



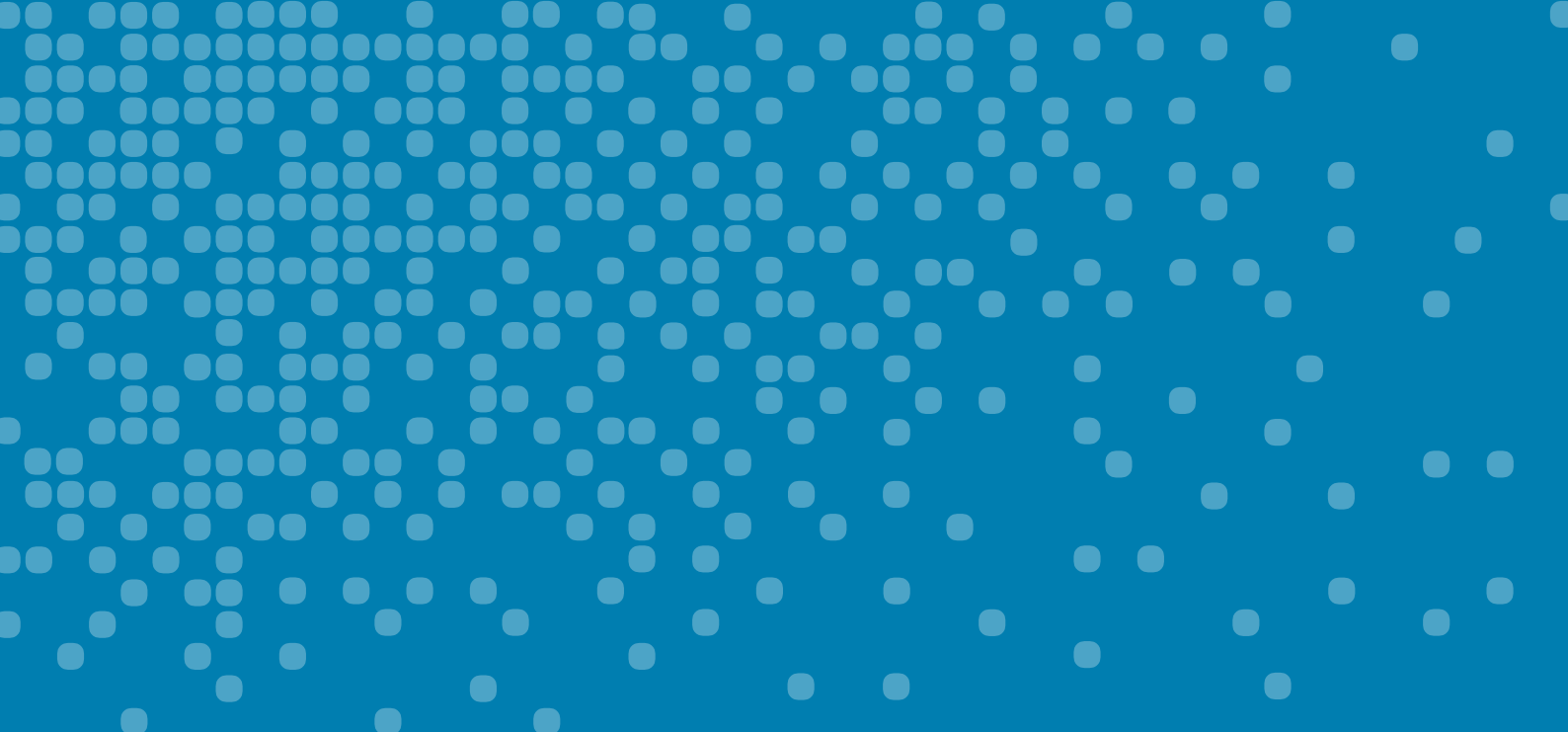
# Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada

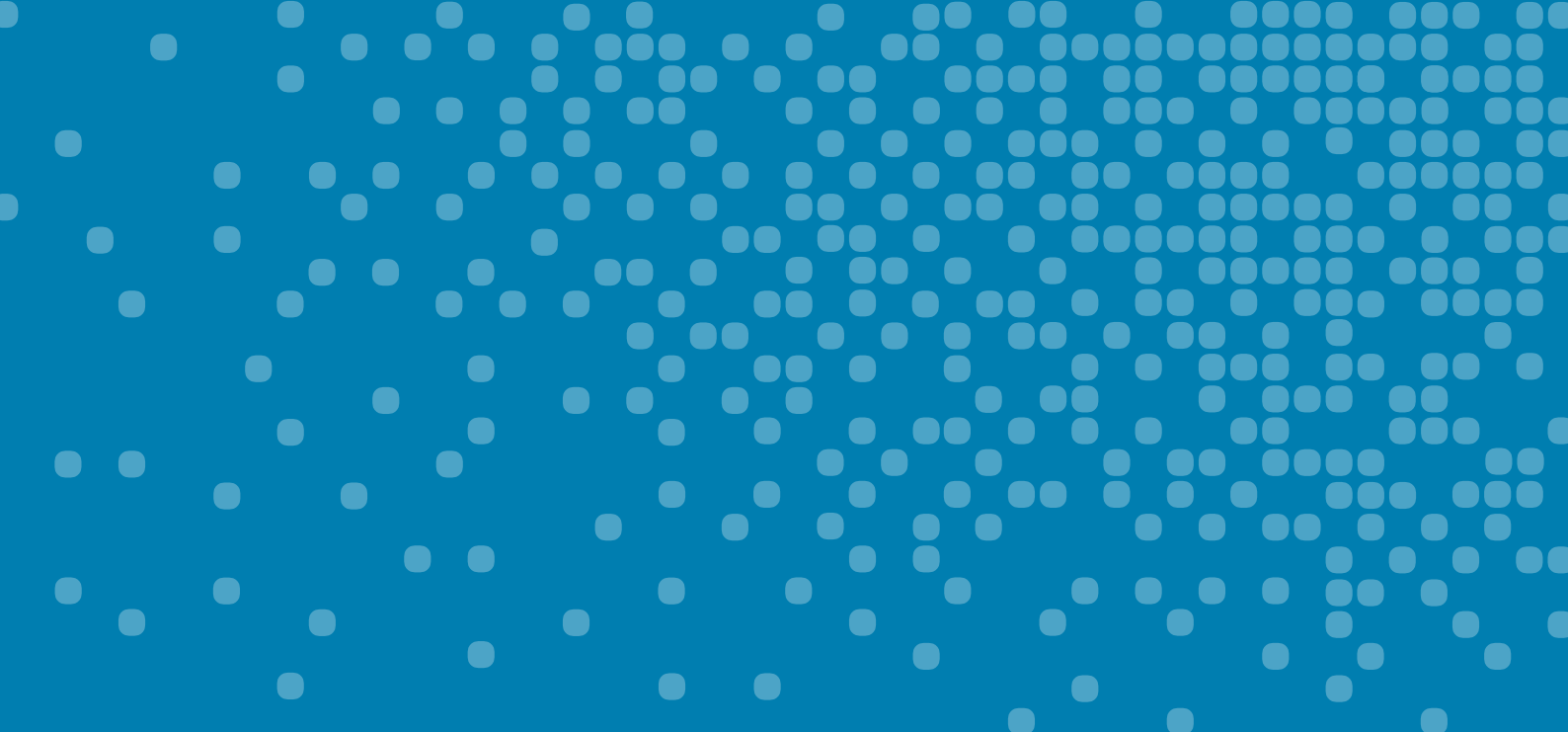
*Visión del Coordinador Eléctrico Nacional*

Junio 2022



**COORDINADOR**  
ELÉCTRICO NACIONAL





**Bienvenidos**





## Introducción

---

**E**l Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional de Chile (Coordinador), como ente técnico, independiente y autónomo encargado de la operación segura y económica del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), se ha propuesto como visión corporativa, ser una institución reconocida por su excelencia técnica, servicio y por su contribución a un sistema eléctrico sostenible, lo cual implica ser facilitadores de la transición hacia una matriz energética 100% renovable. En este contexto, el presente documento pone a disposición de la industria, el regulador, grupos de interés y la ciudadanía la visión desde el ámbito de acción del Coordinador, junto con una propuesta de hoja de ruta para una transición energética segura, eficiente y centrada en los consumidores finales.

Para asegurar una transición energética eficiente, segura y confiable se requiere de un cambio sustancial en la forma de planificar y operar la red eléctrica, así como también en la forma en que se desarrolla el mercado eléctrico chileno. El Coordinador tiene un rol fundamental en contribuir e impulsar parte importante de estos cambios orientados, principalmente, a preparar la red eléctrica para que pueda operar en un escenario basado 100% en energías renovables.

La penetración de energías renovables variables (ERV) está aumentando rápidamente, habiendo alcanzado en el año 2021 niveles de aproximadamente 22% de participación en términos de energía y 62% en participación instantánea de potencia a la hora de máxima penetración de energía renovable variable. Se prevé que esta tendencia, con altos niveles de inserción de ERV, continúe y se profundice en los próximos años.

Los estudios y análisis realizados por el Coordinador, así como la rápida evolución de nuevas tecnologías, permiten concluir que una participación de energías renovables del 100% a partir del año 2030, es altamente desafiante de alcanzar, pero posible. Para viabilizar este escenario de transición energética acelerada, es necesario se cumplan las condiciones habilitantes que permitan a la red eléctrica integrar nuevas tecnologías, se realicen las inversiones necesarias en generación renovable, almacenamiento y recursos de red para asegurar el abastecimiento de la demanda las 24 horas al día los 365 días del año, y se implementen los cambios regulatorios necesarios para alcanzar dicho objetivo.

Para lograr los cambios estructurales requeridos en esta transición, se necesitará de la colaboración, esfuerzo y compromiso de toda la industria, actuando con sentido de urgencia y buscando un amplio consenso para diseñar un sistema que permita cumplir con esta visión de manera oportuna y ordenada, y con resultados positivos para todos los usuarios de energía eléctrica, quienes deben ser el centro de toda toma de decisiones.

Esta hoja de ruta, que proponemos a las autoridades, empresas coordinadas, grupos de interés y ciudadanía, resume la visión del Coordinador para una transición energética acelerada, junto con las iniciativas, propuestas, y decisiones mínimas necesarias para preparar el sistema eléctrico y posibilitar un escenario de generación 100% renovable, a cualquier hora del día, al contar del año 2030.







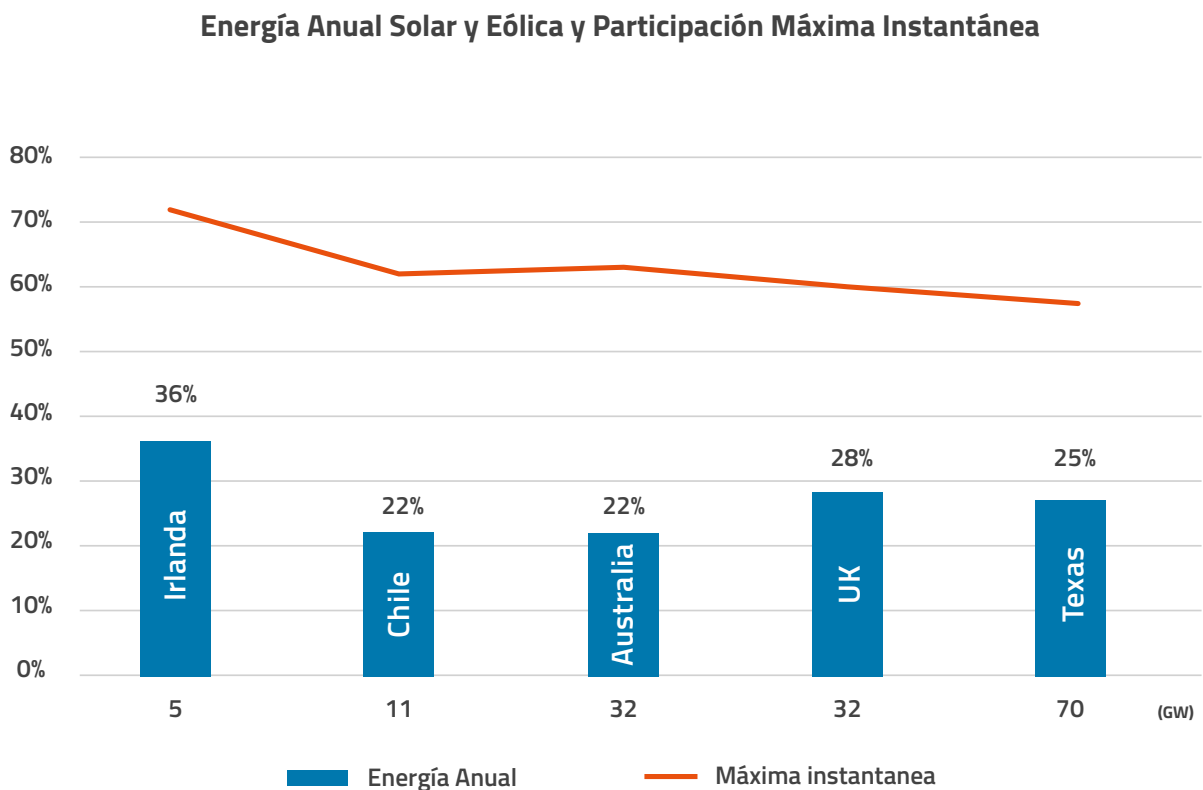
## Objetivo

### El propósito de la presente Hoja de Ruta es:

- Contribuir a la transición energética en nuestro rol de operador independiente y autónomo del SEN.
- Promover la discusión y colaboración abierta y transparente con la industria y grupos de interés sobre las acciones requeridas para planificar, desarrollar y operar un sistema y mercado eléctrico bajo un escenario de generación 100% renovable.
- Difundir las conclusiones, resultados, ideas y prioridades identificadas por el Coordinador en los estudios realizados a la fecha en materia de descarbonización y seguridad de suministro.
- Definir las decisiones estratégicas claves requeridas en el corto y mediano plazo para viabilizar un sistema con participación 100% renovable, seguro y confiable al año 2030.
- Destacar la necesidad de trabajar de forma colaborativa y abierta para identificar e implementar los cambios necesarios, reducir las brechas y remover barreras no económicas para lograr una transición energética justa.

Figura 1

Participación de ERV anual y máxima instantánea a nivel global





## Contexto

### Transición Energética Acelerada

El SEN está experimentando una profunda transformación, a una escala y un ritmo sin precedentes, y se esperan en el corto plazo, condiciones operacionales desafiantes que no se han experimentado en el pasado en nuestro país ni en otros sistemas eléctricos de escala comparable a nivel internacional.

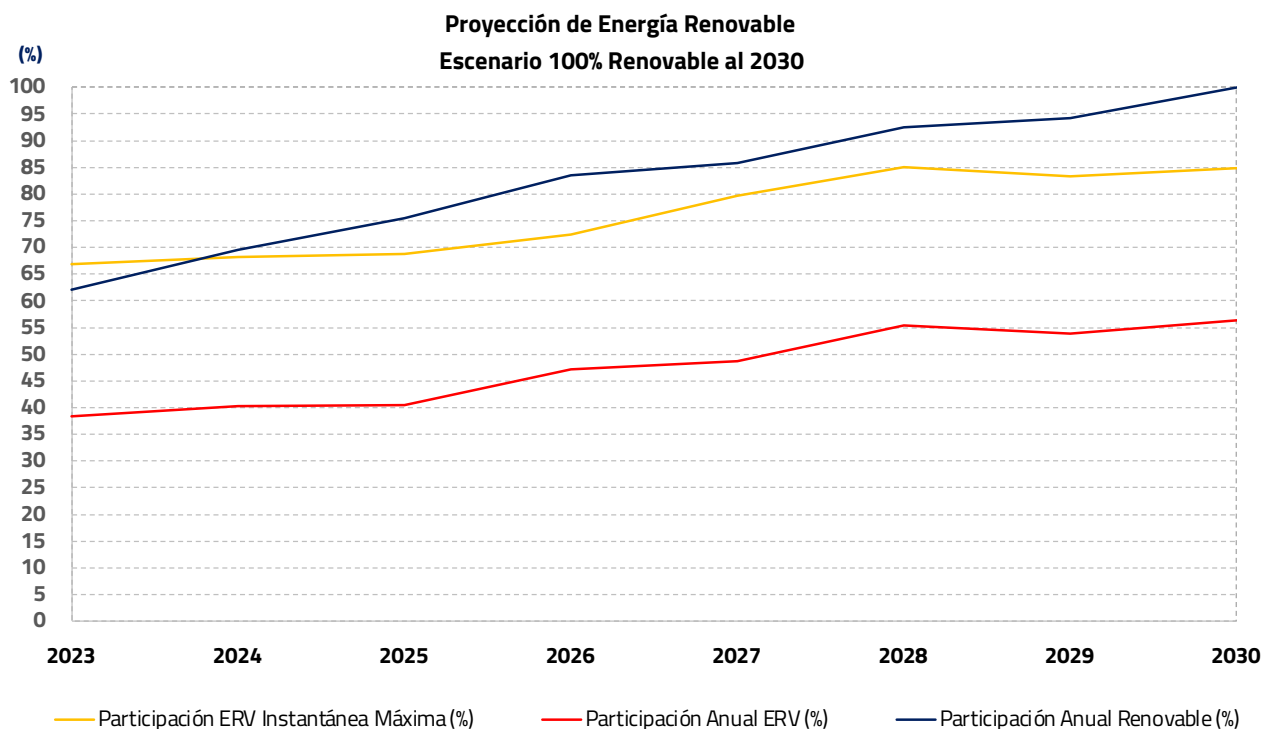
Como referencia, en la Figura N° 1 se observa la participación de ERV en la matriz energética en países con altos niveles de inserción instantánea de ERV. En el caso de Chile, la participación de energía renovable variable, solar FV y eólica, anual alcanzó un 22% el año 2021; y la máxima participación renovable variable

instantánea en el mismo año llegó a un 62%. Es importante notar que los valores instantáneos indicados corresponden a valores globales a nivel sistema, que podrían alcanzar el 100% en algunas zonas del país, superando los niveles identificados como seguros desde el punto de vista de la [estabilidad del sistema](#)

La Figura N° 2, por su parte, presenta una proyección al año 2030 de la participación de generación anual e instantánea de ERV para fuentes renovables para un escenario de transición energética acelerada.

Figura 2

Proyección de Participación de ERV anual y máxima instantánea – Escenario 100% Energía Renovable al 2030



## Diseñando la red eléctrica del futuro

El tránsito hacia las condiciones operativas que surgirían en los próximos años requerirá necesariamente que el diseño del sistema eléctrico considere un salto sustancial en su nivel de seguridad, fortaleza y flexibilidad. Esta hoja de ruta formula la escala de transformación requerida y horizonte para lograr dicho objetivo.

La red eléctrica del futuro deberá soportar dinámicas cada vez más complejas en la transición, pasando desde el uso de recursos principalmente síncronos convencionales a recursos basados en electrónica de potencia o inversores (Inverter-based Resources - IBR), equilibrando volúmenes crecientes e inciertos de ERV. Asimismo, deberá permitir una operación cada vez más descentralizada, dada por la creciente integración de energía proveniente de recursos energéticos distribuidos (Distributed Energy Resources - DER). Además, esta transformación ocurre acompañada de un proceso de electrificación del consumo en la industria, transporte y otros usos finales, que implicará duplicar la demanda de energía eléctrica al año 2050.

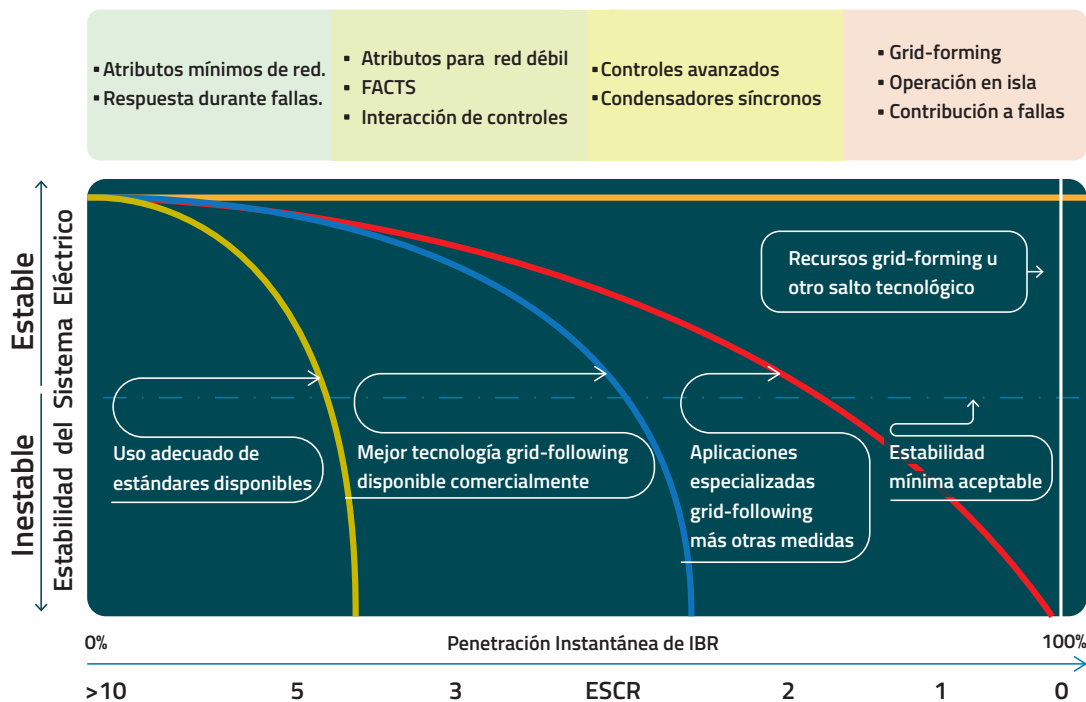
La Figura N° 3 muestra el cambio de paradigma y la evolución tecnológica necesaria para hacer frente a los desafíos, desde el punto de vista de la estabilidad del sistema eléctrico, introducidos por una alta participación instantánea de [ERV en sistemas débiles](#) con baja participación de generación síncrona, como sería el caso del SEN.

El camino hacia el sistema eléctrico del futuro, con participación 100% de energías renovables, debe ser diseñado cuidadosamente, de forma de garantizar la operación segura y económica en todo momento durante la transición, pero teniendo en mente el objetivo final esperado.

**Figura 3**

*Transición tecnológica requerida para un sistema con 100% de ERV*

*Fuente: Ref.ESIG,2022*





Como se muestra en la Figura N° 4, el sistema eléctrico actual no fue diseñado para la transición disruptiva que enfrentamos en la actualidad y que se intensificará en los próximos años. Si bien algunos enfoques tradicionales heredados podrían mantenerse en el corto plazo, las limitaciones estructurales inherentes no debieran limitar el ritmo de la transición.

Es fundamental que el diseño de la red eléctrica del futuro, la cual deberá tener un cambio radical en sus capacidades y recursos, se inicie a la brevedad, principalmente debido a:

- La magnitud del desafío y alcance del trabajo a realizar para materializar los cambios requeridos y la necesidad de coordinar acciones en distintos ámbitos, incluyendo, entre otros: planificación, regulación, inversión, desarrollo de ingeniería y operación.

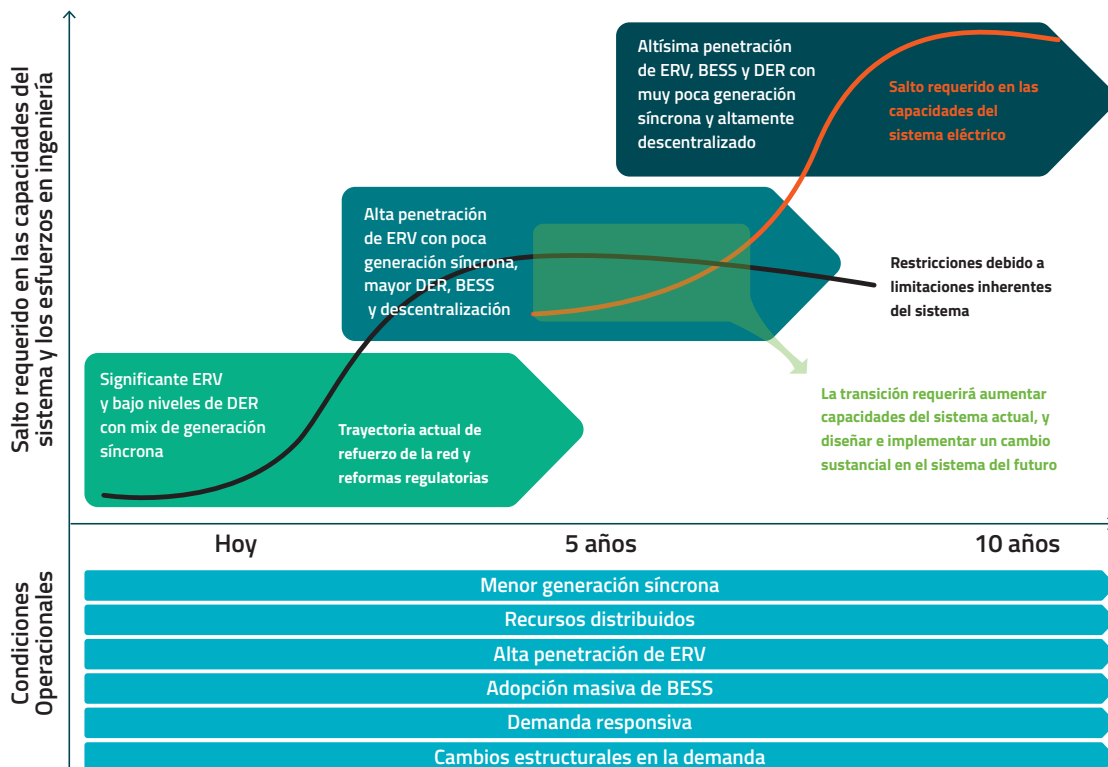
- El ritmo acelerado que pueden adquirir los cambios en curso y el riesgo que significaría para los consumidores una transición desordenada, restringida e ineficiente.

- Los altos riesgos para la operación del sistema en caso de que no se actúe a tiempo, por no contar con las herramientas adecuadas para gestionar de forma segura, confiable y costo-efectiva las nuevas condiciones operacionales que se presentarán en el sistema eléctrico.

Figura 4

Incremento de capacidades requeridas bajo nuevas condiciones operacionales

Fuente: Ref. AEMO, 2021





Para visualizar el orden de magnitud del desafío desde el punto de vista de las inversiones requeridas para viabilizar una transición energética acelerada, la Figura N°5 muestra la capacidad instalada por fuentes renovables requerida para un escenario 100% renovable al año 2030.

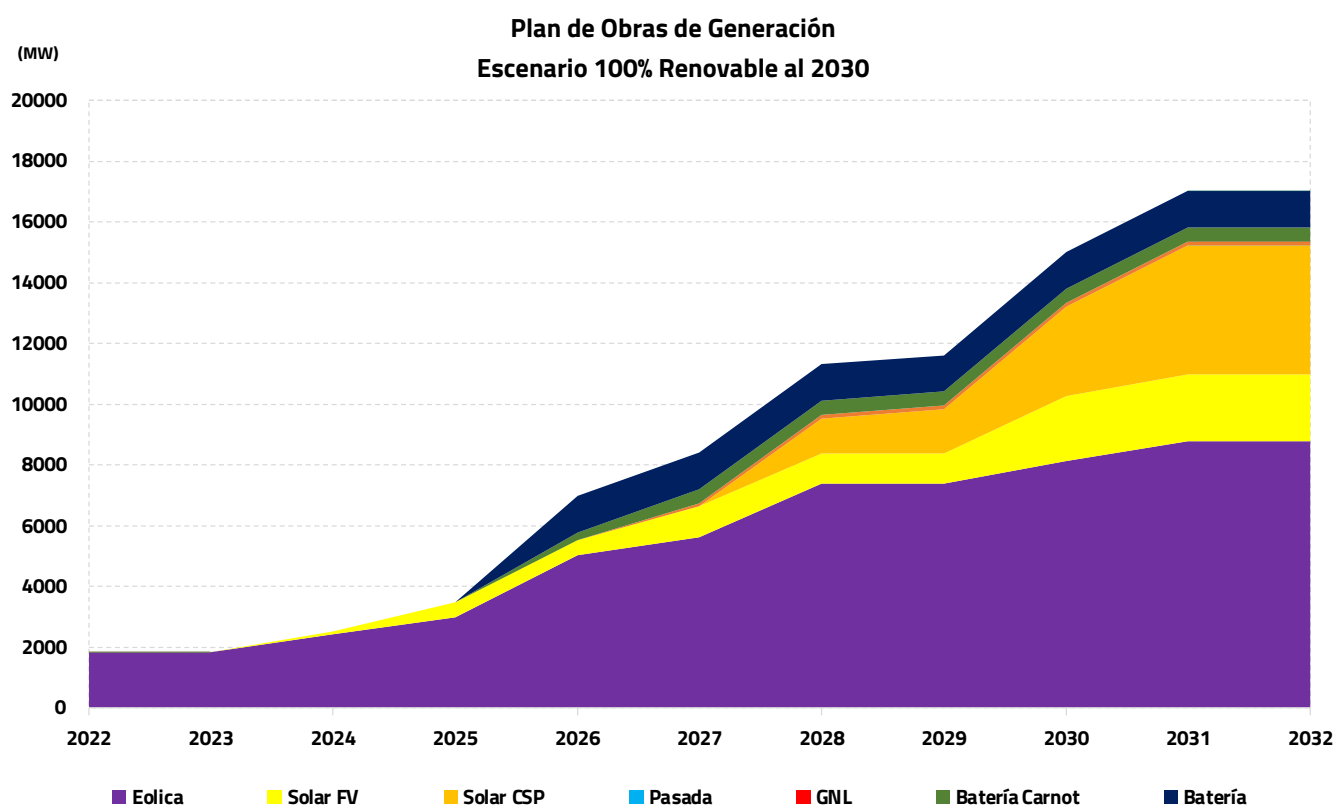


Figura 5

Capacidad Instalada Proyectada – Escenario 100% Energía Renovable al 2030







## Estudios y análisis desarrollados

---

El Coordinador ha realizado una serie de estudios técnicos y económicos en los últimos años, con el apoyo de expertos internacionales, para determinar los efectos del proceso de descarbonización en el sistema eléctrico e identificar los desafíos operacionales, así como las brechas que es necesario abordar para una descarbonización acelerada.

El primer estudio, realizado en el año 2019, permitió determinar el impacto en la operación del sistema y en los costos marginales de energía en un horizonte de largo plazo, así como cuantificar las inversiones necesarias de ejecutar para posibilitar un proceso de descarbonización al año 2040. [El segundo estudio, realizado el año 2021](#), permitió identificar las condiciones operacionales del sistema y las medidas de mitigación necesarias en escenarios con altos niveles de energía renovable variable para el año 2022 y el periodo 2025-2030. Adicionalmente, durante el proceso de licitación del proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre, se realizaron estudios de planificación de largo plazo y estudios técnicos operacionales para escenarios con alta inserción de energía renovable proyectados a los años 2030 y 2035, los que permitieron identificar las condiciones habilitantes y las especificaciones del proyecto HVDC para una operación segura y confiable del sistema.

Las áreas de planificación y prospectiva del Coordinador tienen como función monitorear de manera permanente las nuevas tecnologías disponibles en el mercado en sus distintas etapas de madurez. [Es así como en el año 2019 se realizó un estudio prospectivo](#), en conjunto con GIZ, para evaluar la factibilidad de reconversión de centrales térmicas en base a combustibles fósiles a centrales renovables en base a la tecnología denominada batería de Carnot o batería térmica.

Los equipos del Coordinador han colaborado en iniciativas impulsadas por el Ministerio de Energía en conjunto con GIZ, entre las que se incluye un [estudio realizado el año 2021](#), que analiza distintas alternativas tecnológicas en base a electrónica de potencia que aporten servicios de seguridad, tales como inercia sintética, al SEN, entre las que se encuentra la tecnología formadora de red o grid-forming.

Anualmente, desde 2017, el Coordinador publica un estudio de planificación que da respaldo a la Propuesta Anual de Expansión de la Transmisión que contiene la visión de desarrollo de escenarios de obras de generación y crecimiento de la demanda eléctrica para los próximos 20 años y que permite promover las obras de transmisión necesarias de iniciar en el año siguiente. En 2021 y 2022 se ha incorporado en este estudio, la proyección de demanda por electromovilidad y la entrada de DER en los sistemas de distribución.

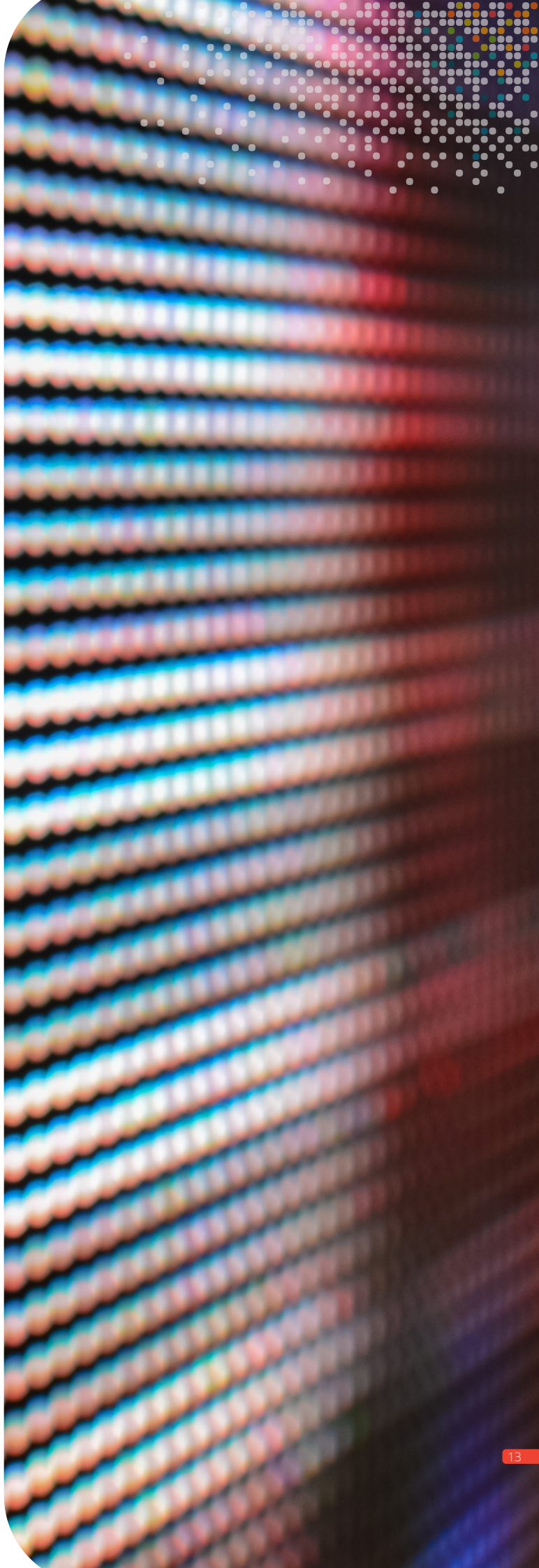


## *Innovación y colaboración*

---

En el marco de la función del Coordinador de promover la innovación, investigación y desarrollo en el sistema eléctrico, durante los años 2021 y 2022 se suscribieron acuerdos de colaboración con destacadas empresas internacionales expertas en el desarrollo de tecnologías disruptivas y de software avanzado y equipamiento de simulación en tiempo real de última generación, entre las que destacan la empresa norteamericana [Google X, The Moonshot Factory](#) y las empresas canadienses [EMTP®](#) y [OPAL-RT](#). Estas alianzas estratégicas permitirán el desarrollo de herramientas avanzadas para el apoyo de los procesos de planificación y operación que desarrolla el Coordinador con miras a los desafíos que impondrá el sistema eléctrico del futuro con 100% de generación renovable.

---



## Diagnóstico

---

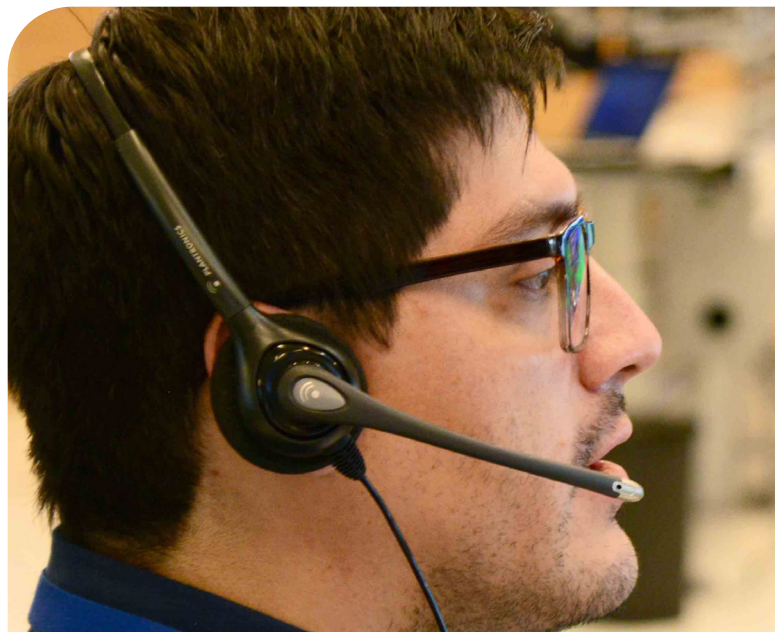
*Como resultado de los análisis realizados por el Coordinador, se identificaron las siguientes brechas y decisiones requeridas para alcanzar un sistema eléctrico con participación de generación 100% renovable al año 2030.*

### **Decisiones Fundamentales**

Es necesario adoptar decisiones urgentes con relación al desarrollo futuro del SEN, el cual fue originalmente concebido y diseñado en torno a la utilización de grandes máquinas generadoras síncronas convencionales que proveen servicios y fortaleza de red. En el marco de la transición energética, se está produciendo un cambio radical en la forma en que producimos y consumimos electricidad y en el tipo de tecnologías que primarán en el SEN. Esto dará origen a escenarios operacionales altamente complejos y desconocidos.

Se requieren reformas regulatorias profundas al diseño y funcionamiento del mercado eléctrico, a la forma como se desarrolla y planifica la red, y a las especificaciones y requerimientos técnicos de las nuevas tecnologías que habilitarán la transición energética. Asimismo, se requiere revisar los incentivos de corto, mediano y largo plazo para atraer las inversiones e incentivar las modificaciones físicas de instalaciones existentes, de forma tal que permitan una integración segura, confiable, y costo-efectiva de energías renovables.

Por lo tanto, es necesario adoptar decisiones sobre la arquitectura, flexibilidad, robustez y resiliencia que requerirá el sistema eléctrico para garantizar una transición energética segura, eficiente y costo-efectiva, bajo un enfoque de riesgos y centrada en los usuarios finales. Dentro de los riesgos destacan la lentitud en la implementación de reformas regulatorias, señales y decisiones de inversión, los atrasos de los proyectos, y los efectos del cambio climático, como sequías extremas y desastres naturales intensos, entre otros.







### **Llamado a la Acción**

El SEN está cambiando más rápido que nunca, la complejidad, incertidumbre y variabilidad aumentan constantemente, mientras que la tecnología y los nuevos modelos de negocio innovadores superan el ritmo de la planificación de la red y las reformas regulatorias.

Los tomadores de decisiones deben actuar con sentido de urgencia en definir prioridades, tiempos y enfoques para alinear esfuerzos adicionales que son claves para la transición. Los enfoques para el diseño, decisiones de inversión y construcción o reconversión de activos deberán adaptarse prontamente para seguir el ritmo y la velocidad de la transición energética. Deberán buscarse caminos paralelos para maximizar las opciones y la flexibilidad, mientras navegamos en escenarios de alta incertidumbre durante la transición.

### **Participación y Descentralización**

Se espera que la participación de los consumidores y DER en un sistema eléctrico en permanente evolución jugará un papel relevante en la transición, para lo cual debemos estar preparados. Para lo anterior, se debe buscar el compromiso de toda la industria y la sociedad en la transición energética, elemento fundamental en el desarrollo de mercados descentralizados, el desarrollo de nuevos proyectos de infraestructura y las reformas regulatorias necesarias..

### **Preparación**

Urge contar con profesionales capacitados y preparados para llevar adelante la transición energética y poder hacer frente a los desafíos y complejidades de la red del futuro. Se requiere desarrollar una mística y una nueva cultura para la transición en la industria, en donde se integren nuevas capacidades y conceptos para ampliar la visión hacia soluciones que se sustenten en la digitalización y en las nuevas tecnologías disruptivas, aportando una mirada distinta y soluciones más innovadoras.

### **Enfoque con Gestión de Riesgos**

Los enfoques de gestión de los riesgos utilizados en los procesos de planificación y operación del sistema deben ser flexibles, dinámicos y reflejar el ritmo de los cambios que enfrentamos.

Se necesita de una mirada holística e integral sobre los procesos y sistemas que sostienen la operación de la red eléctrica, así como una modelación más precisa de la misma incorporando metodologías que permitan probar las nuevas tecnologías y condiciones operacionales del sistema en un ambiente controlado. Lo anterior, con el fin de mitigar los riesgos durante las fases de implementación y operación de estas nuevas tecnologías.







## Visión del Coordinador

---

*La visión del Coordinador frente al escenario de transición energética acelerada contempla propuestas de reformas regulatorias, decisiones y acciones, consideradas necesarias para habilitar la transición hacia un escenario generación 100% renovable al año 2030. El objetivo buscado es facilitar una transición ordenada hacia un sistema futuro renovable, pero a su vez, seguro y eficiente, con resultados positivos y costo efectivos para el consumidor, quien debe estar en el centro de toda toma de decisiones.*







## Reformas a la Regulación

### *Tarificación del Mercado Mayorista*

La tarificación marginalista en base a costos declarados debe evolucionar a un esquema de mercado mayorista de generación basado en ofertas de energía, potencia y servicios complementarios de carácter vinculante. El esquema actual de tarificación del mercado mayorista presentará deficiencias y complejidades en la nueva configuración que está adquiriendo la red eléctrica y el mercado de generación con una alta inserción de energías renovables, almacenamiento y recursos distribuidos. Esto hace necesario la adopción de esquemas de mercado ampliamente utilizados a nivel internacional en base a ofertas de energía con despacho vinculante y pago por potencia de suficiencia.

### *Transmisión y Señales de Localización*

Se requiere adoptar acciones urgentes para concretar nuevos proyectos de transmisión eficientes y seguros, lo que nos permitirá transitar hacia un sistema eléctrico moderno y resiliente que sustente una transición energética acelerada. Lo anterior es particularmente relevante, debido a que los plazos de construcción de centrales de generación renovables dependen necesariamente de que estos proyectos de transmisión estén terminados.

Actualmente, la normativa no da señales de localización de mediano y largo plazo a las futuras centrales generadoras, por lo que éstas, muchas veces, se instalan en áreas congestionadas en capacidad de transmisión, limitando su aporte y forzando expansiones de la red. Resulta fundamental una asignación eficiente de los costos de transmisión entre los actores del mercado eléctrico, de forma tal que no recaiga solo en los consumidores el costo del desarrollo de la misma.

Se requiere modificar el actual esquema de asignación de pago de la transmisión, con el objetivo de entregar señales de localización a la nueva generación según el uso esperado del sistema, minimizando el riesgo de congestiones y el de desarrollar la red en forma ineficiente.



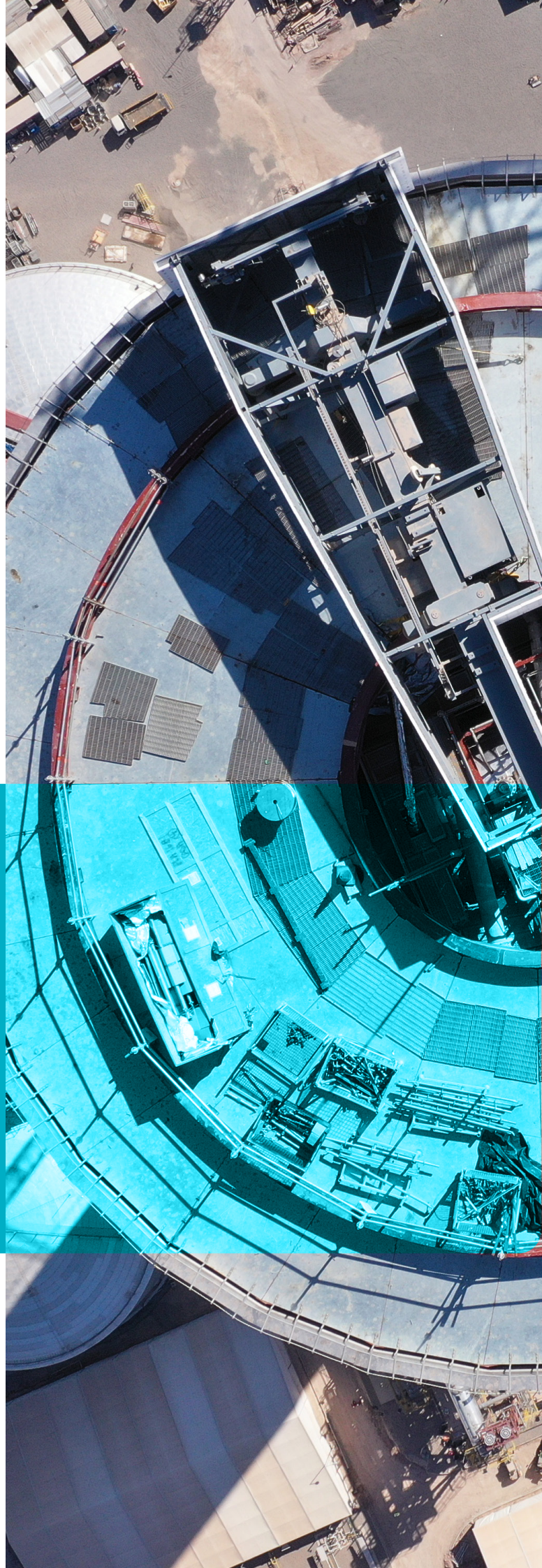


## ***Confiabilidad y Flexibilidad***

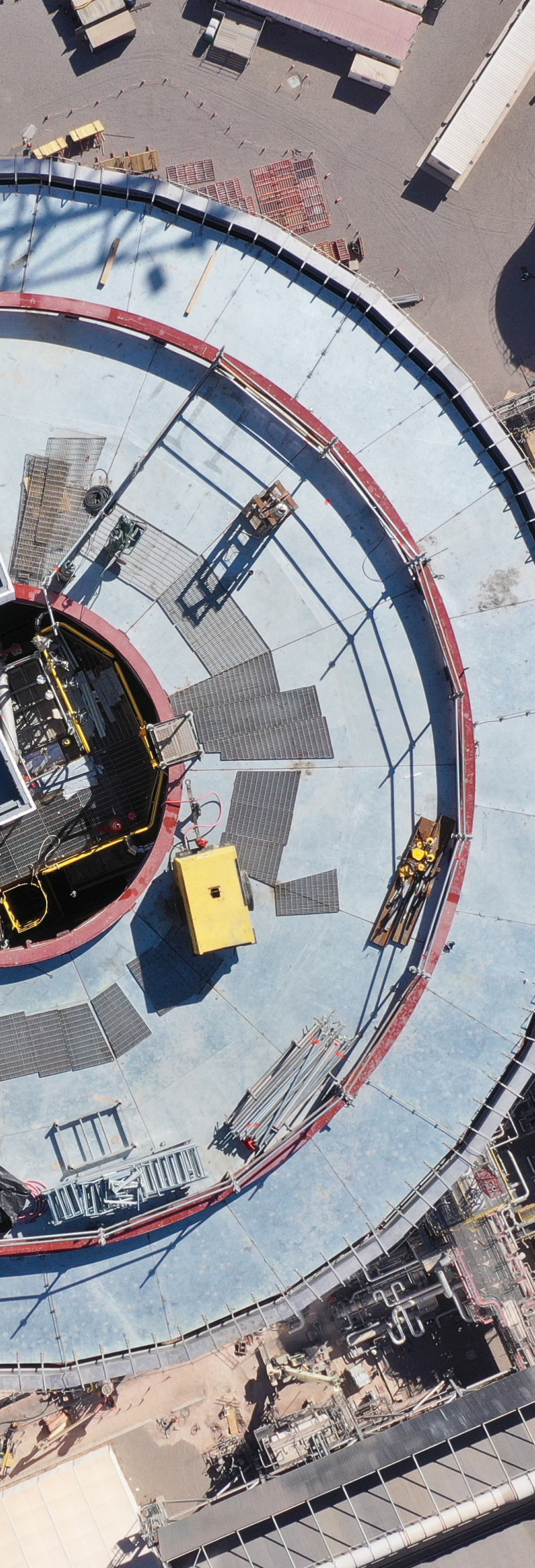
La transición energética debe ser eficiente y garantizar la confiabilidad y seguridad del suministro a los consumidores finales. En este sentido, es necesario proveer los incentivos adecuados para contar con energía eléctrica libre de emisiones 24/7, los 365 días de año, así como disponer de los atributos necesarios para asegurar la calidad del servicio. La red del futuro será cada vez más compleja de planificar y operar, en la medida que se reemplacen las tecnologías de generación síncronas convencionales por nuevas tecnologías renovables en base electrónica de potencia. La incorporación de sistemas de almacenamiento y otras tecnologías de tipo formadores de red (grid-forming), permitirán contar con los atributos de seguridad y flexibilidad que el sistema necesita, lo que también requiere de una revisión de la regulación vigente para fomentar su incorporación al sistema eléctrico, así como definir las exigencias y requerimientos mínimos que deben contener las normas técnicas para estas nuevas tecnologías.

## ***Licitaciones de Obras de Ampliación***

El actual esquema de desarrollo de las obras de ampliación de transmisión, en base a contratos EPC (Ingeniería, suministro de equipos y construcción) ha sido ineficiente, implicando mayores costos de las obras, generando incumplimientos graves de las empresas contratistas por abandono de obras. Por otra parte, se han observado importantes atrasos en la ejecución de obras de ampliación del sistema de transmisión debido a incumplimientos de las empresas proveedoras de contratos EPC. En ese sentido, dada la importancia de los sistemas de transmisión y la oportunidad de su desarrollo para una transición acelerada, es necesario modificar el esquema de obras de ampliación de los sistemas transmisión para que éstas sean ejecutadas a tiempo y con menores costos, con los adecuados mecanismos de supervisión y monitoreo del proceso de licitación de los contratos.







## *Licitaciones de Energía para Consumidores regulados*

Las licitaciones de suministro de energía para las empresas distribuidoras requieren de un nuevo diseño, alineado con los objetivos de descarbonización y transición energética hacia una matriz 100% renovable. Hasta ahora las licitaciones se han adjudicado por criterios de provisión de energía al menor precio. El proceso de descarbonización requiere que la nueva generación renovable que se incorpore no solo reemplace las fuentes de generación de energía que se retiran, sino, también, que cuente con los atributos que éstas últimas aportan a la seguridad y calidad de servicio.

Es necesario revisar el actual proceso de licitaciones de energía y evaluar la incorporación de modificaciones que permitan asegurar la provisión de todos o parte estos atributos. Se propone establecer que las soluciones de suministro adjudicadas en las licitaciones deban cumplir con el objetivo de proveer energía libre de emisiones 24/7. Asimismo, se debe evaluar la conveniencia de que las nuevas tecnologías propuestas en las licitaciones incorporen los atributos, o que tengan las capacidades, para proveer los servicios necesarios para garantizar la seguridad y calidad de servicio que el sistema requiera o, al menos, no deteriorar los niveles actuales.

Junto con lo anterior, se deberían identificar las particularidades y restricciones que se produzcan tanto a nivel global como zonal, según la localización de las energías renovables y la salida de generación en base a combustibles fósiles, evaluando la conveniencia o necesidad de establecer distinciones de acuerdo a la realidad de cada zona del SEN, único en el mundo con una topología y extensión solo comparable al sistema eléctrico de Australia.



## **Segmento de Distribución y DER**

Es necesario modernizar la normativa vigente para los sistemas de distribución de manera de aumentar la competencia en los segmentos regulados por sobre los niveles actuales, permitiendo la entrada de nuevos actores, DER y nuevos servicios de red.

La modernización de la normativa debe ir acompañada de un sustancial cambio tecnológico que incorpore inteligencia en las redes y sistemas de medición de distribución, aumentando la digitalización y visibilidad de ellas y el acceso a la información de los consumidores finales por parte de los nuevos actores. Esto, permitirá, a su vez, una mejor coordinación y gestión tanto en la operación del sistema como en el funcionamiento de los mercados de energía, potencia y servicios complementarios, considerando DER.

Se deberá evaluar la separación de la operación y mantenimiento de las redes, de la coordinación de los sistemas y DER, a través de la creación de un operador independiente del sistema de distribución, el cual garantice una operación segura y al menor costo de las redes y DER, integrado a su vez con el sistema de generación transmisión.

## **Normas Técnicas y Estándares**

Es fundamental actualizar la norma técnica vigente que establece estándares y requerimientos técnicos para las tecnologías de generación renovable, las cuales están principalmente basadas en electrónica de potencia. La gran mayoría de los proyectos renovables variables instalados en el sistema y los que se encuentran en fase de construcción utilizan IBR, basados en tecnología de inversores convencional, denominados seguidores de red (grid-following), los cuales presentan limitaciones para aportar servicios de red típicamente entregados por la generación síncrona convencional, la que irá desapareciendo en el tiempo.

Es necesario definir e incorporar nuevos conceptos para evaluar la robustez de la red, desarrollar estándares y requerimientos mínimos para las fuentes renovables del futuro, así como actualizar los existentes a estándares modernos, de modo que incorporen requerimientos para tecnología del tipo grid-forming que, se espera, permitiría aportar los atributos entregados por la generación síncrona

Se requiere flexibilizar la normativa en los aspectos relacionados con la operación y servicios de red, de modo de optimizar la asignación de recursos de forma oportuna y más eficiente.

## **Modelación y Gestión de la Red**

La red del futuro contendrá una gran cantidad de equipamiento en base a electrónica de potencia, sea generación renovable, dispositivos FACTS, sistemas HVDC, BESS u otros, lo cual obliga a integrar herramientas más avanzadas y precisas de simulación, y contar, a su vez, con modelos más detallados que funcionen en ambientes de simulación en el dominio del tiempo tanto off-line como en tiempo real.

Se deben tomar medidas para incorporar estas herramientas, desarrollar las capacidades técnicas, y elaborar los procedimientos que permitan contar con modelos más detallados y precisos por parte de los fabricantes y propietarios de las instalaciones del sistema eléctrico.

Adicionalmente, se deben identificar y estudiar soluciones costo efectivas que permitan optimizar el uso de los activos de transmisión existentes, sin que ellas pongan en riesgo la seguridad e integridad del sistema y el suministro a los consumidores finales. Dichas soluciones deberán ser diseñadas y probadas en ambientes de simulación avanzados, teniendo en cuenta los más altos estándares según las normas internacionales aplicables.









## Decisiones y Acciones

---

### Atributos de Desempeño del Sistema

Se debe asegurar la existencia y mantener los requerimientos técnicos y atributos de flexibilidad y seguridad para un sistema eléctrico en evolución y con condiciones operacionales cambiantes e inciertas. Estos requerimientos deben considerar:

- Seguridad de abastecimiento en todo momento

- Gestión y control de frecuencia

- Control de tensión y fortaleza de la red

- Capacidad de operar en islas

- Recuperación de servicio post fallas

- Adecuada coordinación de protecciones

- Resiliencia del sistema eléctrico

Las tecnologías habilitantes de la transición energética deberán ser capaces no solo de operar de forma segura y confiable en un ambiente más complejo, incierto y en donde la electrónica de potencia será dominante, sino que también de aportar los atributos que permitan mantener las capacidades que la red del futuro requiere. Estos atributos deberán definirse de forma colaborativa con toda la industria, incluyendo a los fabricantes de equipos, con el fin de especificar y probar, en ambientes de simulación avanzados, la arquitectura de control y protección de estas tecnologías, así como también la efectividad de los servicios que el sistema requerirá y que ellas aportarían.

La necesidad de los atributos ya mencionados deberá ser identificada con la debida anticipación por el Coordinador, a partir del monitoreo permanente de las condiciones operacionales y podrán ser integrados a través de la provisión de servicios complementarios, sean estos nuevos o existentes, el proceso de planificación de las redes de transmisión, o exigencias normativas, según corresponda.

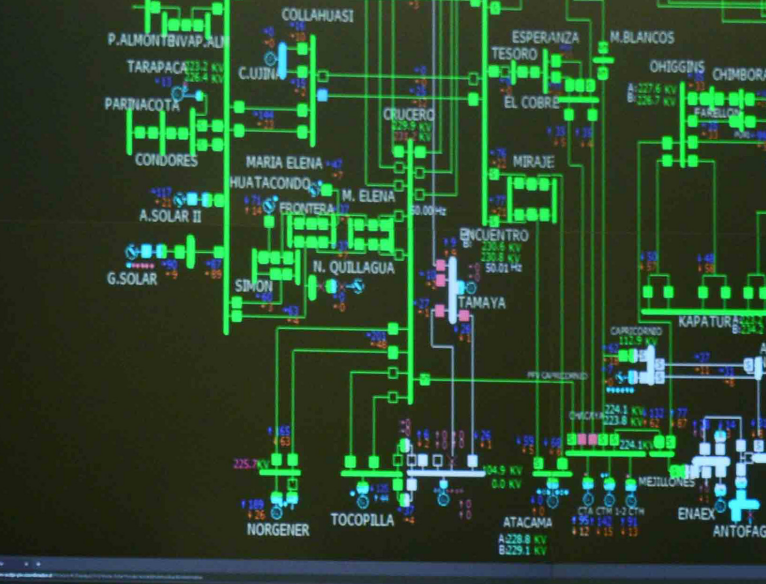
### Seguridad de Abastecimiento

Es necesario acelerar el proceso de integración de nuevas tecnologías habilitantes para la descarbonización que aporten los atributos descritos en el punto anterior. Adicionalmente, y dependiendo del ritmo de dicha integración, es necesario definir en forma precisa el rol que jugará el gas natural en ese proceso, como combustible de transición en el corto y mediano plazo, al ser el de menor huella de carbono. Esto es particularmente relevante en escenarios de abastecimiento con bajo aporte hídrico y en condiciones operacionales críticas en que se debe preservar la seguridad de suministro, tales como son una baja inercia o fortaleza de red.

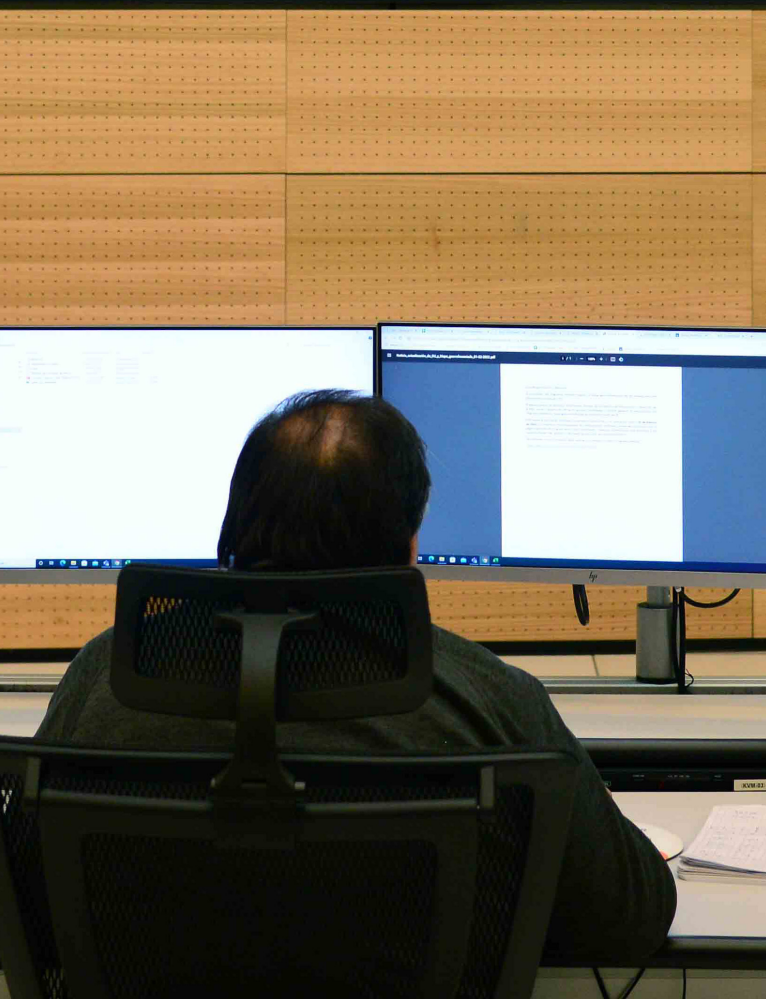
Asimismo, se requieren señales regulatorias que incentiven la transformación del parque hidroeléctrico, actualmente diseñado para la provisión de energía y potencia, en un habilitante para la integración de energías renovables variables. Incentivando su uso para la provisión de mayor flexibilidad y operación dirigida a la prestación de servicios de red y los atributos que requerirá la red del futuro (reducción de mínimos técnicos, operación como condensadores síncronos, aumento de velocidad de toma de carga, etc.).

### Operación del Sistema

El Coordinador requerirá realizar análisis detallados del sistema de manera más frecuente y con mayor granularidad, para lo cual deberá contar con herramientas operacionales y nuevas prácticas para apoyar una operación cada vez más compleja del sistema eléctrico. Las nuevas herramientas y capacidades que



## SOLAR SEN



se incorporen deberán permitir analizar múltiples escenarios y contingencias en breves plazos de tiempo, con una mayor granularidad espacial y temporal, gestionando y monitoreando una gran cantidad de datos e información en tiempo real, bajo alta incertidumbre en la disponibilidad de los recursos energéticos. Será necesario disponer de nuevas tecnologías de punta y herramientas avanzadas de inteligencia artificial, aprendizaje automático (machine learning) y Big Data, haciendo uso, entre otros, de la tecnología Cloud para apoyar, acelerar y mejorar los procesos de toma de decisiones.

### Integración de DER

Se debe incentivar una integración segura y eficiente de nuevas tecnologías Recursos Energéticos Distribuidos (DER por sus siglas en ingles), tales como paneles fotovoltaicos, baterías, y vehículos eléctricos, entre otros, particularmente en lo que se refiere a las señales de localización y sistemas de monitoreo y control, las que deberán convivir de manera armónica con las tecnologías convencionales existentes, teniendo en cuenta el proceso de salida de combustibles fósiles, el modelo de mercado vigente o futuro y los objetivos de largo plazo propuestos.

Se requiere establecer mecanismos e integrar tecnologías que permitan al Coordinador contar con una mejor visibilidad y comprensión de la red, identificando de forma precisa la entrada los nuevos proyectos distribuidos, su desempeño y comportamiento en tiempo real, a fin de garantizar la operación segura y confiable del sistema eléctrico.

Un desafío clave de esta integración se relaciona específicamente con la coordinación de la operación del sistema de transmisión con los DER en los sistemas de distribución, de modo de garantizar que estos operen de forma coordinada, apoyando la seguridad del sistema mediante servicios de red. Para optimizar estas capacidades, se deben generar los incentivos apropiados, y definir las especificaciones técnicas que permitan la participación de los DER y otras tecnologías de información y comunicación propias de una red inteligente (Smart Grid).





## ***Planificación de la Transmisión***

La planificación de la expansión de la transmisión es clave para habilitar la transición energética. Dados los largos tiempos de desarrollo de los nuevos proyectos de transmisión, es necesario contar con la mejor información disponible y con las herramientas y capacidades técnicas para elaborar propuestas de expansión costo efectivas. Asimismo, dichas herramientas y metodologías deben permitir una revisión continua de los planes de expansión, a fin de adaptar y flexibilizar la entrada de nuevos proyectos de acuerdo con los requerimientos y capacidades de la red del futuro.

El Coordinador deberá revisar, adaptar y, de ser necesario, mejorar su metodología y herramientas de planificación, acorde a la nueva realidad de una red con predominancia de tecnologías basadas en electrónica de potencia. Asimismo, se deberá revisar los modelos, herramientas y enfoques para una planificación integrada de la transmisión y la distribución, considerando DER y una alta electrificación de los consumos.

## ***Interconexiones Regionales***

Se han demostrado a nivel internacional las ventajas de contar con interconexiones regionales, no solo para aumentar la competencia en los mercados eléctricos, sino que, también, por motivos de seguridad. En particular, en el caso de Chile, una integración con nuestros países vecinos nos permitiría no solo exportar parte del potencial renovable de nuestro país, sino que también abastecer eventuales déficits en el sistema durante situaciones extremas o periodos de sequía. Asimismo, el contar con interconexiones síncronas en distintos puntos del sistema eléctrico permitiría robustecer la red entregando atributos de inercia y niveles de cortocircuito, permitiendo una mayor inserción de ERV.







MERLIN GERIN

BARRA PRINCIPAL

3

2





la normal que sea  
resistente al agua



## ***Investigación y Desarrollo***

La transición energética requiere resolver una serie de desafíos a lo largo de toda la cadena de valor del sector eléctrico, lo cual involucra esfuerzos importantes en materia de investigación y desarrollo. Lo anterior implica abordar aspectos de diseño, herramientas y metodologías, así como el desarrollo de nuevas tecnologías habilitantes. Superar estos desafíos es urgente y de vital importancia para acelerar la transición y debe necesariamente involucrar a todos los actores de la industria, incluyendo la academia, empresas coordinadas, proveedores de equipos, el regulador y el Coordinador.

El principal desafío ya no es solo el costo de las energías renovables, sino cómo integrar esta fuente de producción de energía eléctrica para reemplazar la energía basada en combustibles fósiles, garantizando la seguridad, confiabilidad y estabilidad del futuro sistema eléctrico.

Se debe diseñar una hoja de ruta de investigación y desarrollo para la transición energética, que contemple aspectos tecnológicos, metodológicos y de formación, involucrando a fabricantes, la academia y centros de investigación nacionales e internacionales, para abordar temas relacionados, entre otros, con el diseño de inversores avanzados, sistemas de almacenamiento, nuevos sistemas de control y protección, herramientas y métodos para operar y analizar la estabilidad del sistema en tiempo real, digitalización de redes de transmisión y distribución, desarrollo de redes inteligentes, incluyendo DER y microrredes, así como herramientas avanzadas para la programación y planificación, entre otros.

El Coordinador debe continuar avanzando en suscribir nuevos acuerdos de colaboración a nivel nacional e internacional, junto con reforzar el trabajo con las Universidades y ampliar la participación en organismos internacionales que están abordando los desafíos de la transición energética a nivel global. Lo anterior, con el fin de intercambiar experiencias, buenas prácticas y capacitar a los profesionales responsables de llevar adelante y liderar el proceso transición energética.

## ***Proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre***

La línea HVDC Kimal-Lo Aguirre, será esencial y clave para viabilizar la descarbonización de la matriz de generación eléctrica al año 2030, pues permitirá transferir 3.000 MW de energía renovable desde el norte al centro del país. Por lo tanto, se requiere que todos los actores, sean entidades privadas o gubernamentales, que participan en el desarrollo del proyecto, desde el otorgamiento de los permisos y autorizaciones para su ejecución, la construcción y hasta la puesta en servicio, lo hagan en forma colaborativa y expedita.



## Hoja de ruta

---

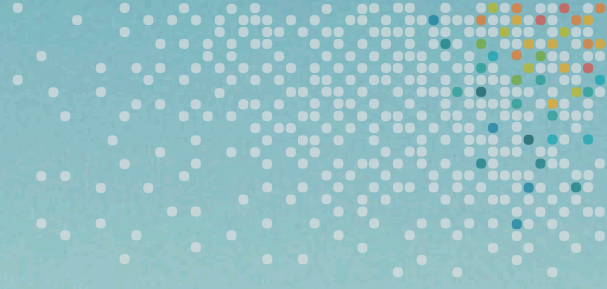
La Hoja de Ruta que se ha elaborado sobre la base del diagnóstico expuesto, está estructurada con un enfoque de dos etapas: Preparación y Adaptación. Esto permite relevar los factores de riesgo que inciden en su implementación y en los plazos de transición a un escenario con una matriz de generación con participación 100% renovable al 2030.

Las etapas se abordan en seis ejes: Atributos del sistema, operación del sistema, integración del DER, planificación de la transmisión, regulación e investigación y desarrollo. Cada uno de estos ejes tiene objetivos específicos, identificación de riesgos y acciones a implementar.

El siguiente cuadro describe la hoja de ruta elaborada por el Coordinador para el horizonte 2022-2030 que contiene las decisiones y acciones necesarias para alcanzar el escenario de transición energética acelerada.









Horizonte	<b>Preparación 2022-2025</b>		
Atributos del Sistema	Mantener las capacidades esenciales que el sistema eléctrico requiere a medida que la generación síncrona es retirada <b>Riesgo: Retiro muy anticipado de toda la generación síncrona</b>		
	Planificar instalación/reconversión eficiente de condensadores síncronos	Desarrollar mecanismos para permitir flexibilidad en la entrega de servicios esenciales para el sistema eléctrico	Probar, habilitar e incentivar instalación de inversores avanzados o tipo grid-forming
Operación del Sistema	Mejorar las capacidades de modelación, simulación y análisis de corto plazo del sistema <b>Riesgo: Falta de herramientas y modelos detallados de distintas tecnologías</b>		
	Mejorar el acceso y gobernanza de datos, y la gestión de modelos de simulación	Mejorar capacidades de modelación y recursos para evitar congestiones y vertimiento óptimo	Definir criterios de decisión para balancear capacidad de modelación vs desempeño
Integración de DER	Gestionar periodos con alta penetración de DER <b>Riesgo: Insuficiente visibilidad y predictibilidad para planificar y operar la red</b>		
	Aplicar monitoreo avanzado de DER	Desarrollar, adoptar y monitorear desempeño y capacidad de equipos	Buscar incentivos para aporte de servicios de red de DER



<b>Adaptación 2026-2030</b>			Horizonte
<p>Gestionar la variabilidad e incertidumbre de la generación renovable variable</p> <p><b>Riesgo: Insuficiente flexibilidad para balancear variabilidad de ERV</b></p>			Atributos del Sistema
Mejorar modelos y herramientas de pronósticos de generación y demanda	Desarrollar infraestructura y modelos de datos para monitoreo de variables críticas (clima, etc.)	Despacho óptimo con suficiente flexibilidad y en distintas escalas de tiempo	
<p>Mantener un sistema eléctrico seguro, operable y resiliente</p> <p><b>Riesgo: Condiciones operacionales complejas antes de lo previsto</b></p>			
Desarrollar herramientas operacionales para conciencia situacional y toma de decisiones proactiva en tiempo real	Sistema de monitoreo para mejorar visibilidad y controlabilidad de la red	Establecer planes, políticas de operación y procesos para escenarios complejos en nuevas condiciones operativas	Operación del Sistema
<p>Integración de nuevas tecnologías</p> <p><b>Riesgo: Seguridad y confiabilidad reducida por deficiente gestión de datos, recursos y restricciones de red</b></p>			Integración de DER
Definir roles y responsabilidades para seguridad y coordinación de operación en un sistema integrado	Construir una arquitectura e infraestructura escalable y segura para intercambio masivo de datos	Integrar DER en mercados de energía, capacidad y SSSC	



Horizonte	<b>Preparación 2022-2025</b>		
Planificación de la Transmisión	<p>Mejorar las capacidades de modelación, simulación y análisis de largo plazo del sistema</p> <p><b>Riesgo: Falta de información, escenarios y capacidad de modelación con mayor granularidad</b></p>		
	Mejorar en el acceso de datos y gestión de escenarios	Mejorar en capacidades de modelación agregando mayor granularidad temporal y espacial	Criterios de decisión para definir escenarios futuros
Regulación	<p>Propuestas de cambios a normativa vigente</p> <p><b>Riesgo: Falta de reformas o demoras en su dictación e implementación</b></p>		
	Mejorar la NTSyCS para actualizar e incorporar requerimientos técnicos a nuevas tecnologías (Grid-forming IBR, u otras)	Implementar procedimiento CEN para homologación y validación de modelos tipo EMT	Incorporar señales de localización en base a criterios técnicos y económicos
Investigación y Desarrollo	<p>Desarrollo de nuevas capacidades, herramientas y metodologías</p> <p><b>Riesgo: Lentitud en el desarrollo de nuevas herramientas y metodologías</b></p>		
	Desarrollo de capacidades y atributos en recursos basados en inversores (IBR) para garantizar la confiabilidad del sistema	Desarrollo de nuevas herramientas y métodos de operación y planificación para garantizar la seguridad y estabilidad en sistemas con alta penetración de IBR	Desarrollo de nuevas tecnologías y enfoques para mejorar la visibilidad y el análisis en tiempo real en las salas de control del operador del sistema



<b>Adaptación 2026-2030</b>			Horizonte
<p>Planificar un sistema eléctrico robusto y eficiente</p> <p><b>Riesgo: Incerteza de funcionalidad de nuevas tecnologías</b></p>			Planificación de la Transmisión
Desarrollar herramientas que mejoren la toma de decisiones bajo escenarios de alta incertidumbre	Adicionar nuevas aplicaciones basadas en AI/ML y Big Data	Establecer planes y procesos para anticipar escenarios complejos dados por el efecto de cambio climático y otros eventos extremos, considerando interconexiones regionales	
<p>Reformas regulatorias estructurales</p> <p><b>Riesgo: Fata de reformas o demoras en su dictación e implementación</b></p>			
Modernización de la Distribución	Revisar licitaciones de Energía incorporando atributos técnicos en generación libre de emisiones 24/7	Transitar a un mercado de ofertas para energía, potencia y SSSC	
<p>Desarrollo de nueva arquitectura para la red del futuro</p> <p><b>Riesgo: Lentitud en el desarrollo de nuevas tecnologías habilitantes</b></p>			Investigación y Desarrollo
Desarrollar tecnologías y arquitecturas de los mercados y sistemas eléctricos futuros para operar un sistema integrado y altamente distribuido	Desarrollar tecnologías de información y comunicación para superar los desafíos que limiten la creación de un mercado competitivo	Investigar el comportamiento de una red con alta penetración de DER para garantizar la seguridad y estabilidad del sistema	

## Próximos Pasos

El Coordinador iniciará y reforzará un conjunto de actividades dentro de los ámbitos de su responsabilidad, con el fin de abordar los desafíos futuros para viabilizar una transición energética segura y confiable al año 2030, que permita alcanzar una participación de un 100% de energías renovables a ese año. Entre dichas iniciativas se encuentran:

1

Continuar con el trabajo del proyecto de virtualización bajo el acuerdo suscrito con Google X para el desarrollo de herramientas avanzadas para la planificación y operación de la red.

2

Continuar el trabajo de desarrollo de un digital twin de la red eléctrica en ambientes de simulación EMT off-line y de tiempo real.

3

Realizar un estudio en el dominio del tiempo (ambiente EMT) para los años 2025 y 2030, para modelar y analizar la viabilidad de escenarios con participación instantánea de ERV de 75% y 100%, incorporando nuevas tecnologías, como grid-forming.

4

Avanzar en el desarrollo de un proyecto piloto para modelar, simular y probar la tecnología grid-forming en el laboratorio de simulación en tiempo real del Coordinador.

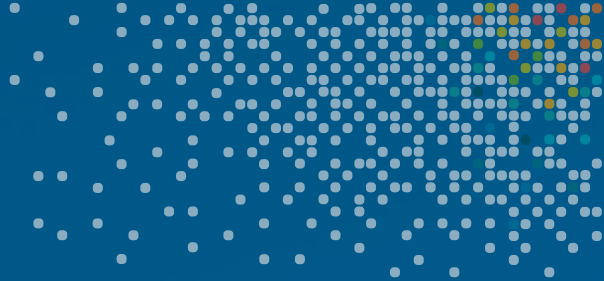
5

Avanzar en el proceso de licitación de demanda responsiva como parte de los servicios complementarios.

6

Preparar bases de licitación para servicio de inercia y fortaleza de red, en base a los estudios realizados el año 2021, en los que se concluye la necesidad de incorporar condensadores síncronos y tecnología grid-forming en el corto y mediano plazo.





7

Implementar el procedimiento de homologación y verificación de modelos, lo que contempla la entrega de modelos detallados tipo EMT por parte de las empresas coordinadas para ser incorporados en el digital twin (gemelo digital) del SEN, actualmente en desarrollo.

8

Avanzar en el desarrollo de herramientas de monitoreo en tiempo real de variables que midan la robustez y fortaleza de la red, como inercia y nivel de cortocircuito (ESCR).

9

Trabajar en propuestas de cambios a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) que incluyan requerimientos y especificaciones para nuevas tecnologías en base a electrónica de potencia y actualización de algunos requerimientos existentes.

10

Completar la implementación de la programación intra-diaria y las mejoras a los modelos para la programación de la operación diaria.

11

Implementar mejoras a los modelos de pronósticos de generación (eólica y solar) y demanda.

12

Suscribir acuerdos de colaboración con entidades internacionales para el intercambio de experiencias en procesos de transición energética.

13

Integrar los recursos necesarios y entrenar a los profesionales del Coordinador con las capacidades necesarias para planificar y operar una red eléctrica con participación 100% de energías renovables.

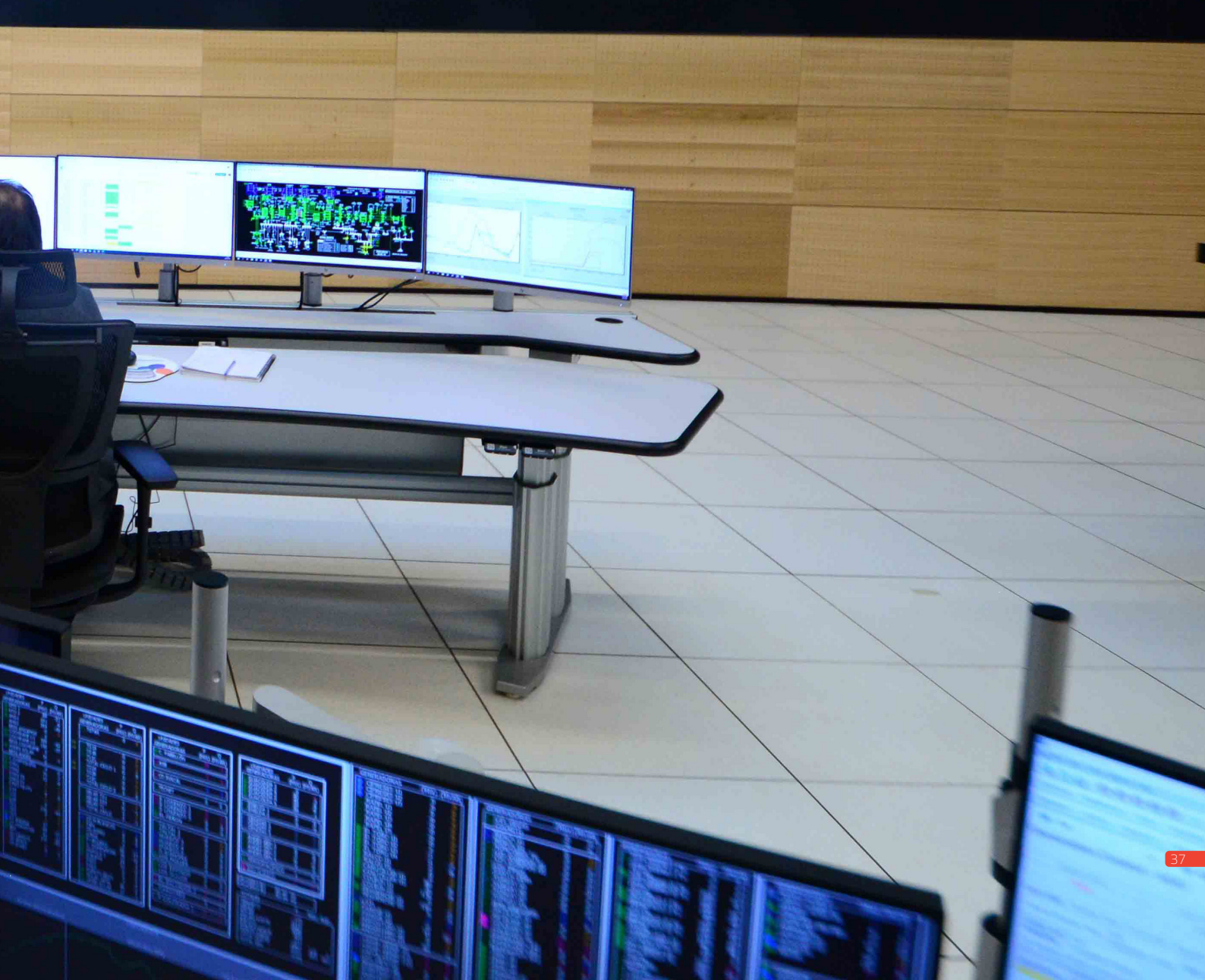
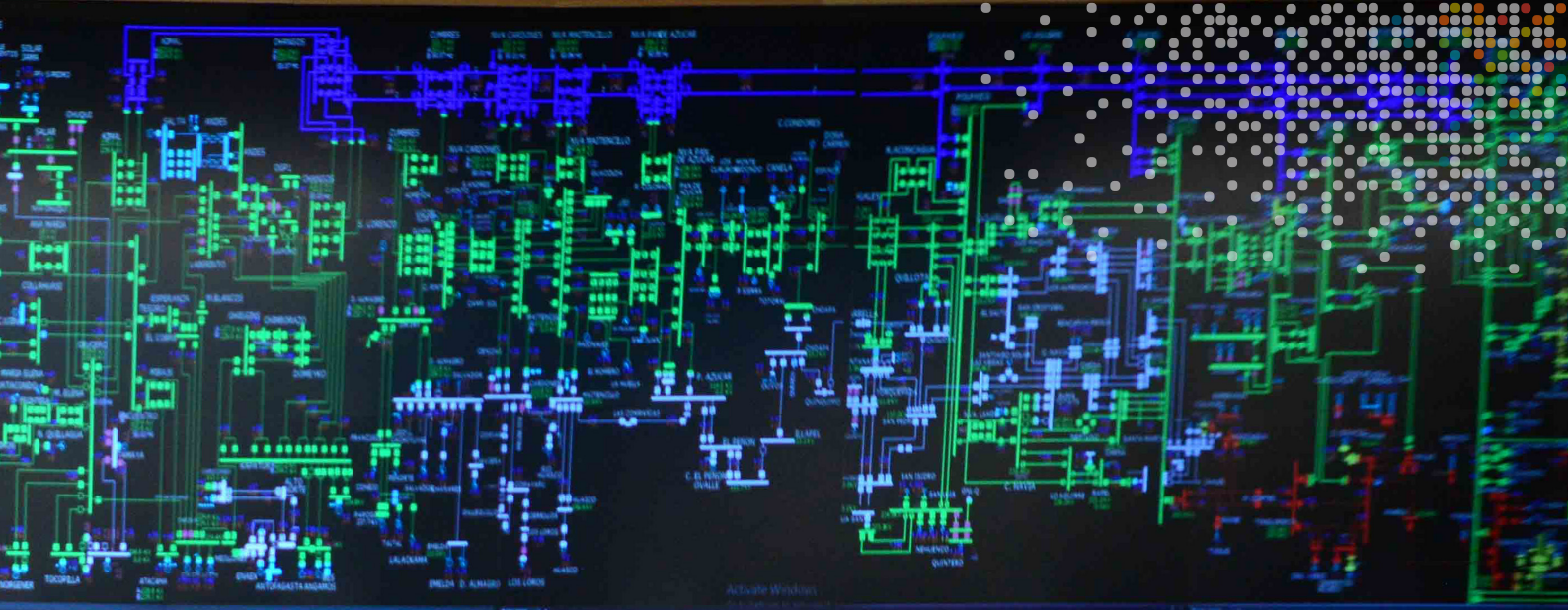
14

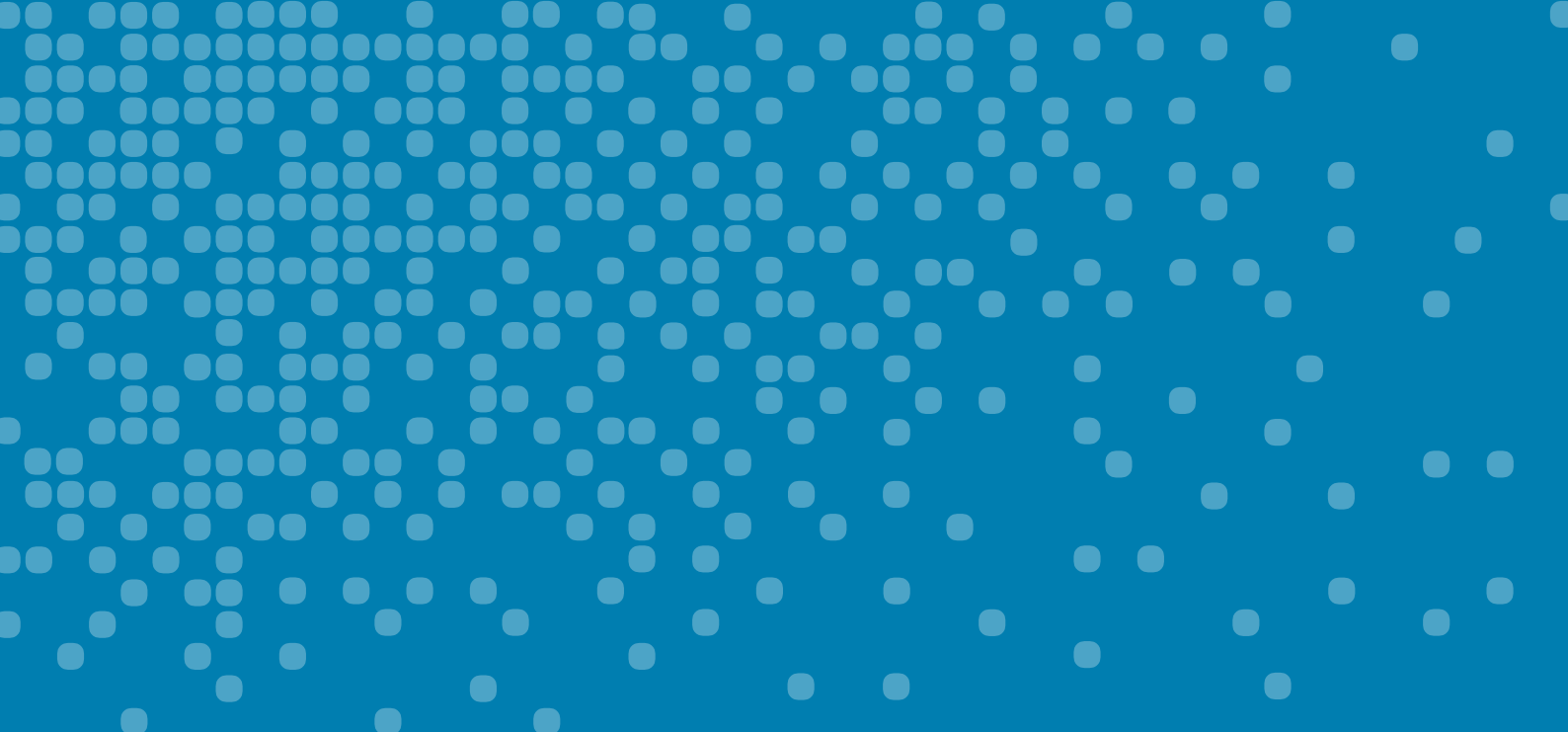
Trabajar en una propuesta de hoja de ruta de I2D para la transición energética.











[www.coordinador.cl](http://www.coordinador.cl)



