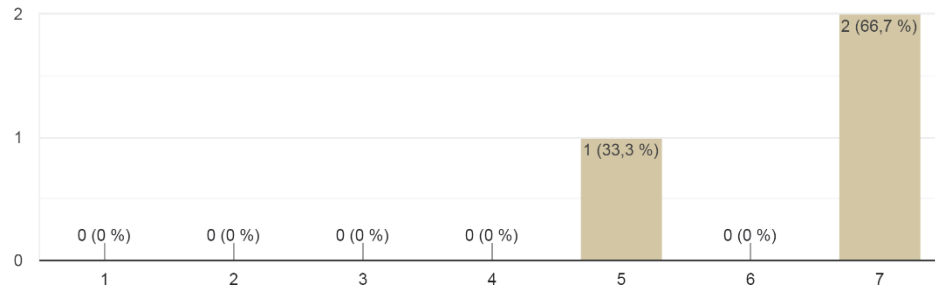
Organización

3 respuestas



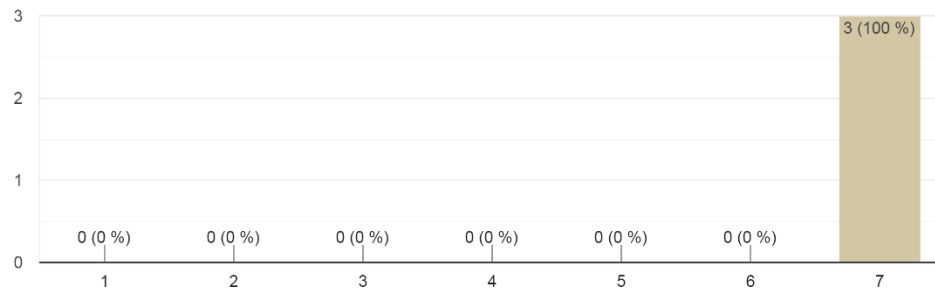
Presentaciones

3 respuestas



Considera que el seminario enriquece su trabajo profesional

3 respuestas



Satisfacción general

3 respuestas

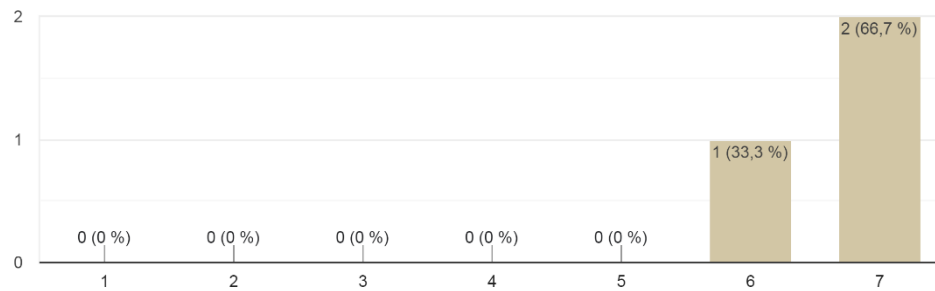


Figura 17.6: Evaluación del seminario de cierre

18 Referencias

- 115 STAT. 272, Pub. L. No. 107–56 (2000).
- 116 STAT. 2135 , Pub. L. No. 107–296 (2002).
- 12 CA 499 § 16-244w, Grid-side system enhancements pilot program (2015). https://www.cga.ct.gov/current/pub/chap_283.htm#sec_16-244w
- 121 STAT. 1492, Pub. L. No. 110–140 (2007).
- 123 STAT. 115 , Pub. L. No. 111–5, 17 (2009).
- 125 FERC ¶ 61,071, Pub. L. No. 18 CFR Part 35, Orden No. 719 (2008). <https://www.ferc.gov/media/order-no-719>
- 134 FERC ¶ 61,187, Pub. L. No. 18 CFR Part 35, Orden No. 745 (2011).
- 16 USC Ch. 12, Pub. L. No. 16 USC Ch. 12 (2021). <https://uscode.house.gov/view.xhtml?path=/prelim@title16/chapter12&edition=prelim>
- 18 CFR Ch. I, Pub. L. No. 18 CFR Ch. I (2022). <https://www.ecfr.gov/current/title-18/chapter-I>
- 40 CFR Ch. I, Pub. L. No. 40 CFR Ch. I (2022). <https://www.ecfr.gov/current/title-40/chapter-I>
- 75 FERC ¶ 61,080, Pub. L. No. 18 CFR Parts 35 and 385, Order No. 888 (1996). <https://www.ferc.gov/industries-data/electric/industry-activities/open-access-transmission-tariff-oatt-reform/history-oatt-reform/order-no-888>
- Acciona. (n.d.). *Las Virtual Power Plants, una nueva forma de generar y gestionar la energía / I'MNOVATION*. Retrieved May 5, 2022, from https://www.imnovation-hub.com/es/energia/que-es-una-virtual-power-plant/?_adin=02021864894
- ACSC. (2022). *Information Security Manual (ISM)* . <https://www.cyber.gov.au/acsc/view-all-content/ism>
- AEMC. (2020). *UPDATING THE REGULATORY FRAMEWORKS FOR DISTRIBUTOR-LED STAND-ALONE POWER SYSTEMS*.
- AEMC. (2021). *REVIEW OF THE REGULATORY FRAMEWORK FOR METERING SERVICES*.
- AEMC. (2022). *National Gas Rules*. <https://energy-rules.aemc.gov.au/ngr/407>
- AEMC. (n.d.-a). *National Energy Customer Framework*. Retrieved July 9, 2022, from <https://www.aemc.gov.au/regulation/energy-rules/national-energy-retail-rules/regulation>
- AEMC. (n.d.-b). *National energy governance*. Retrieved August 10, 2022, from <https://www.aemc.gov.au/regulation/national-governance>
- AEMC. (n.d.-c). *NER Chapter 4: Power System Security - AEMC Energy Rules*. Retrieved July 9, 2022, from <https://energy-rules.aemc.gov.au/ner/396/127338#4>

- AEMC. (n.d.-d). *NERR Version 32 Summary - AEMC Energy Rules*. Retrieved July 9, 2022, from <https://energy-rules.aemc.gov.au/nerr/381>
- AEMC. (n.d.-e). *NER Version 182 Summary - AEMC Energy Rules*. Retrieved July 9, 2022, from <https://energy-rules.aemc.gov.au/ner/394>
- AEMO. (2022). *AESCSF framework and resources*. <https://aemo.com.au/initiatives/major-programs/cyber-security/aescsf-framework-and-resources>
- ARENA. (n.d.). *Regional Australia Microgrid Pilots Program*. Retrieved July 9, 2022, from <https://arena.gov.au/funding/regional-australia-microgrid-pilots-ramp/>
- ASE. (2017). *Beneficios de los Sistemas de Gestión de Energía basados en ISO 50001 y casos de éxito*. https://guiaiso50001.cl/guia/wp-content/uploads/2017/05/Casos_exito_correccion9.pdf
- ASE. (2018). *Guía de Implementación de Sistemas de Gestión de Energía basados en ISO50001* . <https://drive.google.com/file/d/1OBbFU1XgjCcUt4r8gt79EVubc-oLsHAY/view>
- ASE. (2018). *The Korea Emissions Trading Scheme: Challenges and Emerging Opportunities*. <https://doi.org/10.22617/TIM189641-2>
- ASE. (n.d.). *Guía gestión de integridad de activos para infraestructura industrial*. Retrieved July 9, 2022, from <https://drive.google.com/file/d/1EtWNPZwL83GM01j7hKQPk4wim7w39t-0/view>
- ASHRAE. (2019). *Standard 90.1-2019*. <https://www.ashrae.org/technical-resources/bookstore/standard-90-1>
- Auck, S. B., Barnes, J., Culley, T., Haynes, R., Passera, L., Wiedman, J., Jackson, R., & Gilliam, R. (2014). *Best Practices in State Net Metering Policies and Interconnection Procedures*. www.votesolar.org
- Australian Government. (2019). *Smart Cities and Suburbs: Final Report* .
- Australian Government. (n.d.-a). *Australia's climate change strategies | Department of Industry, Science and Resources*. Retrieved July 9, 2022, from <https://www.industry.gov.au/policies-and-initiatives/australias-climate-change-strategies>
- Australian Government. (n.d.-b). *Energy Efficient Communities Program*. Retrieved July 9, 2022, from <https://www.energy.gov.au/government-priorities/energy-programs/energy-efficient-communities-program>
- Australian Government. (n.d.-c). *National Energy Analytics Research program*. Retrieved July 9, 2022, from <https://www.energy.gov.au/government-priorities/energy-data/national-energy-analytics-research>
- Babar, M., Taj, T. A., Ahamed, T. P. I., & Al-Ammar, E. A. (n.d.). The conception of the aggregator in demand side management for domestic consumers. *International Journal of Smart Grid and Clean Energy* .

- Barbero, M., Igualada, L., & Corchero, C. (2018). Overview of the regulation on aggregator agents in Europe. *International Conference on the European Energy Market, EEM, 2018-June*. <https://doi.org/10.1109/EEM.2018.8470015>
- Barrios Achavar, V. (2018). Política Nacional de Ciberseguridad: 2017-2022 Autor. *Biblioteca Del Congreso Nacional*.
- Bernard Marr. (2018, September 2). *What is Industry 4.0? Here's A Super Easy Explanation For Anyone*. Forbes. <https://www.forbes.com/sites/bernardmarr/2018/09/02/what-is-industry-4-0-heres-a-super-easy-explanation-for-anyone/?sh=265f1ea19788>
- Bloomberg. (2019). *Industrial Digitalization: National Strategies and Ranking*.
- Brooklyn Microgrid. (n.d.). *Community Powered Energy*. Retrieved July 8, 2022, from <https://www.brooklyn.energy/>
- Cámara de Diputadas y Diputados. (2017). *Regula la protección y el tratamiento de los datos personales y crea la Agencia de Protección de Datos Personales*. <https://www.camara.cl/legislacion/ProyectosDeLey/tramitacion.aspx?prmID=11661&prmBoletin=11144-07>
- Cámara de Diputadas y Diputados. (2021). *Promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad*. <https://www.camara.cl/legislacion/ProyectosDeLey/tramitacion.aspx?prmID=15219&prmBOLETIN=14731-08>
- Cámara de diputadas y diputados. (2022). *Proyecto de Ley: Establece una Ley Marco sobre Ciberseguridad e Infraestructura Crítica de la Información*. <https://www.camara.cl/legislacion/ProyectosDeLey/tramitacion.aspx?prmID=15344&prmBOLETIN=14847-06>
- Carbon Trust. (2019). *Digital Technologies for Energy Management: Final Report*.
- Castro, M. A. L. (2020). Urban microgrids: benefits, challenges, and business models. *The Regulation and Policy of Latin American Energy Transitions*, 153–172. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819521-5.00009-7>
- Centro de Energía, & Universidad de Chile. (2018). *Informe Análisis Alternativas para la adopción de estándares para el Sistema de Medición, Monitoreo y Control*.
- Centro de Innovación. (2021). *Plataforma Pulse ha registrado más de 500 GWh renovables en sus primeros seis meses*. <https://centrodeinnovacion.uc.cl/plataforma-pulse-ha-registrado-mas-de-500-gwh-renovables-en-sus-primeros-seis-meses/>
- Chen, D., Yang, Z., Guan, T., & Ding, B. (2016). *The Differentiation Analysis between Smart Substation and Comprehensive Automation Substation*. 454–457. <https://doi.org/10.2991/ICEEP-16.2016.77>

- Cho, N., Bhat, R., & Lee, J. H. (2015). Field experience of distribution automation system (DAS) in Korea electric power corporation (KEPCO). *Proceedings - 2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies, EDST 2015*, 307–312. <https://doi.org/10.1109/SEDST.2015.7315226>
- CIGRE. (2021). *PLAN DIRECTOR DE CIBERSEGURIDAD PARA EL SECTOR ELÉCTRICO 2021 – 2023*. CIGRE – Comité Chileno. <https://www.cigre.cl/plan-director-de-ciberseguridad-para-el-sector-electrico-2021-2023/>
- CISA. (n.d.). *2015 Sector-Specific Plans*. Retrieved July 8, 2022, from <https://www.cisa.gov/2015-sector-specific-plans>
- Climate Policy Database. (2005). *Korean Voluntary Emission Reduction (KVER) Program*. <https://www.climatepolicydatabase.org/policies/korean-voluntary-emission-reduction-kver-program>
- ClimateWorks. (2012, December). *Industrial Energy Efficiency: Summary of key findings from the ESI data analysis project*. https://www.climateworkscentre.org/wp-content/uploads/2019/10/climateworks_ieedap_summary_dec2012.pdf
- CNE. (2015). *ANEXO TÉCNICO: Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor*.
- CNE. (2019). *ANEXO TÉCNICO SISTEMAS DE MEDICIÓN, MONITOREO Y CONTROL*. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/08/Anexo-T%C3%A9cnico-SMMC-Agosto-2019.pdf>
- CNE. (2019a). *ANEXO TÉCNICO SISTEMAS DE MEDICIÓN, MONITOREO Y CONTROL*.
- CNE. (2019b). *NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE SERVICIO PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN*. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/Norma-T%C3%A9cnica-de-Calidad-de-Servicio-para-Sistemas-de-Distribuci%C3%B3n.pdf>
- CNE. (2020a). *ANEXO TÉCNICO Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión*.
- CNE. (2020b). *Blockchain en datos abiertos en energía de la CNE resulta finalista en Concurso Funciona! - Comisión Nacional de Energía*. <https://www.cne.cl/prensa/prensa-2020/08-agosto/blockchain-en-datos-abiertos-en-energia-de-la-cne-resulta-finalista-en-concurso-funciona/>
- CNE. (2021a). *CNE constituye Comité Consultivo para elaboración de Norma Técnica de Ciberseguridad en el sector energía*. <https://www.cne.cl/prensa/prensa-2021/12-diciembre-2021/cne-constituye-comite-consultivo-para-elaboracion-de-norma-tecnica-de-ciberseguridad-en-el-sector-energia/>
- CNE. (2021b). *NORMA TÉCNICA DE COORDINACIÓN Y OPERACIÓN*.
- Colla, V., Pietrosanti, C., Malfa, E., & Peters, K. (2020). Environment 4.0: How digitalization and machine learning can improve the environmental footprint of the steel production processes. *Matériaux & Techniques*, 108(5–6), 507. <https://doi.org/10.1051/MATTECH/2021007>

Comisión de Defensa del Senado. (2022). *Exposición de la Ministra del Interior y Seguridad Pública en la sesión de 5 de julio de 2022.*

https://www.senado.cl/appsenado/index.php?mo=comisiones&ac=sesiones_celebradas&idcomision=190&tipo=3&legi=0&ano=2022&desde=0&hasta=0&comi_nombre=de%20Defensa%20Nacional&idsesion=17846&idpunto=%%SESIONES_CELEBRADAS.IDPUNTO%%&fecha=05/07/2022&inicio=12:40&termino=13:45&lugar=Sala%20N%C2%B0%204,%20Valpara%C3%ADso&listado=2

Comisión Nacional de Energía. (2020). *ANEXO TÉCNICO Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión.*

Coordinador Eléctrico Nacional. (2020). *ESTÁNDAR DE CIBERSEGURIDAD PARA EL SECTOR ELÉCTRICO.*

https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/portales/reportes_estadisticas/Est%C3%A1ndar%20de%20Ciberseguridad%20SEEN%20Final%2020-07-2020.pdf

CORDIS. (2017). *Utility-in-a-box software platform connecting local electricity producers and consumers to foster Collaborative Energy Ecosystems*. <https://cordis.europa.eu/project/id/775445>

CORDIS. (n.d.). *Local Electricity retail Markets for Prosumer smart grid pOWER services*. Retrieved July 8, 2022, from <https://cordis.europa.eu/project/id/646476>

CPUC. (2008). *Energy Efficiency Strategic Plan*. <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/demand-side-management/energy-efficiency/energy-efficiency-strategic-plan>

Decreto-113, APRUEBA REGLAMENTO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS A LOS QUE SE REFIERE EL ARTÍCULO 72°-7 DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS (2019). <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1129970>

Decreto-13, ESTABLECE NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS (2011). <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1026808>

Decreto-37, APRUEBA REGLAMENTO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN (2021). <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1160108>

Decreto-57, APRUEBA REGLAMENTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA AUTOCONSUMO (2020). <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1149788>

Department of Commerce, M. (2014). *Minnesota Value of Solar Methodology*. <http://www.cleanpower.com/>

Department of Energy, U. (2016). *Smart Grid Investment Grant Program, Final Report*. https://energy.gov/sites/prod/files/2017/01/f34/Final%20SGIG%20Report%20-%202016-12-20_clean.pdf.

Department of Energy, U. (2022). *2020 Smart Grid System Report*. https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-05/2020%20Smart%20Grid%20System%20Report_0.pdf

Department of Energy, U. (2022). *2020 Smart Grid System Report*. https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-05/2020%20Smart%20Grid%20System%20Report_0.pdf

Department of Energy, U. (n.d.). *Fault Location, Isolation, and Service Restoration Technologies Reduce outage Impact and Duration*.

DFL-4/20018, FIJA TEXTO REFUNDIDO, COORDINADO Y SISTEMATIZADO DEL DECRETO CON FUERZA DE LEY N° 1, DE MINERIA, DE 1982, LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS, EN MATERIA DE ENERGIA ELECTRICA (2007). <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=258171&idVersion=2022-05-09&idParte=8721667>

Diario Oficial. (2017). *CVE 1363153: MINISTERIO DE DEFENSA NACIONAL APRUEBA POLÍTICA DE CIBERDEFENSA*. www.diariooficial.cl

Digital, G. (2021). *Brief: Decarbonizing Heavy Industry*. www.ge.com/digital.

DoE. (2016). *Advanced Metering Infrastructure and Customer Systems: Results from the Smart Grid Investment Grant Program*.

DoE. (n.d.). *Consumer vs Prosumer: What's the Difference?* Retrieved May 5, 2022, from <https://www.energy.gov/eere/articles/consumer-vs-prosumer-whats-difference>

el Mostrador. (2022). *Marca de lentes informa la huella de carbono y trazabilidad de cada uno de sus productos con tecnología blockchain - El Mostrador*. <https://www.elmostrador.cl/agenda-pais/2022/05/04/marca-de-lentes-informa-la-huella-de-carbono-y-trazabilidad-de-cada-uno-de-sus-productos-con-tecnologia-blockchain/>

Electric Utility Act, Pub. L. No. Act No. 17535, Statutes of the Republic of Korea (2020). https://elaw.klri.re.kr/eng_service/lawView.do?hseq=55545&lang=ENG

Energía Abierta | Comisión Nacional de Energía – Ministerio de Energía | Gobierno de Chile. (n.d.). Retrieved May 24, 2022, from <http://energiaabierta.cl/>

Energy Democracy. (2017, September 3). *Germany's "Tenant Supply Act" – Turning Tenants into Prosumers*. <https://energy-democracy.org/germanys-tenant-supply-act-2/>

Energy Networks Australia. (2017). *Electricity Network Transformation Roadmap*. <https://www.energynetworks.com.au/projects/electricity-network-transformation-roadmap/>

EO 13423, Strengthening Federal Environmental, Energy, and Transportation Management (2007). <https://www.federalregister.gov/documents/2007/01/26/07-374/strengthening-federal-environmental-energy-and-transportation-management>

EO 13636, Pub. L. No. EO 13636 (2013). <https://obamawhitehouse.archives.gov/the-press-office/2013/02/12/executive-order-improving-critical-infrastructure-cybersecurity>

EPA. (n.d.). *Facility Level GHG Emissions Data*. Retrieved July 8, 2022, from <https://ghgdata.epa.gov/ghgp/main.do#/facility/?q=Find%20a%20Facility%20or%20Location&st=&bs=&et=&fid=&sf=11001100&lowE=-20000&highE=23000000&g1=1&g2=1&g3=1&g4=1&g5=1&g6=0&g7=1&g8=1&g9=1&g10=1&g11=1&g12=1&s1=1&s2=1&s3=1&s4=1&s5=1&s6=1&s7=1&s8=1&s9=1&s10=1&s201=1&s202=1&s203=1&s204=1&s301=1&s302=1&s303=1&s304=1&s305=1&s306=1&s307=1&s401=1&s402=1&s403=1&s404=1&s405=1&s601=1&s602=1&s701=1&s702=1&s703=1&s704=1&s705=1&s706=1&s707=1&s708=1&s709=1&s710=1&s711=1&s801=1&s802=1&s803=1&s804=1&s805=1&s806=1&s807=1&s808=1&s809=1&s810=1&s901=1&s902=1&s903=1&s904=1&s905=1&s906=1&s907=1&s908=1&s909=1&s910=1&s911=1&si=&ss=&so=0&ds=E&yr=2020&tr=current&cyr=2020&ol=0&sl=0&rs=ALL>

Ernst Kuneman, William Acworth, Tobias Bernstein, & Anatole Boute. (2021). The Korea Emissions Trading System and electricity market | . *Umweltbundesamt*. <https://www.umweltbundesamt.de/en/publikationen/the-korea-emissions-trading-system-electricity>

ESCAP. (2020). *9th Basic Plan for Power Supply and Demand (BPLE) (2020-2034)* . <https://policy.asiapacificenergy.org/node/4314>

ETIP SNET. (2018). *VISION 2050 Integrating Smart Networks for the Energy Transition: Serving Society and Protecting the Environment*.

Executive Office of the President, National Science and Technology Council, & Committee on Technology. (2016). *PREPARING FOR THE FUTURE OF ARTIFICIAL INTELLIGENCE National Science and Technology Council PREPARING FOR THE FUTURE OF ARTIFICIAL INTELLIGENCE* . www.whitehouse.gov/ostp.

Executive Office of the President. (2013). *THE PRESIDENT'S CLIMATE ACTION PLAN* .

Exelon. (n.d.). *Smart electrical grid — Smart power substations*. Retrieved July 8, 2022, from <https://www.exeloncorp.com/newsroom/the-grid-of-the-future-is-taking-shape-today>

Federal Register of Legislation. (1988). *Privacy Act 1988*. <https://www.legislation.gov.au/Details/C2022C00135>

FERC. (2020). *FERC Order No. 2222: Fact Sheet*. <https://www.ferc.gov/media/ferc-order-no-2222-fact-sheet>

GBBC. (2021). *Global Standards Mapping Initiative (GSMI) 2.0 Standalone Report: South Korea*. <https://gbbcouncil.org/wp-content/uploads/2021/11/GSMI-2.0-South-Korea.pdf>

- George Gross. (2022). The Slow Progress on the Biden Administration Climate Change Program. *2022 IEEE Power and Energy General Meeting*.
- GIZ. (2020). *Prospection in Energy Digitization in Chile*.
- GLI. (2022a). *AI, Machine Learning & Big Data Laws and Regulations | Australia*. <https://www.globallegalinsights.com/practice-areas/ai-machine-learning-and-big-data-laws-and-regulations/australia>
- GLI. (2022b). *AI, Machine Learning & Big Data Laws and Regulations | Korea*. <https://www.globallegalinsights.com/practice-areas/ai-machine-learning-and-big-data-laws-and-regulations/korea>
- GLI. (2022c). *AI, Machine Learning & Big Data Laws and Regulations | USA*. <https://www.globallegalinsights.com/practice-areas/ai-machine-learning-and-big-data-laws-and-regulations/usa>
- GlobalData. (2021). *Internet of Things in Oil & Gas*.
- Gobierno de Chile. (2017). *Política Nacional de Ciberseguridad*. <https://biblioteca.digital.gob.cl/handle/123456789/738>
- Gobierno de Chile. (n.d.-a). *CSIRT*. Retrieved July 9, 2022, from <https://www.csirt.gob.cl/>
- Gobierno de Chile. (n.d.-b). *Marco de servicios del CSIRT de Gobierno*. 2021. Retrieved July 9, 2022, from <https://www.csirt.gob.cl/media/2021/10/Marco-de-servicios-del-CSIRT-de-Gobierno-1.pdf>
- Goebel, K., & Rajamani, R. (2021). Policy, Regulations and Standards in Prognostics and Health Management. *International Journal of Prognostics and Health Management*, 12(1), 1–16. <https://doi.org/10.36001/IJPHM.2021.V12I1.2908>
- Gottschalk, M., Franzl, G., Frohner, M., Pasteka, R., & Uslar, M. (2018). From Integration Profiles to Interoperability Testing for Smart Energy Systems at Connectathon Energy. *Energies 2018, Vol. 11, Page 3375, 11(12), 3375*. <https://doi.org/10.3390/EN11123375>
- Green-e. (n.d.). *Green-e® Energy*. Retrieved July 9, 2022, from <https://www.green-e.org/programs/energy>
- GRIDWISE. (n.d.). *GRIDWISE Architecture Council*. Retrieved July 8, 2022, from <https://gridwiseac.org/>
- Halubouski, D. (n.d.). *Protocol for Digitalised MRV: enhancing efficiency and trust in carbon markets*. European Bank. Retrieved July 9, 2022, from <https://www.ebrd.com/digitised-mrv-protocol.html>
- Hatziargyriou, N. (2014). *Microgrids : architectures and control*. Wiley.
- Huang, M., Liu, Z., & Tao, Y. (2020). Mechanical fault diagnosis and prediction in IoT based on multi-source sensing data fusion. *Simulation Modelling Practice and Theory*, 102, 101981. <https://doi.org/10.1016/J.SIMPAT.2019.101981>

- ICC. (2018). *International Energy Conservation Code (IECC)*. <https://codes.iccsafe.org/content/iecc2018/preface>
- IDB. (2020). *El futuro del trabajo en América Latina y el Caribe: ¿Cuál es el impacto de la automatización en el empleo y los salarios?* <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/El-futuro-del-trabajo-en-America-Latina-y-el-Caribe-Cual-es-el-impacto-de-la-automatizacion-en-el-empleo-y-los-salarios.pdf>
- IEA. (2017). *Digitalization and Energy*. <https://www.iea.org/reports/digitalisation-and-energy>
- IEA. (2017a). *Industrial Facilities Initiative (IFI)*. <https://www.iea.org/policies/664-industrial-facilities-initiative-ifi?country%5B0%5D=United+States§or%5B0%5D=Industry&topic%5B0%5D=Energy+Efficiency>
- IEA. (2017b). *Mandatory Reporting of Greenhouse Gases Rule*. <https://www.iea.org/policies/87-mandatory-reporting-of-greenhouse-gases-rule?country%5B0%5D=United+States§or%5B0%5D=Industry&topic%5B0%5D=Energy+Efficiency>
- IEA. (2019). *Energy Efficiency Opportunities Programme*. <https://www.iea.org/policies/2199-energy-efficiency-opportunities-programme>
- IEA. (2020a). *Energy Policy Review: Korea 2020*. www.iea.org/t&c/
- IEA. (2020b). *Energy Use Rationalization Act*. <https://www.iea.org/policies/392-energy-use-rationalization-act>
- IEA. (2020c). *Korea Net Metering – Policies*. <https://www.iea.org/policies/6568-korea-net-metering>
- IEA. (2021). *Korea Electricity Security Review: A joint report with the Korea Energy Economics Institute*. www.iea.org/t&c/
- IEA. (2022). *Department of Energy, Federal Fiscal Year 2022 Budget*. <https://www.iea.org/policies/13738-department-of-energy-federal-fiscal-year-2022-budget?country%5B0%5D=United+States§or%5B0%5D=Industry&topic%5B1%5D=Digitalisation>
- IEA. (n.d.). *Superior Energy Performance (SEP)*. Retrieved July 8, 2022, from <https://www.iea.org/policies/830-superior-energy-performance-sep?country%5B0%5D=United+States§or%5B0%5D=Industry&topic%5B0%5D=Energy+Efficiency>
- IMD. (2021). *World Digital Competitiveness Ranking 2021*. <https://www.imd.org/centers/world-competitiveness-center/rankings/world-digital-competitiveness/>
- IMD. (n.d.). *China and US pursuing markedly different but equally competitive digital transformations – World Competitiveness Center*. Retrieved July 8, 2022, from

<https://www.imd.org/news/updates/China-US-pursuing-markedly-different-but-equally-competitive-digital-transformations-WCC/>

Jacobs, S. B. (2016). The Energy Prosumer. *Ecology Law Quarterly*, 43(3), 519–579. <https://doi.org/10.15779/Z38XS02>

Jan Abrell, by, Betz, R., Kosch Michael Mehling, M., & Kardish Adelphi, C. (2020). *The Californian Emissions Trading System and Electricity Market: Influence of market structures and market regulation on the carbon market, Case study report*. <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

Jones, T., Quarrier, R., & Kelty, M. (2015). The Legal Basis for Renewable Energy Certificates . *Center for Resource Solutions*. www.resource-solutions.org

Jung, G. Y. (2007). *Demand-Side Management of KEPCO*.

KAIST. (2019). *State-of-the Art of Blockchain*.

Kang, T. (2020). *South Korea's Experience with Smart Infrastructure Services: Smart Grids*. IDB. <https://publications.iadb.org/publications/english/document/South-Koreas-Experience-with-Smart-Infrastructure-Services-Smart-Grids.pdf>

KEA. (2017). *Renewable Energy Implementation Plan 3020*. https://www.energy.or.kr/web/kem_home_new/energy_issue/mail_vol77/pdf/issue_180_03_01.pdf

KEA. (n.d.-a). *Energy Management System (EnMS)*. Retrieved July 9, 2022, from https://dco.energy.or.kr/renew_eng/energy/industry/enms.aspx

KEA. (n.d.-b). *Korea Voluntary Emission Reduction Program*. Retrieved July 9, 2022, from https://dco.energy.or.kr/renew_eng/climate/verification/system.aspx

KEA. (n.d.-c). *Reporting System of Energy Intensive Business*. Retrieved July 9, 2022, from https://dco.energy.or.kr/renew_eng/climate/foundation/program.aspx

KEA. (n.d.-d). *Soft Loan for Energy Saving Facilities & Tax Incentives*. Retrieved July 9, 2022, from https://dco.energy.or.kr/renew_eng/energy/industry/benefits.aspx

Kim, H. K., & Geisse, G. (1988). THE POLITICAL ECONOMY OF OUTWARD LIBERALIZATION: CHILE AND SOUTH KOREA IN COMPARATIVE PERSPECTIVE. *Asian Perspective*, 12(2), 35–68. <https://www.jstor.org/stable/42703918>

Kim, H., Kim, J. K., Song, J., Lee, J., Han, K., Shin, J., Kim, T., & Hur, K. (2019). Smart and Green Substation: Shaping the Electric Power Grid of Korea. *IEEE Power and Energy Magazine*, 17(4), 24–34. <https://doi.org/10.1109/MPE.2019.2909792>

Kim, S. (2018). *Building a blockchain-based virtual power plant in Busan...Selected in national competition*. <https://www.yna.co.kr/view/AKR20181210012700051?input=1195m>

- KISA. (2019). *Smart Energy Cybersecurity Guide*.
<https://www.kisa.or.kr/2060205/form?postSeq=8&page=1#fnPostAttachDownload>
- Korea Rep. (2018). *ENERGY USE RATIONALIZATION ACT*.
https://rise.esmap.org/data/files/library/korea,-rep./Energy%20Efficiency/Korea%20Rep._ENERGY%20USE%20RATIONALIZATION%20ACT.pdf
- Korean Law Information Center. (n.d.-a). *LAW BY CLASSIFICATION: ENERGY USE RATIONALIZATION ACT*. Retrieved July 9, 2022, from
<https://www.law.go.kr/LSW/eng/engLsAstSc.do?menuId=1&query=Energy+Use+Rationalization+Act#cptOfiAll>
- Korean Law Information Center. (n.d.-b). *LAW SEARCH: ACT ON THE ALLOCATION AND TRADING OF GREENHOUSE-GAS EMISSION PERMITS*. Retrieved July 9, 2022, from
<https://www.law.go.kr/LSW/eng/engLsSc.do?menuId=2&query=ACT%20ON%20THE%20ALLOCATION%20AND%20TRADING%20OF%20GREENHOUSE-GAS%20EMISSION%20PERMITS>
- Kristov, L. (2019). The bottom-up (R)Evolution of the electric power system: The pathway to the integrated-decentralized system. *IEEE Power and Energy Magazine*, 17(2), 42–49.
<https://doi.org/10.1109/MPE.2018.2885204>
- KSGA. (2012). *Korea, Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0*. <https://www.ksga.org/eng/Board/7062/detailView.do>
- KSGA. (2019). *Smart Grid Interoperability Standard Framework and Roadmap*. <https://www.ksga.org/sgstandard/Board/6389/detailView.do?pageIndex=1>
- KSGA. (n.d.). *Smart Grid Standardization Roadmap*. Retrieved July 9, 2022, from
<https://www.ksga.org/sgstandard/intro.do>
- Ley-18168, LEY GENERAL DE TELECOMUNICACIONES (2022).
<https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=29591&idVersion=2022-06-20&idParte=>
- Ley-20780, REFORMA TRIBUTARIA QUE MODIFICA EL SISTEMA DE TRIBUTACIÓN DE LA RENTA E INTRODUCE DIVERSOS AJUSTES EN EL SISTEMA TRIBUTARIO (2014).
<https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1067194&idVersion=2020-02-24>
- Ley-21118, MODIFICA LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS, CON EL FIN DE INCENTIVAR EL DESARROLLO DE LAS GENERADORAS RESIDENCIALES (2018).
<https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1125560>
- Ley-21210, MODERNIZA LA LEGISLACIÓN TRIBUTARIA (2020).
<https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1142667&idVersion=2020-12-31&idParte=10103107>
- Ley-21305, SOBRE EFICIENCIA ENERGÉTICA (2021).
<https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1155887>

Ley-21455, LEY MARCO DE CAMBIO CLIMÁTICO (2022). <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1177286>

Ley-21459, ESTABLECE NORMAS SOBRE DELITOS INFORMÁTICOS, DEROGA LA LEY N° 19.223 Y MODIFICA OTROS CUERPOS LEGALES CON EL OBJETO DE ADECUARLOS AL CONVENIO DE BUDAPEST (2022). <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1177743>

LO3 Energy. (n.d.). *Grid-Edge Accounting*. Retrieved July 8, 2022, from <https://lo3energy.com/grid-edge-accounting/>

LSE. (2008). *Energy Master Plan - South Korea*. <https://www.climate-laws.org/geographies/south-korea/policies/energy-master-plan>

LSE. (2016). *Framework Act on Low Carbon Green Growth, regulated by Enforcement Decree of the Framework Act on Low Carbon Green Growth - South Korea - Climate Change Laws of the World*. <https://www.climate-laws.org/geographies/south-korea/laws/framework-act-on-low-carbon-green-growth-regulated-by-enforcement-decree-of-the-framework-act-on-low-carbon-green-growth>

Manufacturing USA. (n.d.). *About Us*. Retrieved July 8, 2022, from <https://www.manufacturingusa.com/about-us>

McKinsey & Company. (2018). *The Digital Utility: New challenges, capabilities, and opportunities*. <https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/the-digital-utility>

McKinsey. (2020). *Digital transformation in energy: Achieving escape velocity*. <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/digital-transformation-in-energy-achieving-escape-velocity>

Ministerio de Economía. (2019). *Blockchain: un camino a la 4ta Revolución Industrial*. Ministerio de Economía, Fomento y Turismo. <https://www.economia.gob.cl/wp-content/uploads/2019/03/libroblockchain-VB-31AGO-v3.pdf>

Ministerio de Energía. (2019). *Informe Balance Nacional de Energía 2019*. https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/2020_informe_anual_bne_2019.pdf

Ministerio de Energía. (2021, February 13). *Ley número 21.305 Sobre eficiencia energética*. Diario Oficial de La República de Chile. <https://www.diariooficial.interior.gob.cl/edicionelectronica/index.php?date=13-02-2021&edition=42880>

Ministerio de Energía. (2021a). *Borrador: Reglamento que establece la interoperabilidad de los sistemas de carga de vehículos eléctricos*. https://energia.gob.cl/sites/default/files/borrador_reglamento_interoperabilidad_consulta_-_final.pdf

Ministerio de Energía. (2021b). *REGLAMENTO SOBRE GESTIÓN ENERGÉTICA DE LOS CONSUMIDORES CON CAPACIDAD DE GESTIÓN DE LA ENERGÍA Y DE LOS ORGANISMOS PÚBLICOS, A QUE SE REFIERE LA LEY N° 21.305*. <https://energia.gob.cl/consultas-publicas/reglamento-sobre-gestion-energetica-de-los-consumidores-con-capacidad-de-gestion-de-la-energia-y-de-los-organismos-publicos-que-se-refiere-la-ley-ndeg-21305>

Ministry of Enterprise and Innovation. (2017). *For sustainable digital transformation in Sweden-a Digital Strategy*. www.regeringen.se

MMA. (2022a). *El Modelo Adaptado por Chile para la Interoperabilidad y su Definición*.

MMA. (2022b). *Hoja de ruta para la interoperabilidad de sistemas de carga*. <https://cop25ue.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2022/02/IO-Recomm.-Plan-Region.pdf>

MOEF. (2020). *Government Releases an English Booklet on the Korean New Deal*. https://english.moef.go.kr/pc/selectTbPressCenterDtl.do?boardCd=N0001&seq=4948#fn_download

Moore, J., & Bullard, N. (2021). *BNEF Executive Factbook Power, transport, buildings and industry, commodities, food and agriculture, capital* Chief Content Officer.

Morey, M. J., & Kirsch, L. D. (2016). *RETAIL CHOICE IN ELECTRICITY: WHAT HAVE WE LEARNED IN 20 YEARS?*

MOTIE. (2016). *Expansion of Solar Electricity Generation Eligible for Remuneration up to 1 000 kW*. https://www.korea.kr/news/pressReleaseView.do?newsId=156158173&call_from=rsslink.

MOTIE. (2019). *Third Energy Master Plan*. <https://www.etrans.or.kr/ebook/05/files/assets/common/downloads/Third%20Energy%20Master%20Plan.pdf>

MOTIE. (n.d.). *Introduction | Ministry of Trade, Industry and Energy*. Retrieved August 11, 2022, from <http://english.motie.go.kr/en/am/introduction/introduction.jsp>

MSIT. (2017). *Enforcement Rules of the Information and Communication Infrastructure Protection Act*.

<https://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EC%A0%95%EB%B3%B4%ED%86%B5%EC%8B%A0%EA%B8%B0%EB%B0%98%EB%B3%B4%ED%98%B8%EB%B2%95%EC%8B%9C%ED%96%89%EA%B7%9C%EC%B9%99>

MSIT. (2020). *Information and Communication Infrastructure Protection Act*. <https://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EC%A0%95%EB%B3%B4%ED%86%B5%EC%8B%A0%EA%B8%B0%EB%B0%98%EB%B3%B4%ED%98%B8%EB%B2%95>

MSIT. (2021). *Enforcement Decree of the Information and Communication Infrastructure Protection Act*.

<https://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EC%A0%95%EB%B3%B4%ED%86%B5%EC%8B>

%A0%EA%B8%B0%EB%B0%98%EB%B3%B4%ED%98%B8%EB%B2%95%EC%8B%9C%ED%96%89%EB%A0%B9

National Grid. (2022). *The age of AI: National Grid to trial futuristic automated corrosion inspection of electricity transmission pylons*. <https://www.nationalgrid.com/age-ai-national-grid-trial-futuristic-automated-corrosion-inspection-electricity-transmission>

NCSL. (2017). *State Net Metering Policies*. <https://www.ncsl.org/research/energy/net-metering-policy-overview-and-state-legislative-updates.aspx>

Nissan. (2018). *Nissan, KEPCO and Sumitomo Electric launch VPP pilot program*. <https://usa.nissannews.com/en-US/releases/release-2ae692572371467493d83baf5751323-nissan-kepco-and-sumitomo-electric-launch-vpp-pilot-program#>

NIST. (2010). *NIST Issues First Release of Framework for Smart Grid Interoperability*. <https://www.nist.gov/news-events/news/2010/01/nist-issues-first-release-framework-smart-grid-interoperability>

NIST. (2019). *Technical Note 2042: Review of Smart Grid Standards for Testing and Certification Landscape Analysis*. <https://doi.org/10.6028/NIST.TN.2042>

NIST. (2020). *NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 4.0 (DRAFT)*.

NIST. (n.d.). *Cybersecurity Framework*. Retrieved July 8, 2022, from <https://www.nist.gov/cyberframework>

Notice of amendment of the Australian Energy Market Agreement, (2013) (testimony of ENCRC & EMM).

<https://webarchive.nla.gov.au/awa/20211005084058/https://energyministers.gov.au/publications/national-energy-customer-framework>

NREL. (2015). *Renewable Electricity: How do you know you are using it?* http://www.resource-solutions.org/pub_

NREL. (2017). *An Introduction to Retail Electricity Choice in the United States*.

NSW EPA. (n.d.). *Industrial emissions*. Retrieved July 9, 2022, from <https://www.epa.nsw.gov.au/your-environment/air/industrial-emissions>

OCCMundial. (2021). *Decodificando el talento global 2021*. <https://www.occ.com.mx/blog/empresas-transnacionales/>

Open Electricity Market. (n.d.). *Electricity Purchase Options* . Retrieved July 8, 2022, from <https://www.openelectricitymarket.sg/residential/purchase-options>

Palma-Behnke, R., Jimenez-Estevez, G. A., Saez, D., Montedonico, M., Mendoza-Araya, P., Hernandez, R., & Poblete, C. M. (2019). Lowering Electricity Access Barriers by Means of Participative

- Processes Applied to Microgrid Solutions: The Chilean Case. *Proceedings of the IEEE*, 107(9), 1857–1871. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2019.2922342>
- Pan, S., Trentesaux, D., McFarlane, D., Montreuil, B., Ballot, E., & Huang, G. Q. (2021). Digital interoperability in logistics and supply chain management: state-of-the-art and research avenues towards Physical Internet. *Computers in Industry*, 128, 103435. <https://doi.org/10.1016/J.COMPIND.2021.103435>
- Park, M., Lee, J., & Won, D. J. (2020). Demand Response Strategy of Energy Prosumer Based on Robust Optimization through Aggregator. *IEEE Access*, 8, 202969–202979. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3034870>
- PARTZ, H. (2018). *Major South Korean City to Build Blockchain-Enabled Virtual Power Plant*. <https://cointelegraph.com/news/major-south-korean-city-to-build-blockchain-enabled-virtual-power-plant>
- PJM. (2017). *Demand Response Strategy, PJM Interconnection*. www.pjm.com
- Potter, J., Stuart, E., Cappers, P., & Hawaii, †. (2018). *Barriers and Opportunities to Broader Adoption of Integrated Demand Side Management at Electric Utilities A Scoping Study*.
- Priyanshu Sachdeva. (2020). The Role of Advanced Distribution Automation in Smart Grid. *International Journal of Engineering Research And*, V9(02). <https://doi.org/10.17577/IJERTV9IS020055>
- Resolución-1318 , APRUEBA NORMA TÉCNICA SOBRE FUNDAMENTOS GENERALES DE CIBERSEGURIDAD PARA EL DISEÑO, INSTALACIÓN Y OPERACIÓN DE REDES Y SISTEMAS UTILIZADOS PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS DE TELECOMUNICACIONES (2020). <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1148274>
- Ritchie, J. (2017). Energy management systems and digital technologies for industrial energy efficiency and productivity . *Report from IEA Workshop on 12 and 13 December 2017*. www.iea.org/t&c/
- Ruiz Acevedo, A. M. (2012). *Modelo para la Implementación de Mantenimiento Predictivo en las Facilidades de Producción de Petróleo* [Universidad Industrial de Santander]. [http://oilproduction.net/files/Mantenimiento%20Basado%20en%20Condici%C3%B3n%20\(MBC\).pdf](http://oilproduction.net/files/Mantenimiento%20Basado%20en%20Condici%C3%B3n%20(MBC).pdf)
- Ryu, J., & Kim, J. (2020). Demand Response Program Expansion in Korea through Particulate Matter Forecasting Based on Deep Learning and Fuzzy Inference. *Energies 2020*, Vol. 13, Page 6393, 13(23), 6393. <https://doi.org/10.3390/EN13236393>
- S.2333, Pub. L. No. S.2333 (2019). <https://www.congress.gov/bill/116th-congress/senate-bill/2333>

- S.3600, Strengthening American Cybersecurity Act of 2022 (2022). <https://www.congress.gov/bill/117th-congress/senate-bill/3600/text?r=3&s=2#toc-id1E3C7124ACBA4C4986D04F51AD1E8045>
- SB 131, Pub. L. No. SB 131, An Act relating to net energy metering for retail electricity suppliers and customers. Retrieved August 11, 2022, from <https://www.akleg.gov/basis/Bill/Text/26?Hsid=SB0131A>
- SB-1339, Electricity: microgrids: tariffs (2018). https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billTextClient.xhtml?bill_id=201720180SB1339
- SB-594, Pub. L. No. SB-594, Energy: net energy metering (2012). https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billNavClient.xhtml?bill_id=201120120SB594
- SEGPRES. (2020). *Mensaje No. 156-368: PROYECTO DE LEY QUE ESTABLECE EL DERECHO A LA PORTABILIDAD ELECTRICA*. <https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=14109&prmTIPO=INICIATIVA>
- SIEW. (n.d.). *Strengthening Energy Resilience through Innovation and Cooperation*. Retrieved July 8, 2022, from <https://www.siew.gov.sg/articles/detail/2020/10/28/siew-energy-insights-strengthening-energy-resilience-through-innovation>
- Smart Nation Singapore*. (n.d.). Retrieved August 16, 2020, from <https://www.smartnation.gov.sg/Society 5.0>
- Society 5.0. (n.d.). Retrieved August 16, 2020, from https://www8.cao.go.jp/cstp/english/society5_0/index.html
- South Australia. (2013). *Statutes Amendment (Smart Meters) Act 2013*.
- South Australia. (2022a). *National Electricity Amendment (Regulated stand-alone power systems) Rule 2022*. <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2022-02/SAPS%20NER%20amending%20rule%20final%202022.pdf>
- South Australia. (2022b). *National Energy Retail Amendment (Regulated stand-alone power systems) Rule 2022*. <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2022-02/SAPS%20NERR%20amending%20rule%20final%202022.pdf>
- Standards Australia. (2014). *AS/NZS 3598.2:2014*. <https://www.standards.org.au/standards-catalogue/sa-snz/other/en-001/as-slash-nzs--3598-dot-2-colon-2014>
- Stanton, T. (2020). MICROGRIDS POLICY PROGRESS IN THE STATES. *8th Annual HOMER International Microgrid Conference*, 14, 2020. <https://microgridconference.com/wp-content/uploads/2020/10/20201010-Stanton-Microgrid-Policy-v4.pdf>
- Stavropoulos, P., Foteinopoulos, P., Papacharalampopoulos, A., & Bikas, H. (2018). Addressing the challenges for the industrial application of additive manufacturing: Towards a hybrid solution. *International Journal of Lightweight Materials and Manufacture*, 1(3), 157–168. <https://doi.org/10.1016/J.IJLMM.2018.07.002>

- SunPower. (n.d.). *Virtual Power Plants (VPP)*. Retrieved July 8, 2022, from <https://us.sunpower.com/homeowners/programs>
- Superintendencia del Medio Ambiente. (2016). *Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la ley N°20.780*. <https://portal.sma.gob.cl/wp-content/uploads/download-manager-files/Titulo%20%20Medicion.pdf>
- TEPCO. (n.d.). *Engineering Service: Distribution Automation System (DAS)*. Retrieved July 8, 2022, from <https://www.jase-w.eccj.or.jp/technologies/index.html>
- Tesla. (n.d.). *Join the Tesla Virtual Power Plant (Beta)*. Retrieved July 8, 2022, from <https://www.tesla.com/support/energy/powerwall/own/california-virtual-power-plant>
- Trivedi, G., & Karelia, N. (2018). Smart Substation Technologies for Future Development in Recent Era. *Proceedings of the 3rd International Conference on Communication and Electronics Systems, ICCES 2018*, 758–761. <https://doi.org/10.1109/CESYS.2018.8724061>
- Tzani, D., Stavrakas, V., Santini, M., Thomas, S., Rosenow, J., & Flamos, A. (2022). Pioneering a performance-based future for energy efficiency: Lessons learnt from a comparative review analysis of pay-for-performance programmes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 158, 112162. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2022.112162>
- UK Dept. BEIS. (2021). *Domestic energy retail consultation: Opt-in switching and testing opt-out switching*. <https://www.gov.uk/government/consultations/warm-switching>
- US Department of Energy. (n.d.). *The Smart Grid*. Retrieved May 5, 2022, from https://www.smartgrid.gov/the_smart_grid/smart_grid.html
- US DHS. (2009). *Recommended Practice: Developing an Industrial Control Systems Cybersecurity Incident Response Capability*.
- US DHS. (2015). *Energy Sector-Specific Plan*.
- US DoE. (2015). *A Glimpse of the Future Grid through Recovery Act Funding*.
- US DOE. (2016a). *Advanced Metering Infrastructure and Customer Systems: Results from the Smart Grid Investment Grant Program*.
- US DOE. (2016b). *Distribution Automation: Results from the Smart Grid Investment Grant Program*.
- US DoE. (2018). *CYBERSECURITY STRATEGY*.
- US DoE. (2022). *2020 Smart Grid System Report*.
- US DoE. (n.d.). *Cybersecurity Capability Maturity Model (C2M2)*. Retrieved July 8, 2022, from <https://www.energy.gov/ceser/cybersecurity-capability-maturity-model-c2m2>
- US DOE. (n.d.-a). *About Better Plants | Better Buildings Initiative*. Retrieved July 8, 2022, from <https://betterbuildingsolutioncenter.energy.gov/better-plants/about>

- US DOE. (n.d.-b). *Superior Energy Performance*. Retrieved July 8, 2022, from <https://www.energy.gov/eere/amo/superior-energy-performance>
- US EPA. (n.d.-a). *CDX Home | Central Data Exchange*. Retrieved July 9, 2022, from <https://cdx.epa.gov/>
- US EPA. (n.d.-b). *EMC: Continuous Emission Monitoring Systems*. Retrieved July 9, 2022, from <https://www.epa.gov/emc/emc-continuous-emission-monitoring-systems>
- US EPA. (n.d.-c). *GHGRP Data Relevant to the AIM Act*. Retrieved July 8, 2022, from <https://www.epa.gov/ghgreporting/ghgrp-data-relevant-aim-act>
- US EPA. (n.d.-d). *Greenhouse Gas Reporting Program (GHGRP)* . Retrieved July 8, 2022, from <https://www.epa.gov/ghgreporting>
- US EPA. (n.d.-e). *HFC Allocation Rule Reporting and Recordkeeping*. Retrieved July 9, 2022, from <https://www.epa.gov/climate-hfcs-reduction/hfc-allocation-rule-reporting-and-recordkeeping>
- US EPA. (n.d.-f). *Protecting Our Climate by Reducing Use of HFCs*. Retrieved July 9, 2022, from <https://www.epa.gov/climate-hfcs-reduction>
- US EPA. (n.d.-g). *Renewable Energy Tracking Systems*. Retrieved July 8, 2022, from <https://www.epa.gov/green-power-markets/renewable-energy-tracking-systems>
- Vasta, K. (2021). *BNEF National Industrial Digitalization Ranking 2021*. https://www.linkedin.com/pulse/bnef-national-industrial-digitalization-ranking-2021-kirti-vasta/?trk=public_profile_article_view
- Warwick, W. M. (2000). *A Primer on Electric Utilities, Deregulation, and Restructuring of U.S. Electricity Markets*.
- Weigel, P., & Fishedick, M. (2019). Review and Categorization of Digital Applications in the Energy Sector. *Applied Sciences*, 9(24), 5350. <https://doi.org/10.3390/app9245350>
- Western Australia. (2016). *Continuous Emission Monitoring System (CEMS) Code for Stationary Source Air Emissions GUIDELINE i Continuous Emission Monitoring System (CEMS) Code for Stationery Source Air Emissions*. www.der.wa.gov.au
- Wilkinson, S., Hojkova, K., Eon, C., Morrison, G. M., & Sandén, B. (2020). Is peer-to-peer electricity trading empowering users? Evidence on motivations and roles in a prosumer business model trial in Australia. *Energy Research & Social Science*, 66, 101500. <https://doi.org/10.1016/J.ERSS.2020.101500>
- World Bank Group. (n.d.). *Digital Government Policy and Best Practices of Korea*. Retrieved July 9, 2022, from <https://olc.worldbank.org/content/digital-government-policy-and-best-practices-korea>
- World Bank. (n.d.). *KoDi: Korea Digital Development Program*. Retrieved July 9, 2022, from <https://www.worldbank.org/en/programs/kodi/overview>

World Economic Forum. (2016, January 14). *The Fourth Industrial Revolution: what it means and how to respond*. <https://www.weforum.org/agenda/2016/01/the-fourth-industrial-revolution-what-it-means-and-how-to-respond/>