

LIBRO BLANCO

“Bases para la innovación del
sector eléctrico de Panamá”




REPÚBLICA DE PANAMÁ
— GOBIERNO NACIONAL —

MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA
Secretaría de Energía

Tabla de contenido

1. Agradecimientos	pág. 6
2. Introducción	pág. 7
3. Actualidad del Sector Energético Nacional	pág. 14
3.1. Matriz Energética:	15
3.2. Matriz Eléctrica:	17
3.3. Intensidad Energética:	20
3.4. Datos del mercado eléctrico panameño:	21
3.5. Nuevas tecnologías y nuevos modelos de negocio:.....	25
3.6. Impacto de implementar la Agenda de Transición Energética:.....	28



4. Oportunidades para Innovar en el sector eléctrico nacional **pág. 30**

4.1 Planificación.....	31
4.2. Generación.....	45
4.3. Transmisión/Operación del Sistema	51
4.4. Distribución.....	56
4.5. Mercado eléctrico.....	67

5. Resumen **pág. 84**

5.1. Planificación.....	85
5.2. Generación.....	90
5.3. Transmisión	92
5.4. Distribución.....	94
5.5. Mercado eléctrico.....	97



Lista de figuras

Ilustración 1. Distribución de la energía primaria ofertada en Panamá 2020.....	15
Ilustración 2. Comparación de la oferta de energía secundaria en Panamá en el 2019 y 2020.....	16
Ilustración 3. Evolución de la Generación de Energía Eléctrica en el período 2010 a 2020 por Tecnología.....	17
Ilustración 4. Evolución de la Capacidad Instalada por Tecnología.....	17
Ilustración 5. Generación Total Año 2011.....	18
Ilustración 6. Generación Total Año 2020.....	19
Ilustración 7. Intensidad Energética en los años 2010 al 2020.....	20
Ilustración 8. Consumo mensual por tipo de consumidor en GWh durante el año 2020.....	22
Ilustración 9. Comparación de la generación anual y la demanda máxima de los años 2010 y 2020.....	23
Ilustración 10. Costo Marginal Promedio Anual.....	23
Ilustración 11. Comparación del Consumo Diario Promedio y el Costo Variable Promedio en el año 2020.....	24
Ilustración 12. Evolución de la capacidad instalada en MW de Generación Distribuida.....	25
Ilustración 13. Distribución de la Generación Distribuida Solar por Provincia.....	26
Ilustración 14. Evolución de la Adopción de Vehículos Eléctricos e Híbridos en Panamá.....	27



Lista de tablas

Tabla 1. Crecimiento Anual del Consumo Eléctrico	21
Tabla 2. Índice IHH del Mercado Eléctrico Nacional 2019	81



1. Agradecimientos

Libro Blanco

El desarrollo de éste Libro Blanco del Sector Eléctrico Panameño recoge dos años de evaluación y documentación del sentir del sector privado junto a un amplio listado de oportunidades de modernización e innovación en la planificación, generación, transmisión, operación y distribución de electricidad, contemplando los desafíos que confronta actualizar la operatividad del mercado considerando nuevas tecnologías que diversifiquen y maximicen los beneficios de la implementación de la Agenda de Transición Energética.

Al emprender el trabajo de análisis cualitativo para poner a disposición de todos los agentes del mercado un abanico de propuestas que refleje las necesidades a corto, mediano y largo plazo, la Secretaría Nacional de Energía valora y agradece la voluntad cooperativa de cada uno de los

actores que nos han compartido sus opiniones y conocimientos sobre los cuales se desarrolla este insumo de trabajo.

En especial agradecemos al equipo de trabajo de la Dirección de Electricidad de la Secretaría Nacional de Energía, Ing. Marta Bernal, Ing. Mónica Quijano, Ing. Ramsés Torrijos, Lic. Carlos Iglesias, quienes han facilitado la redacción de este documento. De igual forma agradecemos a la Dra. Guadalupe González y la Ing. Rosilena Lindo por sus aportes y edición a este primer Libro Blanco sobre el sector eléctrico nacional.



2. Introducción

Libro Blanco



La elaboración del Libro blanco del sector eléctrico panameño tiene por objetivo dar a conocer los desafíos y actuales oportunidades para la innovación que residen en el sector eléctrico panameño, de cara a la transición energética; así como compartir con los agentes del sector insumos y propuestas guía para su modernización, por medio de una Política de Estado adecuada al contexto nacional e internacional, con miras a contar en el corto, mediano y largo plazo con un sistema energético fortalecido, actualizado y sostenible, satisfaciendo las demandas de la población panameña y creando un ambiente propicio para que se susciten las inversiones necesarias para su competitividad, atendiendo la directriz del Excelentísimo Señor Presidente Laurentino Cortizo Cohen, quien, en su discurso del 01 de junio del 2021 mencionó que *“a través de la Secretaría de Energía convocaremos a las partes involucradas para generar un plan sectorial, llegar a un acuerdo con los actores del sector en beneficio de todos los panameños”*.

¿Por qué Panamá requiere impulsar la modernización del sector eléctrico usando como insumo este Libro Blanco?

La Secretaría Nacional de Energía, como formulador y planificador de la política energética de forma estratégica, ha iniciado la construcción de la ruta

hacia la modernización del sector energético, que fomentará la descarbonización, descentralización, digitalización y la democratización de la energía basado en cambios en normativas, leyes, regulaciones y planes, para hacerle frente a los retos inmediatos que serán expuestos en este documento, como parte de la implementación de los Lineamientos de la Agenda de Transición Energética¹, aprobada en noviembre de 2020 por el Consejo de Gabinete.

El sector de la energía se encuentra viviendo una revolución, con soluciones disruptivas e innovadoras y nuevos enfoques emergentes, que requieren ser puestos en marcha bajo el contexto del Mercado Nacional para facilitar su contribución a la transición energética. Existe un gran potencial de modernización del sistema eléctrico, aplicando la innovación en cuanto a flexibilidad de carga y uso de baterías como habilitadores claves para un mejor sistema integrado de energías renovables con capacidad para almacenar y ofrecer varios servicios auxiliares para estabilizar la red eléctrica.

El informe de Innovación Tecnología y Data para alcanzar el Objetivo de Desarrollo sostenible No. 7 (ODS7) y cero emisiones netas de grupo de trabajo

¹ Secretaría Nacional de Energía, Lineamientos Estratégicos de la Agenda de Transición Energética, 2020. Descargable: <http://www.energia.gob.pa/archivos/?mdocs-cat=mdocs-cat-27>

de Naciones Unidas para el Diálogo de Alto Nivel en Energía² indicó que la innovación no se trata solo de tecnología, sino también de políticas y planificación, en el ámbito financiero, empresarial y social; siendo este un proceso dinámico, que resulta de interacciones complejas influenciadas por múltiples actores e instituciones en diferentes niveles que incluyen a los gobiernos, el sector privado, la academia, la sociedad civil y los usuarios finales.

La digitalización del sector energético es también un factor crucial para la descarbonización al incrementar la eficiencia energética y apoyar el uso de fuentes de energía renovable, optimizando el mix energético compuesto por tecnologías de producción variables y permitiendo una mejora en la calidad y seguridad del suministro.

Por ello, la innovación debe ser parte de la solución a la apremiante tarea que hoy priorizamos para fomentar el desarrollo tecnológico asociado a la energía, el abaratamiento del servicio y productos junto a las políticas asumidas por varios países del mundo en la lucha contra el cambio climático. Estas acciones harán posible el surgimiento de nuevos actores y modelos de negocio, generando un cambio de paradigma en Panamá, sólo comparable con la primera reforma del sector eléctrico a partir del año 1997 y la evolución del sector hidrocarburos desde el año 2003, así como los esfuerzos realizados hasta la fecha para contar con un sector energético más robusto, eficiente, sostenible y limpio, que además ha atraído inversiones importantes, aportando al desarrollo nacional.

En el proceso de descarbonización, la electrificación de diversos segmentos de la economía, incluyendo

2 Diálogo de Alto Nivel de Energía de las Naciones Unidas, Reporte en Innovación, Tecnología y Datos, 2021. Descargable: https://www.un.org/sites/un2.un.org/files/2021-twg_4-062121.pdf

el sector transporte es una solución única para solucionar diversos retos de desarrollo, como reducir los gases de efecto invernadero, incrementar las energías renovables, fomentar el desarrollo de hidrógeno verde junto a aumentar la eficiencia energética, todos facilitadores importantes para lograr los objetivos de la Agenda de Transición Energética.

Para alcanzar el máximo potencial del mercado eléctrico, es muy importante avanzar y dar los siguientes pasos para hacerlo competitivo en precio y fortalecerlo, manteniendo la inversión en investigación e innovación para desarrollar las infraestructuras y la puesta en marcha de las tecnologías necesarias.

Una visión integrada del sector energético es fundamental para abordar los retos y oportunidades de acoplamiento del sector optimizando sinergias en toda la cadena de valor, creando un mercado energético eficiente, resiliente y competitivo.

La evolución del sector energético ha sido constante y diversa, considerando que las instancias encargadas de formular políticas energéticas en 1997 para el sector eléctrico y en el 2003 para el sector de hidrocarburos, estaban adscritas al Ministerio de Economía y Finanzas y al Ministerio



de Comercio e Industrias y que no es hasta el año 2008 cuando se crea la Secretaría Nacional de Energía, se reorganiza en 2011 y cuando se reglamenta la Ley 45 de 2004, que se inicia con el desarrollo de los primeros planes energéticos, se hacen las adecuaciones a las reglas de compra para licitaciones exclusivas por tecnología, se realiza el desarrollo e implementación de un nuevo modelo de compras de potencia y energía, junto al posterior desarrollo de leyes de incentivos para incorporar fuentes de generación de energías renovables no convencionales que no formaban parte de la matriz eléctrica, gas natural y vehículos híbridos y eléctricos, se aprueba la Ley de Eficiencia Energética y se Reglamenta, se impulsa el desarrollo e implementación de las primeras normas y reglamentos técnicos de eficiencia energética para varios tipos de equipos consumidores de energía eléctrica, la guía de construcción sostenible y su método de implementación, norma y reglamento técnico para el diésel bajo en azufre y la implementación del uso de bioetanol como mezcla con las gasolinas a nivel nacional.

El Libro Blanco recoge los numerosos aspectos y sugerencias contenidas en los aportes generados durante todos los procesos consultivos que se han desarrollado en el periodo Septiembre 2019

- Agosto 2021, en el marco de la construcción de los lineamientos de la agenda de transición energética y el desarrollo de las estrategias de acceso universal, generación distribuida, uso racional y eficiente de la energía, así como la implementación de la estrategia nacional de movilidad eléctrica. Este documento también contiene las recomendaciones surgidas en el marco del comité para la reactivación económica del Consejo Nacional de la Empresa Privada (CONEP), aportes de las reuniones del Consejo Nacional de Transición Energética (CONTE) y estudios realizados para afrontar diversos vacíos y retos identificados en el sector energético en cuanto a fortalecimiento institucional, aspectos relacionados con el sistema interconectado nacional y el impacto económico de la agenda de transición energética, con la intención de formular propuestas orientadas a la adopción de medidas que garanticen la sostenibilidad y el desarrollo en las actividades de generación, transmisión, operación, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

Además, establece propuestas prioritarias para iniciar el desarrollo de la Estrategia Nacional de Innovación del Sistema de Interconectado Nacional por parte de la Secretaría Nacional de Energía, planteando soluciones a las sugerencias de los actores involucrados en los diferentes procesos de consulta, junto a propuestas que aceleran la adaptación del Mercado Eléctrico a las oportunidades que ofrecen los avances tecnológicos, nuevos esquemas regulatorios y oportunidades para diversificar los modelos de negocio asociados a la energía. La innovación es la que permitirá anclar el progreso hacia las metas del ODS7 y el Acuerdo de París, pero aún se necesitan importantes innovaciones tecnológicas, políticas, financieras y sociales en todos los aspectos del sistema energético, especialmente en los sectores



de uso final de la energía como transporte, industria, producción de alimentos y edificios.

Los datos confiables y de alta calidad son un requisito previo para tomar decisiones y planificar basados en evidencia, monitorear tendencias y rastrear el progreso hacia los objetivos de las políticas, incluido el cumplimiento de las metas del ODS7. Acelerar la acción sobre las innovaciones energéticas para desarrollar eficazmente políticas, planificación y sistemas energéticos inclusivos requiere mejores sistemas de recopilación y aplicación de datos. Estos deben ser abiertos, fiables, completos y abordar la brecha digital.

El sector energético, por medio de su modernización, viabilizará el incremento del nivel de ambición climática en la actualización de la Contribución Nacionalmente Determinada (CDN1), presentada en diciembre del 2020 a la Convención Marco de Naciones Unidas frente al Cambio Climático, donde, una gran parte de los compromisos concretos en mitigación corresponden a la implementación de cambios tecnológicos asociados a la generación y uso sostenible de la energía al corto, mediano y largo plazo³.

El sector eléctrico es el brazo implementador de la evolución para la acción climática desde la gestión energética hacia una gestión orientada a la descarbonización de la economía y al aumento de la resiliencia al cambio climático a nivel nacional, local y sectorial. La resiliencia del sector energético adquirirá un rol central frente a nuevas condiciones climáticas, asociadas a una mayor intensidad de las precipitaciones, así como un assequías más intensas en algunas zonas del país, considerando que, según el Sexto informe del IPCC, las zonas costeras

experimentan un aumento continuo del nivel del mar a lo largo del siglo XXI, lo que contribuirá a la erosión costera y a que las inundaciones costeras sean más frecuentes y graves en las zonas bajas, y el sector eléctrico debe estar preparado.

Este Libro Blanco es resultado de un análisis integral, con enfoque holístico para abordar las necesidades del sector eléctrico desde los aspectos económicos, institucionales y regulatorios que contribuyan a impulsar la modernización y crecimiento de esta actividad, resolviendo paralelamente los desafíos encontrados en la industria eléctrica para el aseguramiento de la suficiencia de generación, la incorporación de las energías renovables, la medición inteligente, la generación distribuida, el aprovechamiento oportuno del almacenamiento de energía, la respuesta de la demanda, la incorporación de nuevas figuras dentro del mercado el rol de prosumidor en armonía con la transición energética del uso de hidrocarburos, apoyando una mejora en la arquitectura del mercado eléctrico fomentada por una planificación integral, que agregue mayor dinamización del mercado.

El documento incluye propuestas para el fortalecimiento del sector eléctrico, así como propuestas específicas para fortalecer la gestión de transmisión y distribución armónicamente, donde la calidad de la electricidad sea un indicador alcanzado de forma diaria, y se prepare al sector para aprovechar exhaustivamente las interconexiones regionales en beneficio del mercado mayorista, así como el mejoramiento de la gestión y regulación de la transmisión, con la finalidad de trasladar los beneficios mencionados a los clientes finales.

³ Ministerio de Ambiente, Informe Contribución Determinada a Nivel Nacional de Panamá (CDN1) - Primera Actualización, 2020. Descargable: <https://cdn1.miambiente.gob.pa/informe/>

Cada una de las propuestas presentadas es antecedida por una descripción del Estado actual de la generación, transmisión, distribución, operación del sistema y mercado eléctrico de Panamá, seguida de propuestas concretas para viabilizar la innovación tecnológica, innovación regulatoria e innovación para nuevos negocios, apostando a mejorar la competitividad, que trascienden gobiernos y se fomente la inclusión social a nivel nacional.

Como entidad del Estado la SNE busca fomentar la innovación por medio de nuevas tecnologías, servicios, productos y procesos en entornos más flexibles, para fundamentar la puesta en marcha de soluciones disruptivas e innovadoras y nuevos enfoques de desarrollo.

La Secretaría Nacional de Energía invita a la ciudadanía a ser parte de los autores del

mercado energético panameño del siglo XXI, a construir juntos la estructura de la transición de las actividades de planificación, generación, transmisión, distribución y reglas de funcionamiento del mercado eléctrico, para que la hoja de ruta hacia la modernización del sector eléctrico, sea la hoja de ruta de todos, transformando las circunstancias nacionales actuales junto a sus desafíos en oportunidades de crecimiento económico, ambiental y social para todos. Se reitera el agradecimiento a todos los sectores e instituciones públicas que han participado y aportado exhaustivamente a los procesos de consulta pública llevados a cabo previamente, que han donado sus aportes y comentarios a la Agenda de Transición Energética, sus Estrategias y ejes transversales, permitiendo robustecer el desarrollo de una política pública inclusiva y justa, sin dejar a nadie atrás.



Estrategias planteadas en los lineamientos estratégicos de la Agenda de Transición Energética



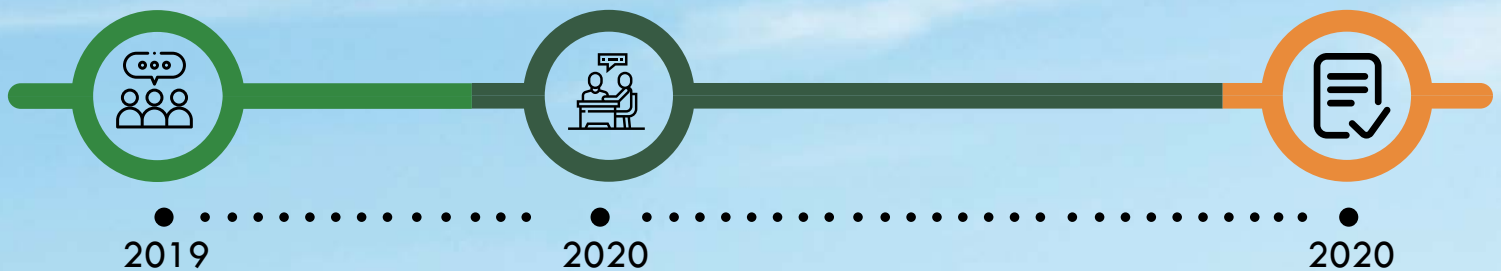
Antecedentes

Diálogo para formular una Agenda de Transición Energética

En el mes de septiembre del año 2019, la Secretaría Nacional de Energía trabajó en promover un diálogo para formular una Agenda de Transición Energética de manera abierta y participativa, donde se realizaron mesas de trabajo con diversos actores sociales, políticos, ambientales, empresariales, institucionales, ONGs y académicos, quienes hicieron una evaluación de la situación energética del país.

Aprobación de los lineamientos estratégicos de la Agenda de Transición Energética

Llevados a cabo ambos procesos de consulta, el 24 de noviembre del año 2020, mediante Resolución de Gabinete N°93, se aprueban los lineamientos estratégicos de la Agenda de Transición Energética, siendo el resultado de un trabajo de alineamiento y planificación, que tiene como insumos principales las bases generales y el apartado sobre Energía del Plan de Acción Uniendo Fuerzas, los resultados del diálogo sectorial de priorización desarrollado en el último trimestre de 2019, y la consulta pública realizada en el año 2020.



Consulta pública de la versión preliminar de los Lineamientos Estratégicos de la Agenda de Transición Energética 2020-2030

Con la finalidad de materializar la Agenda de Transición Energética y asegurar una acción concertada a todos los niveles, el 11 de junio del año 2020, mediante Resolución N.4747 la Secretaría Nacional de Energía (SNE), sometió a consulta pública la versión preliminar de los Lineamientos Estratégicos de la Agenda de Transición Energética 2020-2030, dando un plazo para recibir comentarios por un periodo de 40 días, recibiendo aportes de todos los sectores y ámbitos de la sociedad: particulares, empresas, sindicatos, asociaciones empresariales, administraciones públicas, organizaciones no gubernamentales, así como representantes de la academia, siendo este proceso clave para alcanzar un marco cierto hacia una economía baja en carbono y resiliente al clima.



3. Actualidad del Sector Energético Nacional



3.1. Matriz Energética:

La oferta energética del país en el 2020 ascendió a 29 174 kbep, de los cuales un 74.4 % provino de combustibles fósiles importados, complementados por un 25.6 % de fuentes renovables tal como se aprecia en la Ilustración 1.

De esta oferta, la Ilustración 2 muestra una comparación del uso de los recursos energéticos para los años 2019 y 2020, donde se observa que en el 2020 los recursos de mayor consumo fueron el Diésel oil con 33%, Gasolinas y Naftas con 26.3%, Gas Licuado con 7.7% y Electricidad con 29.3%. Esta ilustración muestra lo altamente dependiente que Panamá es a las importaciones de combustible fósil para el transporte.

Detallando el consumo energético por sectores, este totalizó en 21 285.4 kbep para el año 2020, el cual se distribuye en 41.8 % utilizado por el sector transporte, el 20.6 % al sector residencial, el 18.6 % para el sector comercial junto a servicios públicos, 18.6% en el sector industrial y un 0.4 % en sectores varios, mostrando una alta dependencia a la importación de recurso energético en el sector transporte.

Ilustración 1. Distribución de la energía primaria ofertada en Panamá 2020.

Referencia: Datos del Balance de Energía, SNE.

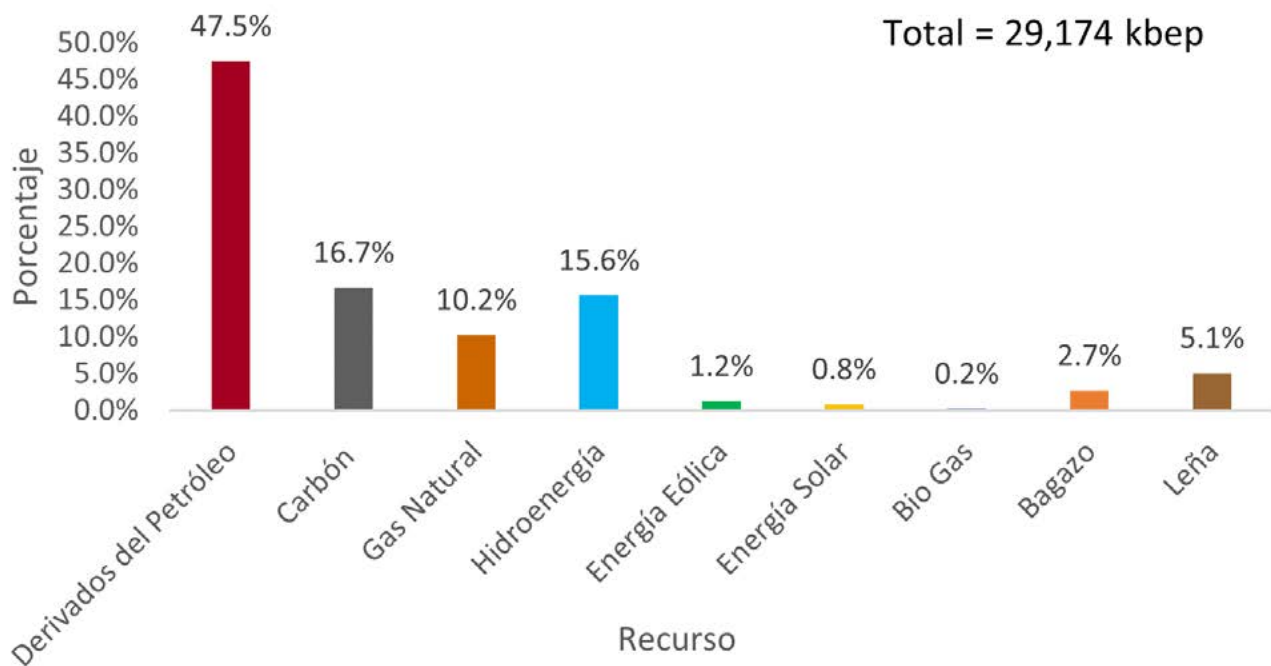
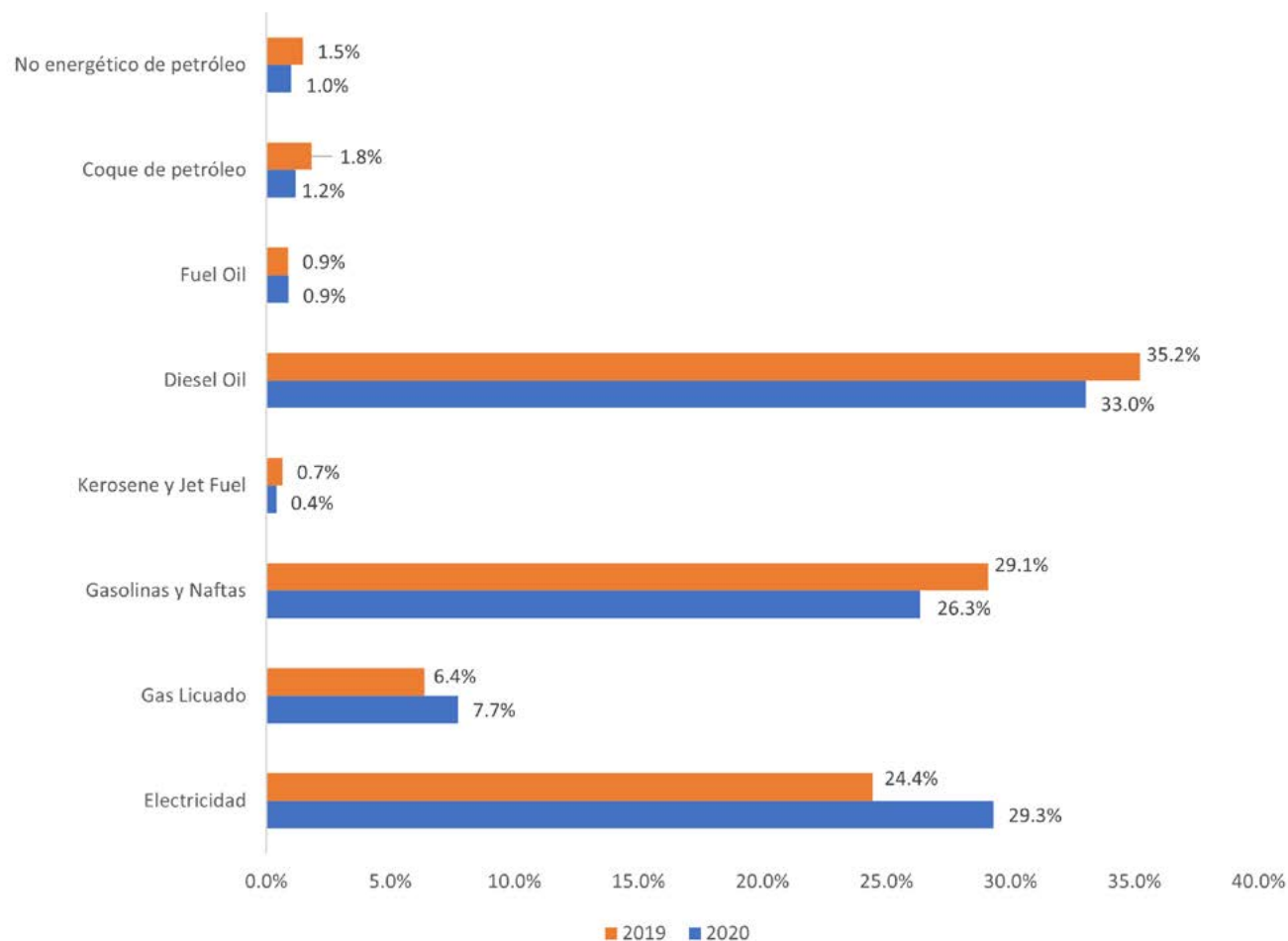


Ilustración 2. Comparación de la oferta de energía secundaria en Panamá en el 2019 y 2020.

Nota: Oferta 2020 - 20 607.1 kbep; Oferta 2019 - 29 266.6 kbep. Se excluye: Biodiesel, biogás, alcohol etílico, carbón vegetal, gas de coquería y alto horno, coque, gas seco, gasolina natural, líquidos del GN, otras de petróleo por su bajo porcentaje de participación. Referencia: Datos del Balance de Energético, SNE.



Fundamentado en estas cifras, la transición energética en Panamá prevé la expansión de la movilidad eléctrica a corto, mediano y largo plazo. Las expectativas apuntan al parque de vehículos particulares, el transporte público de autobuses, motocicletas, la expansión de la red del metro y el transporte de pasajeros por tren. Es fundamental considerar que Panamá dispone de una red de metro en crecimiento, cuya primera línea entró en servicio en 2014, la segunda línea en 2019 y la tercera línea en fase de ejecución, las cuales todas funcionan con electricidad. Se prevé que el sistema con la red completa movilice más de 1 millón de

pasajeros diarios, esto es el 50% de la demanda de transporte en el área metropolitana. Además, al país contar con una estrategia de movilidad eléctrica aprobada con metas concretas, el acoplamiento del sector transporte a uno de energía renovable va a incrementar en alrededor de un 37 % el consumo de Electricidad, disminuyendo la demanda de combustibles fósiles al 2030, esto es, alrededor de un 32.9% inferior respecto a 2020⁴.

⁴ La Transición Energética como motor de la recuperación económica de la COVID-19 en Panamá. Descargable: <https://www.energia.gob.pa/mdocs-posts/la-transicion-energetica-como-motor-de-la-recuperacion-economica-de-la-covid-19-en-panama/>

3.2. Matriz Eléctrica:

La matriz de generación de electricidad, está basada fundamentalmente en la producción de energía hídrica, y ha diversificado sus fuentes de manera importante como se observa en la Ilustración 3. La introducción de tecnologías de generación a partir de gas natural ha desplazado parcialmente la generación con combustibles más

contaminantes y menos eficientes como lo son el Bunker y Diésel. La generación por medio de sistemas fotovoltaicos y eólicos ha permitido iniciar a construir la resiliencia del sector generación a los impactos del cambio climático y familiarizar al Mercado Eléctrico a la interacción con tecnologías variables que no participaban de este en el 2010. Esto se representa con la evolución de la capacidad instalada por tecnología tal como se muestra en la ilustración 4.

Ilustración 3. Evolución de la Generación de Energía Eléctrica en el período 2010 a 2020 por Tecnología.

Referencia: Reporte Estadístico de Capacidad Instalada 2020, CND

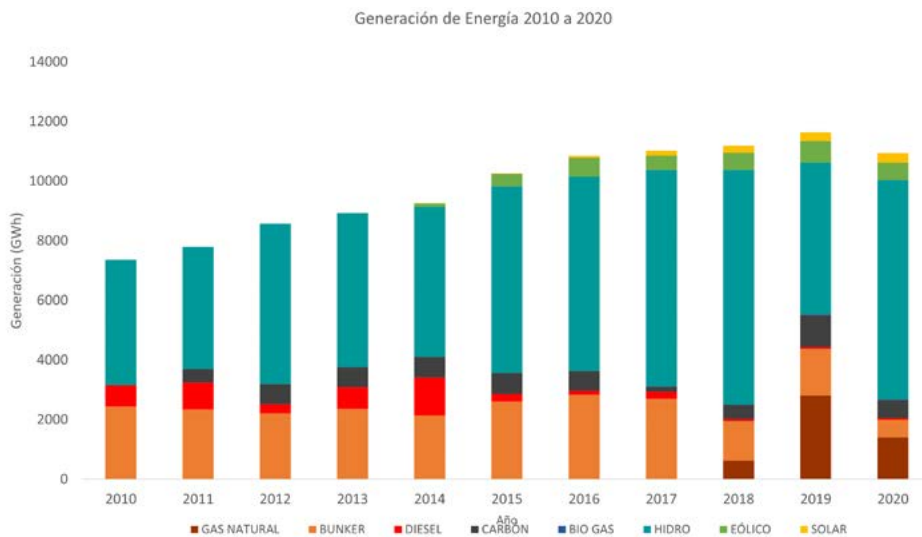
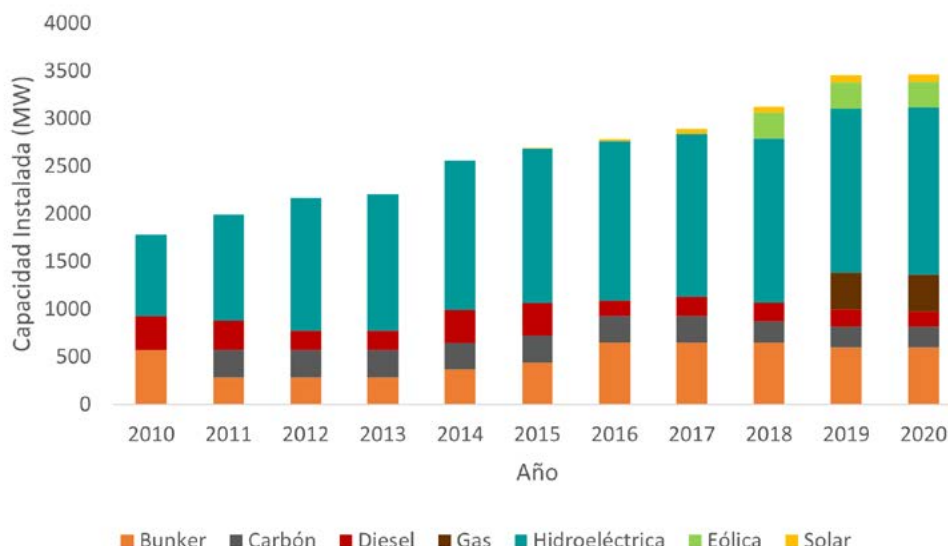


Ilustración 4. Evolución de la Capacidad Instalada por Tecnología.

Referencia: Datos del Balance Energético, SNE.



Las ilustraciones 5 y 6 muestran la generación eléctrica para los años 2011 y 2020 ,donde se observa la evolución hacia la diversificación de la matriz eléctrica del país, pasando de una generación exclusivamente con recursos hídricos y combustibles fósiles a una generación que adiciona la tecnología eólica y solar, reduciendo

la dependencia de la variación de precios de los combustibles fósiles y mitigando los riesgos de producción asociados directamente a la hidrología.. Adicionalmente se ve un cambio en la generación hidroeléctrica, donde la mayor parte pasa a ser de pasada, y no de embalse. Esto significa una pérdida en la capacidad de almacenamiento del sistema.

Ilustración 5. Generación Total Año 2011.

Referencia: Datos del Sistema de Medición Comercial SMEC del CND.

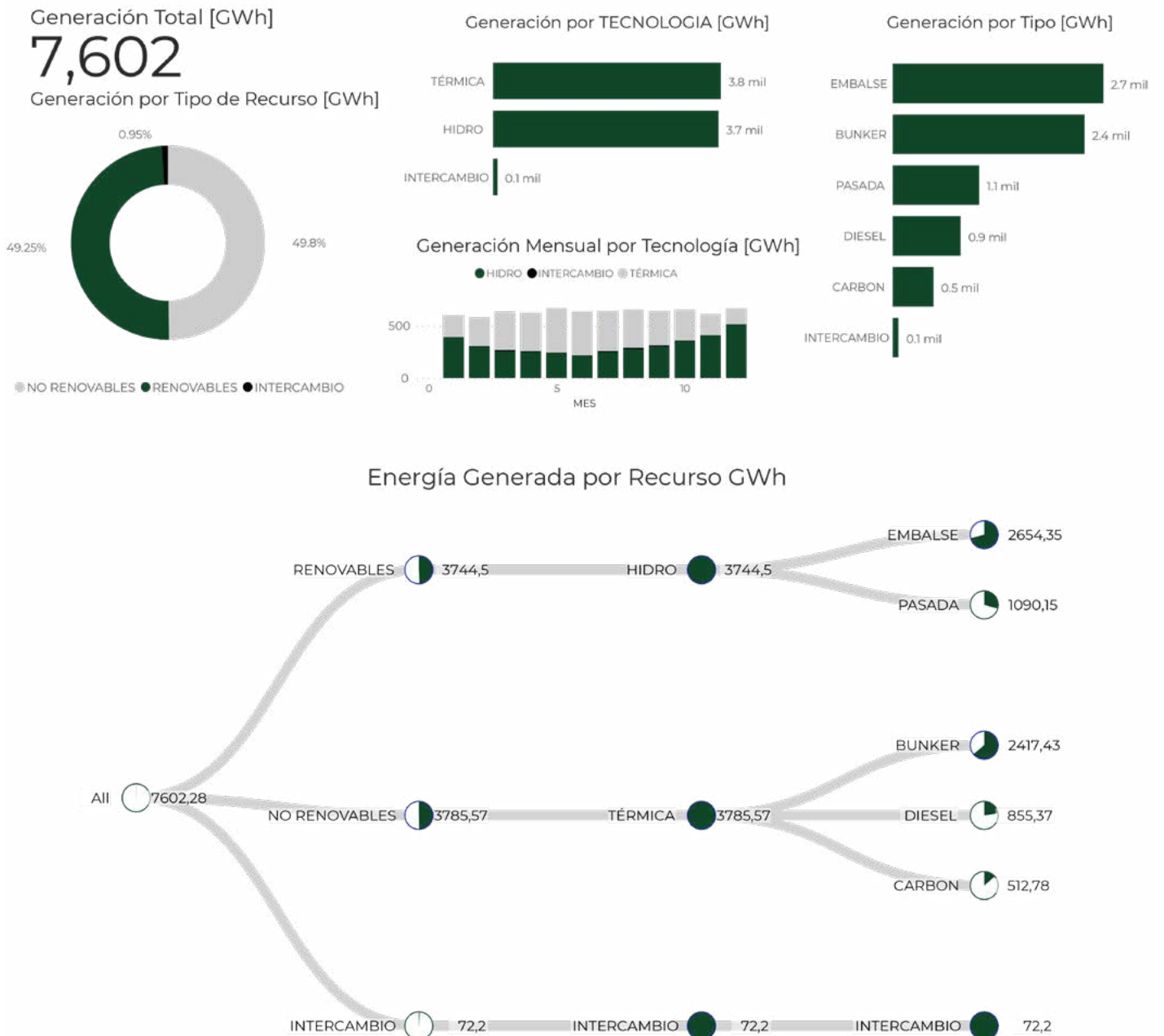
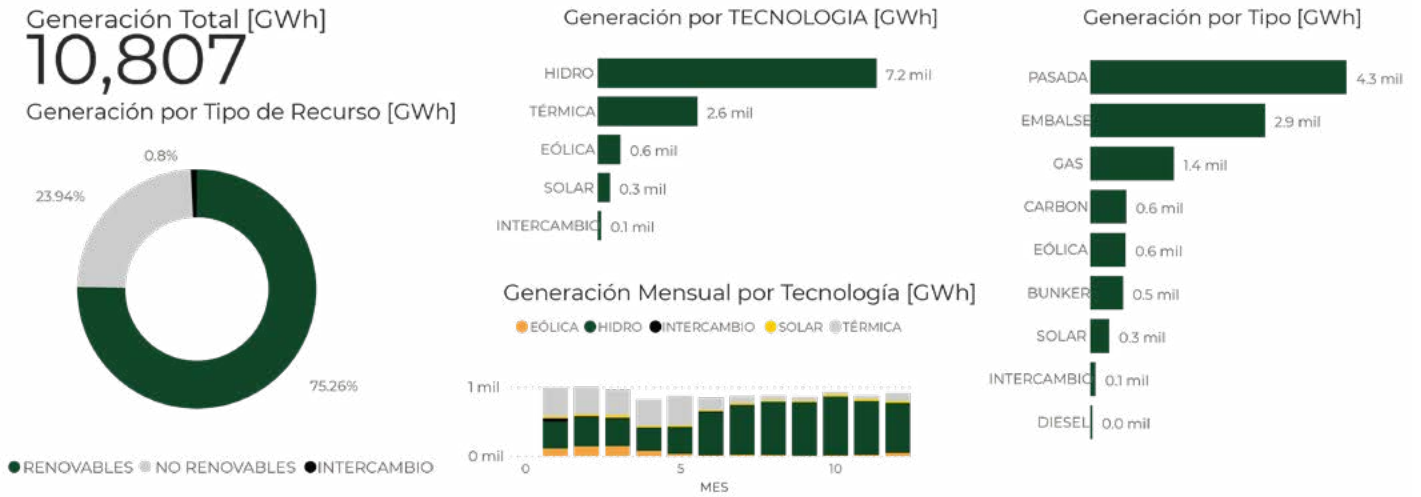
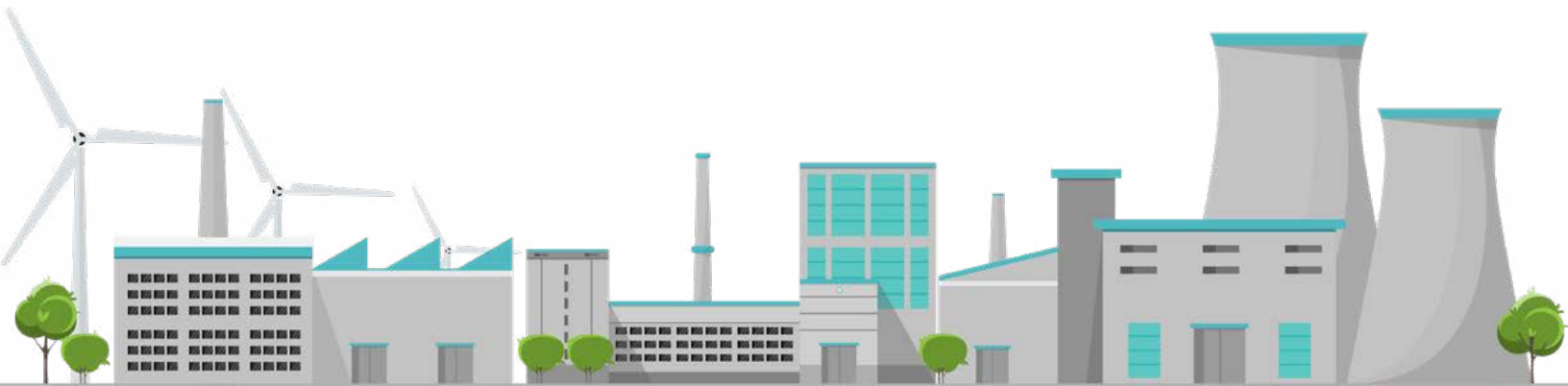
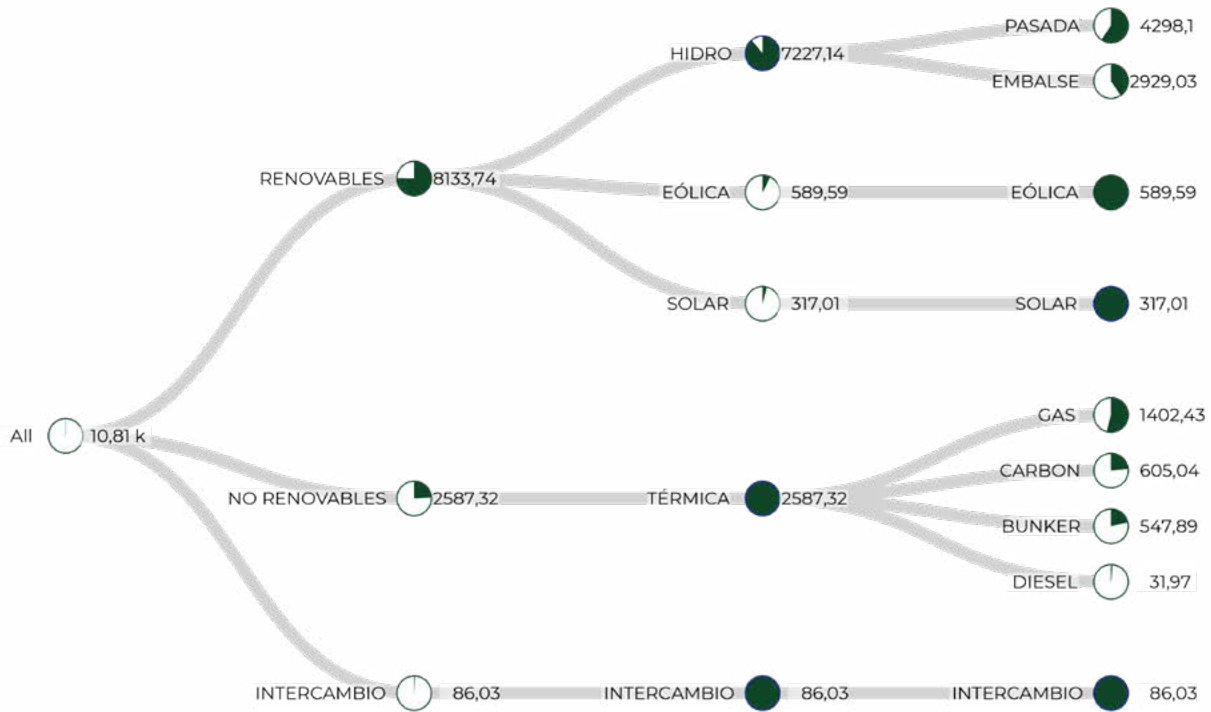


Ilustración 6. Generación Total Año 2020.

Referencia: Datos del Sistema de Medición Comercial SMEC del CND.



Energía Generada por Recurso GWh



3.3. Intensidad Energética:

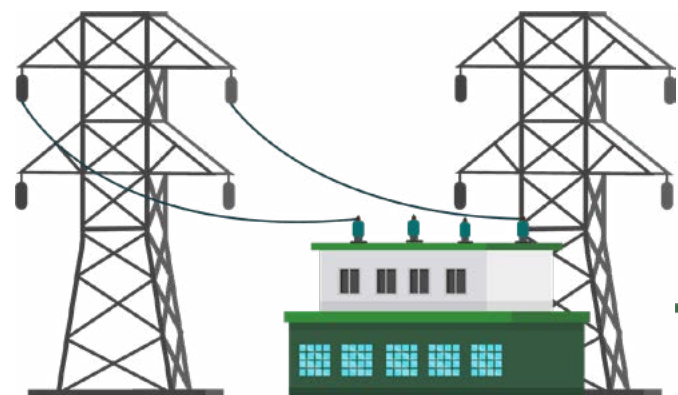
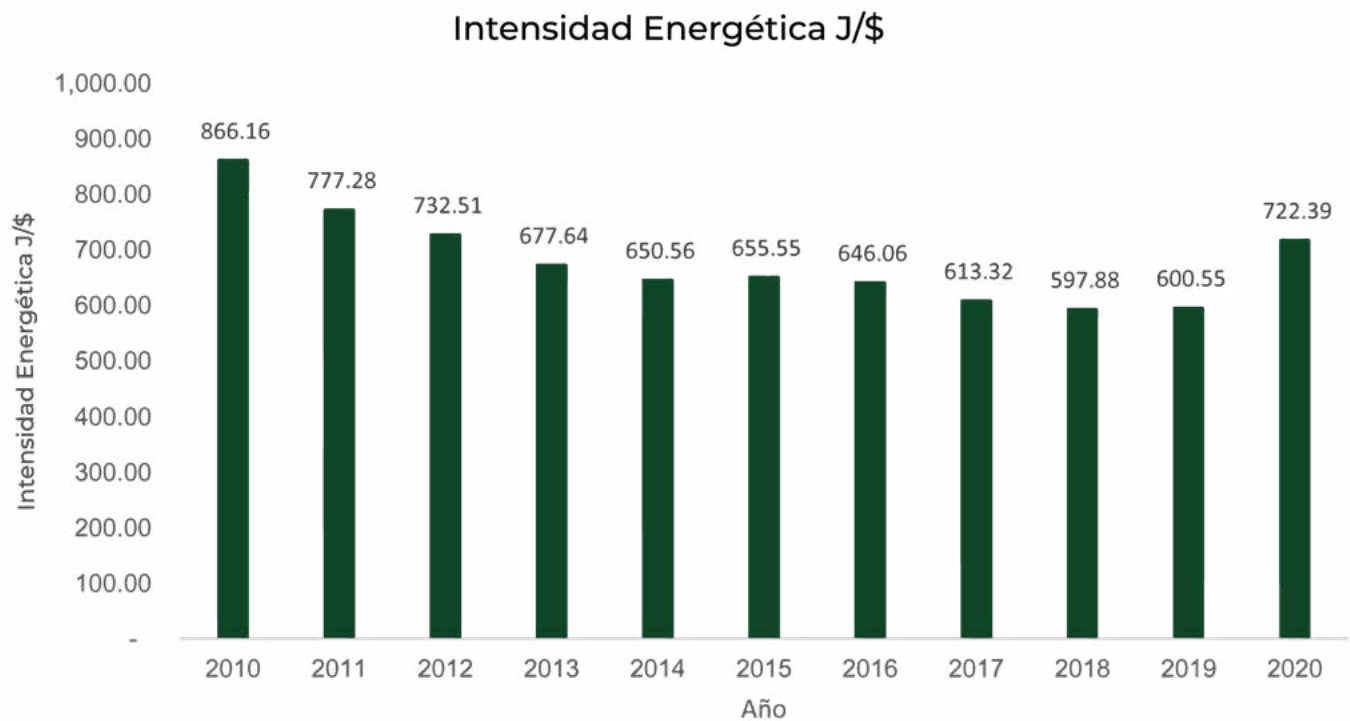
La intensidad energética (IE) define la relación existente entre el consumo de energía de un país y su producto interno bruto, por lo que se convierte en un indicador relevante al mostrar las unidades de energía necesarias para crear una unidad de riqueza, lo que permite utilizarlo como una medida de eficiencia de la economía.

La ilustración 7 presenta la intensidad energética del país, donde se muestra que se ha logrado una

disminución del año 2010 al 2019, evidenciando un incremento en la eficiencia de la economía del país. Esa intensidad en sectores más cautivos del tipo de energía como el comercial es un indicador saludable de la sostenibilidad del crecimiento económico panameño. Es importante destacar que en el 2020 se aprecia un aumento en la intensidad energética producto de la caída anual más importante del PIB nacional en nuestra historia producto de la pandemia COVID19, que no estuvo acompañada de una reducción en la misma proporción en el consumo de energía.

Ilustración 7. Intensidad Energética en los años 2010 al 2020.

Referencia: Datos del Sistema de Medición Comercial SMEC del CND; Datos del PIB, INEC.



3.4. Datos del mercado eléctrico panameño:

Desde los inicios del Mercado Eléctrico en Panamá se ha registrado un comportamiento al alza en su tasa anual de crecimiento compuesto (en adelante TCAC), para los diversos rubros relacionados al uso de energía eléctrica.

La Serie de Balances Energéticos muestra que en la década comprendida entre los años 2010 y 2020 se registró un crecimiento del Consumo de Energía en el Sistema Interconectado Nacional del 49.96% con un TCAC del 4.14% con respecto al año 2010 y para la Demanda Eléctrica se registró un

crecimiento del 61.13% con un TCAC del 4.89% con respecto al año 2010 como se muestra en la Tabla 1.

Este crecimiento se ha dado en todos los segmentos de consumidores que forman parte del Mercado Eléctrico, de los cuales los mayores consumidores son las Distribuidoras que pasaron de 6,593 GWh para el año 2010 a 8,157 GWh para el año 2020 en referencia a los puntos de entrega de las distribuidoras en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), teniendo así un TCAC de 2.15% y un crecimiento del 23.72% con respecto al 2010, le siguen los Grandes Clientes que pasaron de 291 GWh en el 2010 a 1,363 GWh en el 2020 dando un TCAC de 16.70% y un crecimiento del 368.38% con respecto al 2010, como lo muestra la ilustración 8.

Tabla 1. Crecimiento Anual del Consumo Eléctrico.

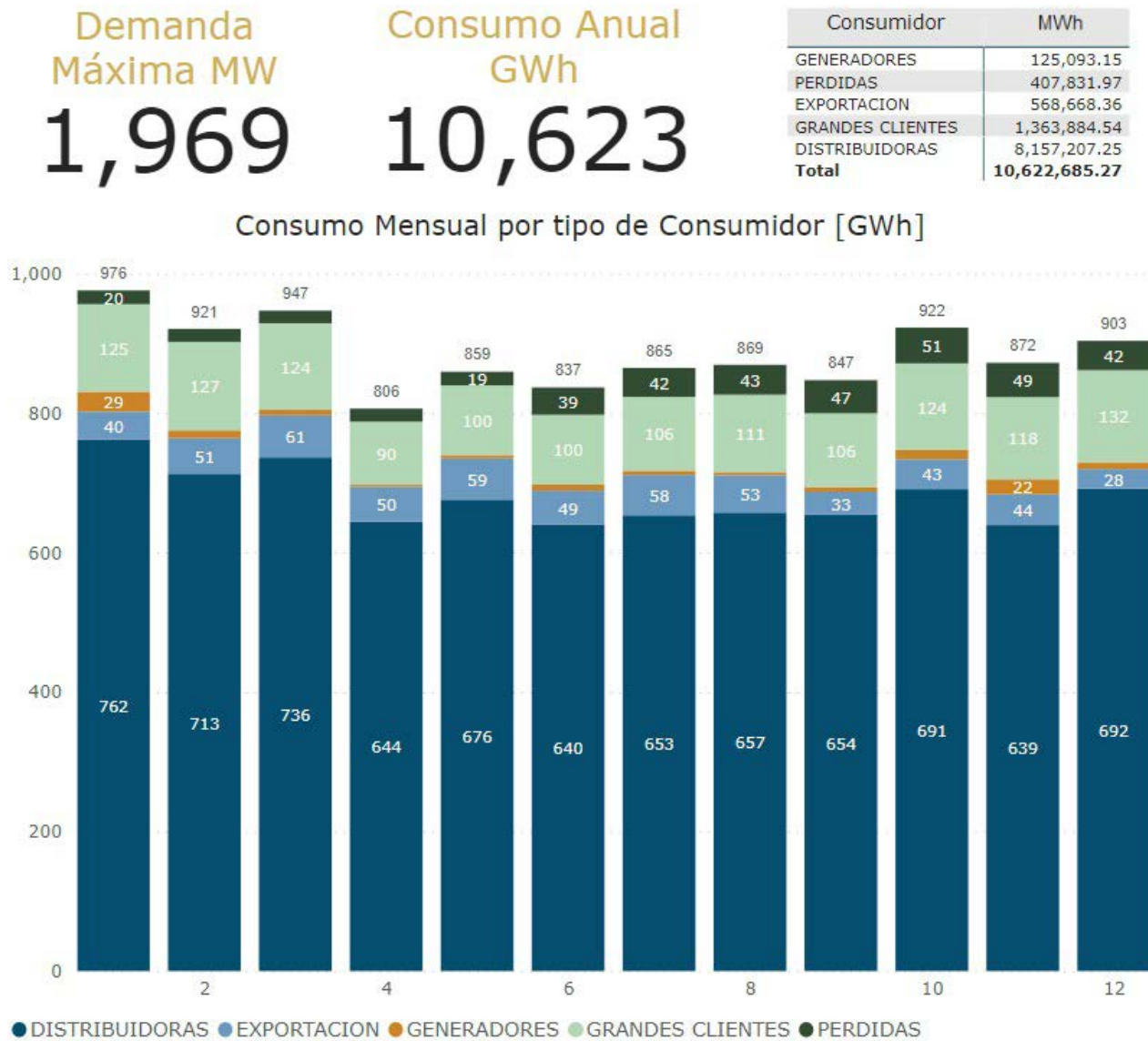
Referencia: Datos Históricos del Mercado, CND.

Año	MWh	Δ MWh	TCAC
2010	1,222.00	-	-
2011	1,286.00	64.00	5.24%
2012	1,386.00	100.00	6.50%
2013	1,443.00	57.00	5.70%
2014	1,503.00	60.00	5.31%
2015	1,612.00	109.00	5.70%
2016	1,618.00	6.00	4.79%
2017	1,657.00	39.00	4.45%
2018	1,665.00	8.00	3.94%
2019	1,961.00	296.00	5.40%
2020	1,969.00	8.00	4.89%



Ilustración 8. Consumo mensual por tipo de consumidor en GWh durante el año 2020.

Referencia: Datos del Sistema de Medición Comercial SMEC del CND.



Al 2019 la generación anual de Electricidad fue de 11 140 GWh, junto a una demanda máxima de 1 961 MW, la cual en el 2020 incrementó a 1 969 MW y, que el 20 de mayo de 2021 alcanzó los 2 020 MW, lo que muestra, aunque de forma modesta, la demanda máxima de energía continúa incrementando año a año aún con el impacto del COVID-19.

Entre el año 2010 y el año 2020, el costo marginal promedio por MWh bajó 131.30 \$/MWh, lo cual

representa una disminución del 74 %, tal como se aprecia en la ilustración 10, lo que, en base al diseño contractual de largo plazo de nuestro mercado, eventualmente impactará de forma positiva al costo de la tarifa eléctrica a los usuarios finales de seguir con esta tendencia.

Ilustración 9. Comparación de la generación anual y la demanda máxima de los años 2010 y 2020.

Nota: En verde datos del 2020 y en naranja datos del 2010. Referencia: Datos del Sistema de Medición Comercial SMEC del CND.

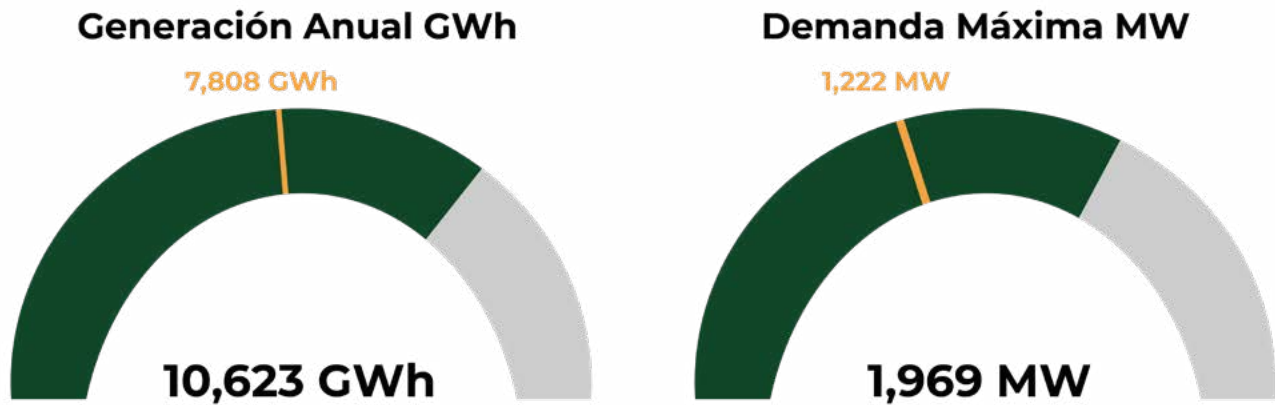
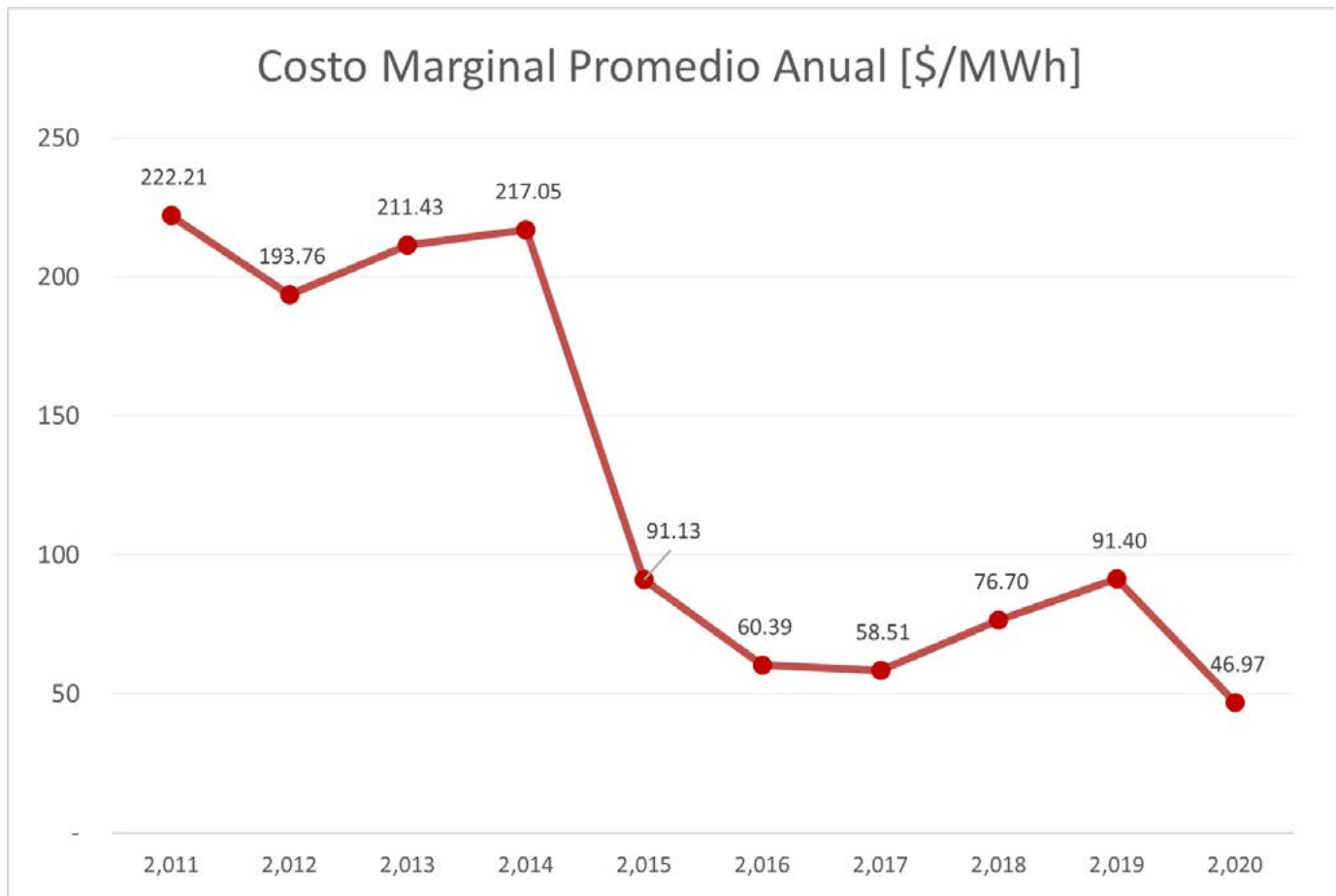


Ilustración 10. Costo Marginal Promedio Anual.

Referencia: Datos del Costo Marginal Histórico, CND.

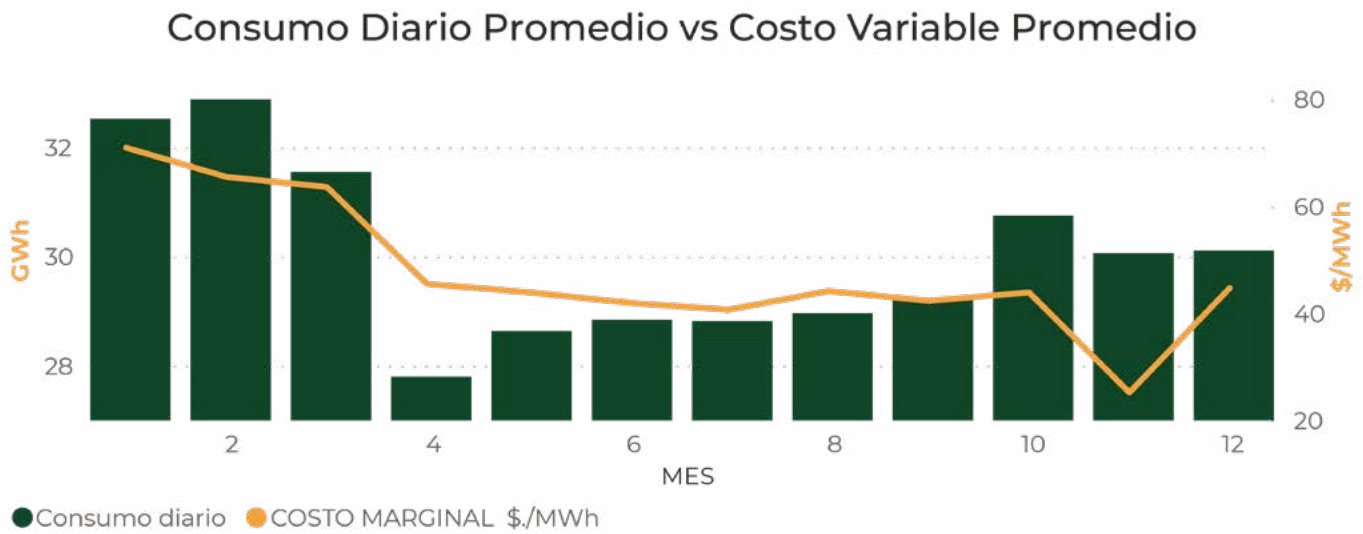


La estacionalidad (Estación Seca y Estación Lluviosa) tiene un impacto importante en el costo marginal al considerar que, tal como se muestra en la ilustración 11, para los meses de estación seca (mes 1 a 3 en Panamá) usualmente se generan los máximos de demanda y consumo anuales, aunado a que se tiene un mayor costo de operación del

sistema y costos marginales más altos, ya que se debe cubrir este mayor consumo con una mayor generación proveniente de la generación térmica, producto de una disminución en los recursos hídricos. Es importante señalar que el año 2020 fue atípico en los niveles de consumo diario debido al COVID-19.

Ilustración 11. Comparación del Consumo Diario Promedio y el Costo Variable Promedio en el año 2020.

Referencia: Datos Costo Variable Histórico, CND.



3.5. Nuevas tecnologías y nuevos modelos de negocio:

3.5.1. El rol del autoconsumo y la generación distribuida

Según información de la ASEP, a junio del 2021 en el país existían 1272 instalaciones de generación distribuida para autoconsumo en Panamá, representando una capacidad instalada de 46.64 MW. En la ilustración 12 se muestra el crecimiento de la generación distribuida para autoconsumo en Panamá desde el año 2009 hasta junio 2021, observándose un crecimiento relativamente lineal tanto en el número de proyectos como en la capacidad instalada. El año 2020, a pesar de la pandemia del COVID-19, fue el año de mayor capacidad instalada anual con 10256 kW, al incorporar 328 nuevos proyectos creciendo en un 23 %. Con la implementación de la Estrategia Nacional de Generación Distribuida se esperaría

que este crecimiento se torna exponencial, como ha ocurrido en otros países que implementaron medidas de fomento a la generación distribuida.

A junio 2021, el porcentaje de penetración de estas instalaciones en términos de capacidad instalada está entre 2.54% y el 3.0% de la demanda máxima de las distribuidoras de electricidad.

Si bien el tamaño promedio de las instalaciones de generación distribuida es de 38 kW, a nivel nacional aproximadamente el 38% de las instalaciones existentes son de menos de 5 kW y el 76% de menos de 25 kW de capacidad instalada, lo que muestra una gran concentración en instalaciones de baja capacidad instalada. El 84% de las instalaciones son de pequeño tamaño (inferiores a 10 kW), pero representan sólo un 6% de la potencia instalada total. Las 126 instalaciones de más de 100 kW representan el 78% de la potencia instalada.

Ilustración 12. Evolución de la capacidad instalada en MW de Generación Distribuida.

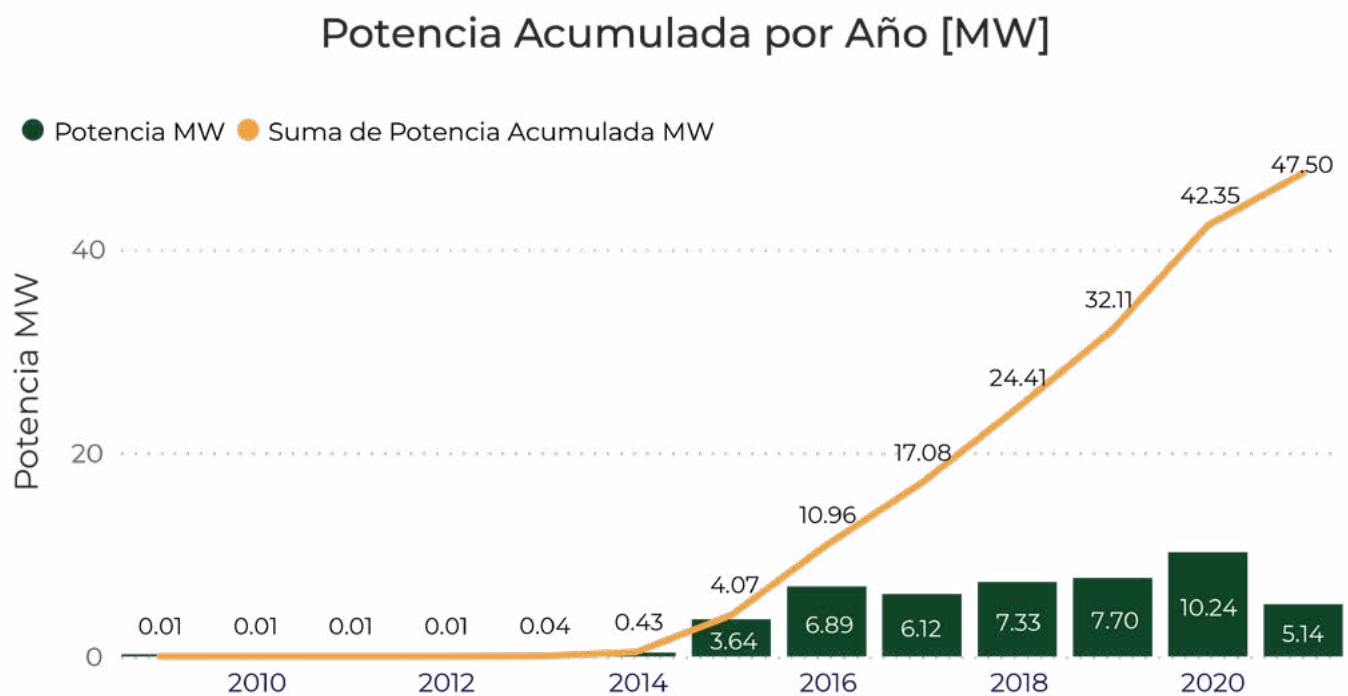
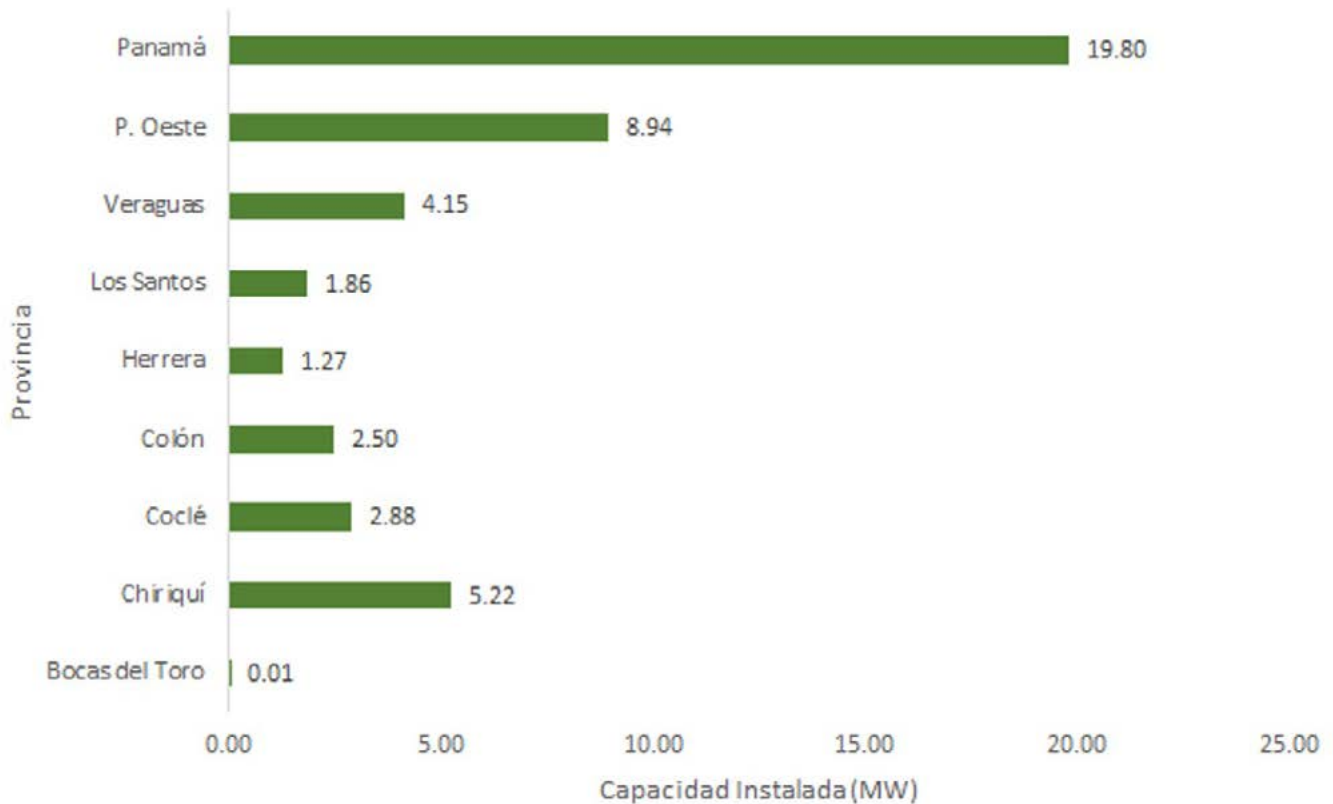


Ilustración 13. Distribución de la Generación Distribuida Solar por Provincia.

Referencia: ASEP a junio de 2021.



En la ilustración 13, se muestra la distribución de los proyectos por provincia, destacando que, tanto en capacidad instalada como en cantidad de proyectos, más del 60% se concentran en las provincias de Panamá y Panamá Oeste..

3.5.2. Movilidad eléctrica

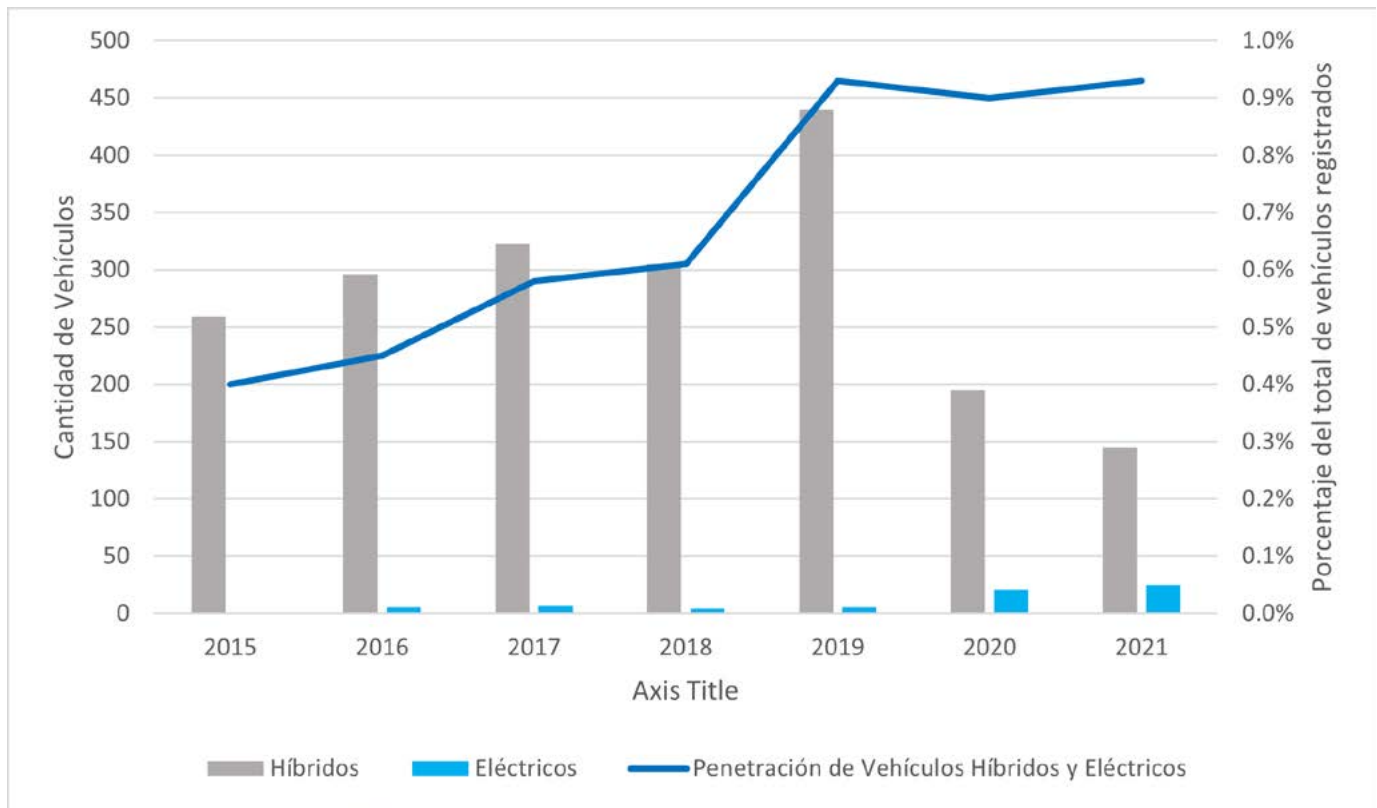
Con la publicación de la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica en 2019 se espera un incremento de la adopción de vehículos eléctricos en la flota vehicular a nivel nacional. La adopción de esta tecnología ha empezado a tomar una tendencia creciente pasando de un 0.4% en el 2015 a un 0.81% en 2019 de la venta total de vehículos. En la ilustración 14 se muestra que para el 2015 los vehículos híbridos comprados fueron de 259 y hasta la fecha se tienen 1963 vehículos de este tipo. En cuanto a vehículos eléctricos hasta el primer

semestre de 2021 se cuenta con 67 vehículos eléctricos, esto refleja que en Panamá hay un vehículo eléctrico por cada 2100, habitantes, tal como indica el Informe de Gestión Anual de la Comisión Interinstitucional de Movilidad Eléctrica (CIME).

En términos de las estaciones de carga pública, a la fecha se cuenta con 59 a nivel nacional, se ha visto un aumento considerable entre el 2020 y 2021, completamente por iniciativa privada.

Ilustración 14. Evolución de la Adopción de Vehículos Eléctricos e Híbridos en Panamá.

Referencia: Informe de Gestión de la CIME 2021.



3.6. Impacto de implementar la Agenda de Transición Energética:

La Secretaría Nacional de Energía en conjunto con el Ministerio de Ambiente y el programa de las Naciones Unidas, y con el apoyo de Euroclima+ han analizado el impacto económico de la implementación de los Lineamientos de La Agenda de Transición Energética (ATE) en Panamá, como parte de las acciones de Gobierno para generar una respuesta eficaz a la crisis sanitaria, social y económica de la COVID-19 a través de vincular los esfuerzos de recuperación actuales para orientar un desarrollo sostenible que estimule el crecimiento económico, cree oportunidades de empleo, garantice la competitividad y promueva la innovación hacia el cumplimiento de los ODS7 a corto, medio y largo plazo.

La Agenda de Transición promueve un cambio fundamental en la forma de producir y consumir la energía, aportando una transformación energética resultante en una inversión con visión de futuro como herramienta para mejorar la difícil situación fiscal, como resultado de los impactos de la COVID-19, facilitando de forma clave los esfuerzos de recuperación de Panamá durante los próximos cuatro años y más adelante.

Al reorientar las inversiones hacia la transición energética, Panamá lograría un mayor rendimiento de la inversión en comparación con los planes

actuales. Para 2050, la implementación de la ATE le generará al país ganancias acumuladas de USD\$44.500 millones con una inversión incremental acumulada del sector público y privado de USD\$21.000, superando ampliamente las inversiones adicionales necesarias. La ganancia adicional acumulada a través del aumento del PIB real durante el periodo 2020-2024 ascendería a USD\$480 millones y una mejora en las finanzas públicas de USD\$160 millones, mientras que el aumento del PIB real ascendería a USD\$125.700 millones al 2050.

Cada dólar que Panamá invierte en la transición energética puede aportar beneficios de hasta 2,11 dólares, alcanzando el periodo de recuperación en once años.

Invertir en la transición energética estimularía la actividad económica en la fase de recuperación 2020-2024 proveyendo un estímulo neto a la inversión en tecnologías limpias junto con la eliminación de los subsidios a los combustibles fósiles e impulsaría el PIB real un 0,52% más en 2024.

Se crearían 15 687 puestos de trabajo adicionales netos en 2024. Esto supone un 0,5% más que en el escenario BAU. En términos absolutos netos, la transición energética daría lugar a 102 098 puestos de trabajo más en toda la economía en comparación con el escenario BAU.

En promedio, por cada millón de dólares estadounidenses que Panamá invierte en la descarbonización de su sector energético se crean



2,95 nuevos puestos de trabajo adicionales al 2024.

La transición energética ofrece amplias oportunidades para crear una cadena de valor local alineada con los objetivos industriales estratégicos de Panamá. Invertir en los sectores relacionados con la transición energética a través del paquete de recuperación de Panamá ha considerado las políticas industriales y programas de formación y educación destinados a construir cadenas de suministro locales y desarrollar las habilidades y competencias necesarias en todas las industrias para adaptarse a esta transformación.

La implementación de la ATE permitirá cumplir el compromiso efectuado por Panamá ante las Naciones Unidas en el año 2030, disminuyendo las emisiones de CO₂eq relacionadas con la energía en un 14% y un 27% para 2030 y 2050 en comparación con el escenario BAU.

La transición energética puede mejorar el bienestar de la población panameña. Invertir en la agenda de la transición energética tiene impactos beneficiosos en la calidad del aire más allá de la reducción del CO₂ relacionado con la energía.

Esto, a su vez, mejora la salud al poder reducir en 19 169 las personas con enfermedades respiratorias en 2024, lo que se convertiría en 654 455 personas menos con enfermedades respiratorias al 2050. Esto conlleva un ahorro en los gastos públicos del sistema sanitario en 20 millones al 2024 y 790 millones ahorrados al 2050. Además, puede generar ahorros acumulados de USD\$560 millones en subsidios energéticos al 2024 y de USD\$ 10 500

millones.

El análisis realizado muestra que la inversión en la transformación energética puede influir en gran medida en el futuro desarrollo socioeconómico mediante la creación de sinergias entre los indicadores sociales, económicos y ambientales de Panamá y puede posicionar a Panamá como un HUB energético de tecnologías limpias a la vanguardia de la región de América Latina y el Caribe.

Para lograr que las proyecciones sean alcanzadas a cabalidad se requiere modernizar e innovar alineando la gobernanza de la política energética y la cooperación internacional con el cumplimiento de los objetivos para 2030 y 2050, ampliando la oferta de innovación dirigida al sector energía, abordando brechas clave, incrementando la demanda de tecnologías e innovación energéticas limpias y sostenibles, aprovechando la digitalización para la innovación, al mismo tiempo que se cierra la brecha digital, mejora la recopilación, gestión y aplicación de datos y sistemas de datos (Reporte de Innovación, Tecnología y Data, UN 2021). Con esto como norte, se desarrollará un proceso de innovación con el aporte de todos los actores para asegurar que el sector energía aproveche el 100 % de las oportunidades para implementar el Plan Estratégico de Gobierno de la mano de indicadores sostenibles para el desarrollo.



4. Oportunidades para Innovar en el sector eléctrico nacional



El reporte en innovación, tecnología y data desarrollado en el marco del Diálogo de Alto Nivel de las Naciones Unidas, indica que la innovación es un proceso dinámico que resulta de sistemas complejos e interconectados, influenciados por múltiples actores e instituciones de diversos niveles jerárquicos, que incluyen gobiernos, sector privado, academia, sociedad civil y usuarios finales. Innovación no es solo sobre tecnología, incluye también política y planificación, así como los ejes financieros, sociales y de negocios.

Es en este sentido, que en esta sección se presentan las oportunidades que ha identificado la Secretaría Nacional de Energía para modernizar e innovar en cada una de las actividades del sector eléctrico: planificación, generación, transmisión, distribución y mercados, con miras a viabilizar la transición energética al 2030 y alcanzar las metas de acción climática que Panamá se ha propuesto.

4.1 Planificación

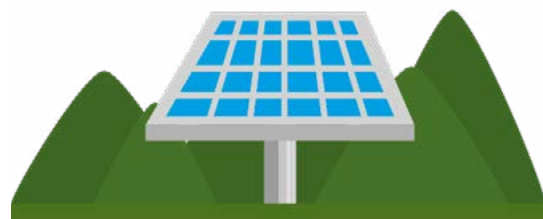
4.1.1. Fortalecimiento de la función de planificación de la SNE

Mediante la Ley 43 de 25 de abril de 2011, la cual reorganiza la Secretaría Nacional de Energía (SNE) como una entidad del Órgano Ejecutivo, adscrita al Ministerio de la Presidencia, se establece que entre sus funciones está la de diseñar un Plan Energético Nacional (PEN) de largo plazo, que deberá ser actualizado anualmente para guiar las decisiones que la nación requiere adoptar para asegurar un suministro de energía adecuado y seguro que permita el crecimiento sostenido de la calidad de vida de los ciudadanos, en línea con los retos y desafíos que plantea la inserción de Panamá en la economía global. Igualmente, asigna la función de establecer los criterios para el diseño del plan de expansión de generación para el

Sistema Interconectado Nacional (SIN) y establecer el diseño del plan de expansión de transmisión para el SIN, en el que se indicarán los proyectos estratégicos.

Por otro lado, el texto único de la Ley 6 de 1997 (artículo 8), asigna las funciones de elaboración (factibilidad técnica, económica, financiera y ambiental) del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), de acuerdo a los criterios y políticas establecidos por la SNE y en concordancia con los planes de desarrollo del sector energético adoptados por el Estado. Este plan de expansión debe ser actualizado o revisado anualmente o cuando se presenten cambios en los supuestos, proyecciones o criterios que lo sustentan.

En la práctica, por disposición de la propia Ley 6 de 1997, el papel de ETESA, aparte de elaborar el plan de expansión para el SIN, tiene como funciones adicionales, contratar el suministro de energía a corto y largo plazo para atender la demanda del SIN, efectuar la operación integrada de este a través del Centro Nacional de Despacho y construir, mantener y operar la red de transmisión nacional.



Propuestas:

01.



Redefinir el rol de la SNE en la planificación de la generación, para estrechar el vínculo directo entre la coordinación de la política energética y el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN).

- Actualizar el marco legal y normativo para que la planificación del sector desde la Secretaría Nacional de Energía (SNE) se fortalezca.
- Dotar de los recursos tecnológicos y humanos a la SNE para que desarrolle dicha función

02.



Incluir los lineamientos estratégicos de la Agenda de Transición Energética, y las metas planteadas en sus Estrategias Nacionales en los criterios que presente la Secretaría de Energía para la formulación del PESIN. Esto debe mantener la planificación de la generación como se desarrolla actualmente, aunado a que en la celebración de actos de contratación se considere el esquema de pliegos especiales por tecnología, que propicien la instalación de las tecnologías para asegurar el alineamiento entre el PEN y el PESIN.

4.1.2. Planificar acciones que aseguren un suministro futuro, que sea más seguro, eficiente, flexible y resiliente.

Contar con un sistema energético sostenible es una responsabilidad que atañe a todos los ciudadanos, por ser un servicio esencial para la vida. La demanda de energía en una sociedad guarda relación con su nivel de bienestar y con el grado de desarrollo económico. A medida que la sociedad incrementa su bienestar y su nivel de desarrollo económico, se hace más dependiente del consumo de energía.

El Plan Energético Nacional 2015-2050, estableció como uno de sus pilares el asegurar el abastecimiento futuro de la energía en razón de que la matriz energética de Panamá exhibe un alto grado de dependencia de importaciones (hoy día 74%) y porque el país cuenta con recursos energéticos limitados para atender el rápido

crecimiento de la demanda.

En los últimos años, las fuentes renovables han recibido un alto impulso a través de leyes que promueven su incorporación en la matriz energética, como lo son la energía eólica o la solar, las cuales hacen aportes modestos pero necesarios en el corto plazo. Aunado al impulso que tengan las energías renovables a nivel nacional, el país debe prepararse para los intercambios energéticos que se realicen a través de interconexiones regionales. La importación de gas natural jugará un papel importante en el futuro energético de Panamá. Así mismo las importaciones de energía eléctrica del área centroamericana y potencialmente de Colombia tendrán importancia en el largo plazo.

Propuestas:

01.



Continuar desarrollando los estudios pertinentes, así como las negociaciones que se ameriten para viabilizar la interconexión Colombia - Panamá.

02.



Fomentar el uso de tecnologías de almacenamiento de energía (i.e. baterías, hidrógeno, etc.) con la estructuración de proyectos pilotos para almacenamiento de energía.

03.



Promover y fomentar la diversificación de la matriz eléctrica nacional, aportando no solo con la atracción de inversiones o con la promulgación de leyes, sino con el desarrollo de mapas de potencial energético de fuentes de energía no convencionales en el país (i.e. eólica off-shore, marinas, biomasa) lo que permitirá identificar sitios o áreas que sean atractivas para la producción de energía.

04.



Asegurar un esquema de administración en el que ETESA gestione las inversiones de corto plazo para lograr su ejecución en el tiempo planificado.

05.



Coordinar la planificación y mantenimiento de las redes considerando la evolución de una capacidad instalada en la generación distribuida, para asegurar el funcionamiento óptimo de las redes en todos los niveles de tensión donde se ubican los clientes finales que optarán por la generación distribuida en sus instalaciones y que podrán tener la opción de intercambio con otros.



4.1.3. Identificar y analizar las acciones pertinentes para que la relación entre el mercado eléctrico de Panamá y el Mercado Eléctrico Regional (MER) se desarrollen a todo su potencial.

La integración energética, y principalmente la eléctrica, es una estrategia que permite abordar la confiabilidad en el abastecimiento, la capacidad de responder a picos de demanda y el impacto ambiental que la actividad genera. En cuanto al sistema de precios, puede permitir sustituir el ingreso de máquinas de mayor costo marginal por la importación de otro sistema que presenta un menor costo.

En el caso de Panamá, el mercado eléctrico o mercado mayorista, es el ámbito en el cual actúan, por un lado, los agentes productores (generadores, autogeneradores, cogeneradores y generadores internacionales) y por el otro, los agentes consumidores (distribuidores, grandes clientes y la exportación de energía), quienes realizan sus transacciones comerciales de compra venta de energía y/o potencia. Dicho mercado incluye el Mercado de Contratos y el Mercado Ocasional.

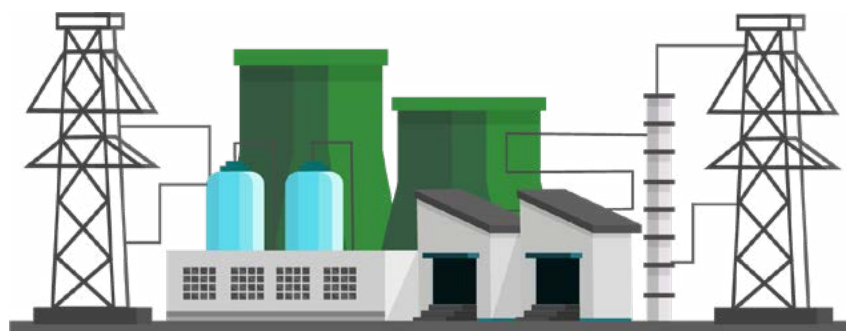
A nivel centroamericano, el Mercado Eléctrico Regional (MER) es el ámbito en el que se realizan las transacciones regionales de electricidad entre los agentes del mercado. El mercado debe evolucionar

gradualmente de una situación inicial limitada hacia una más amplia, abierta y competitiva, apoyado en la infraestructura existente y futura tanto nacional como regional.

Las transacciones del mercado se realizan entre sus agentes: generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores. Todos los agentes de los mercados mayoristas nacionales son agentes del MER, luego de ser autorizados por el Ente Operador Regional (EOR). Los agentes pueden realizar las transacciones de energía eléctrica libremente y sin discriminación alguna. La integración vertical es permitida si se crean unidades de negocio con separación de costos.

De los beneficios o fortaleza del MER están la mayor competencia al crearse un mercado de mayores dimensiones, con posibilidad de actuación de más oferentes, el fortalecimiento de la seguridad jurídica para inversionistas y el mejoramiento de la calidad del servicio, principalmente del de la infraestructura de transmisión.

La planificación a largo plazo del MER indica que el desarrollo económico, el aumento de la población, la incorporación de nuevos consumidores, al incrementarse el grado de electrificación de la región y la mejora del ingreso per cápita en todos los países son las principales razones para incrementar la oferta de generación en la región.



Propuestas:

<p>01.</p> 	<p>Analizar la conformación de un mercado regional único, donde se puedan realizar transacciones de mercado de manera firme y a largo plazo entre agentes de dos países, lo que plantea un desafío al requerir que se superen barreras políticas y diplomáticas complejas dada la posición firme de mantener la soberanía energética.</p>
<p>02.</p> 	<p>Estudiar la viabilidad del desarrollo un mercado más dinámico con el MER mediante una utilización más eficiente de las infraestructuras de interconexión y la participación más activa de los agentes, habilitando a los distribuidores/comercializadores como entes activos en este mercado.</p>
<p>03.</p> 	<p>Apojar e impulsar la instalación en Panamá del Centro de Respaldo del Ente Operativo Regional (EOR)</p>
<p>04.</p> 	<p>Definir los pasos requeridos para posicionar Panamá como HUB energético de la región, incluyendo las futuras transacciones de energía con Colombia. Esto requiere un dinámico plan de inversión centrado en mejorar la generación, transmisión y distribución de la energía.</p>
<p>05.</p> 	<p>Incluir en la planificación el crecimiento de la oferta de generación de electricidad, incorporando el crecimiento requerido de la infraestructura de transmisión para fomentar la participación del país en el MER.</p>
<p>06.</p> 	<p>Promover colaboraciones con los otros países de Centroamérica en base a otros energéticos.</p>
<p>07.</p> 	<p>Analizar el impacto para posicionar a Panamá como un HUB energético de la región con el trasiego de hidrógeno verde, como alternativa de almacenamiento, biocombustibles para generación de electricidad, entre otros.</p>

4.1.4. Asegurar la implementación de la Agenda de Transición Energética, como parte de las Contribuciones Determinadas Nacionalmente frente al cambio climático.

La actualización de la Contribución Determinada a Nacional de Panamá (CDNI) al igual que los de otros países, está considerada como un indicador claro de las acciones posibles en que el país se ha comprometido a desarrollar dada sus actuales circunstancias nacionales, con miras a incrementar la ambición junto a su aporte y esfuerzos para mitigar los gases efecto invernaderos cada cinco años.

La Agenda de Transición Energética (ATE) señala el compromiso del cumplimiento del Objetivo de Desarrollo de las Naciones Unidas planteado

en el ODS7, ODS13 y el Acuerdo de París, el Plan de Acción del Presidente Laurentino Cortizo, el diálogo sectorial realizado en el último trimestre de 2019, los datos del PEN 2015-2050 y la evaluación que como equipo hizo la Secretaría Nacional de Energía, de manera técnica integral. La ATE 2020-2030 es la nueva ruta de descarbonización y resiliencia climática del sector energía en la República de Panamá y se centra en lineamientos estratégicos priorizados por el Gobierno de Panamá tanto para la acción climática y la política nacional energética como para la reactivación económica Post-COVID-19.

La contribución de la ATE a la CDNI representa el 95 % de los compromisos de reducción de emisiones totales del país en su período de implementación.

Propuestas:

01.



Asegurar que en la implementación de la NDC se vincule y visibilice la ATE incluyendo en el sistema de Monitoreo, Registro y Verificación el establecimiento de mecanismos de vinculación entre la política pública del sector energético y los planes de inversión institucional asociados al NDC, con asignación de responsabilidades y recursos a las diferentes instituciones cuya participación sea requerida en el desarrollo de la política energética.

02.



Alinear las acciones y los planes de inversión de las instituciones del Estado a la política energética se deberán identificar mecanismos que lleven a que las políticas sean de obligatorio cumplimiento por las instituciones del Estado.

03.



Apoyar al MEF y a las demás instituciones vinculadas al desarrollo e implementación de la política energética, para que su personal se capacite en el desarrollo e implementación de mecanismos de financiamiento climático.

4.1.5. Incorporar en el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional y la Planificación de la Distribución, las medidas de adaptación definidas en el plan de Adaptación del sector energético.

En Panamá, uno de los sectores más importantes en términos de emisiones y absorciones de GEI (actuales o futuras), es el sector Energía (generación de electricidad y transporte terrestre), por lo que las medidas de adaptación al cambio climático, por parte del sector energético deben reducir su vulnerabilidad ante los efectos derivados del cambio climático.

Reducir la vulnerabilidad y aumentar la resiliencia de la infraestructura energética ante los efectos del cambio climático es un elemento transversal y adecuado con las políticas, programas y proyectos del sector. Inclusive, se sustenta en el aprovechamiento y uso de los recursos naturales para la producción de energía.

Desde la perspectiva de adaptación, el objetivo específico que se persigue con la actualización de la CDN1 de Panamá es promover la resiliencia al clima y reducir el riesgo ante los efectos del cambio climático. La CDN1 será progresiva y se implementará mediante un enfoque participativo y transparente, inclusivo y equitativo al género, sobre la base de las circunstancias nacionales y sectoriales.

Por otro lado, uno de los compromisos del CDN1 de Panamá, señala que al año 2025 se contará con un Plan Nacional de Cambio Climático para el sector energía, con un componente de mitigación y uno de adaptación. Es por ello necesario implementar nuevas tecnologías, innovar, educar y empoderar a jóvenes y mujeres líderes de comunidades para la sostenibilidad de las inversiones futuras en el sector energía. Adicionalmente, es importante que las políticas y estrategias y los registros nacionales analicen los usos y aprovechamientos energéticos promoviendo opciones técnicas y económicas.

Propuestas:

01.

Analizar el nivel de vulnerabilidad frente al cambio climático del sector energético.

02.



Incorporar medidas de adaptación al cambio climático en la Agenda de Transición Energética (ATE), ya que en el país existe una serie de infraestructuras que requieren del análisis y difusión de información sobre actividades y medidas a implementar con relación a la adaptación, con el fin de que gobiernos, empresas, comunidades y organizaciones puedan aprender unas de otras a reducir la vulnerabilidad y adaptarse a los impactos del cambio climático de la mejor forma.

03.



Realizar investigaciones que permitan conocer las mejores opciones de adaptación, fomentar el desarrollo y difusión de tecnología, conocimiento y lecciones aprendidas en materia de adaptación. Integrando la modelización del clima en los escenarios determinados por la planificación, lo que es fundamental para las energías renovables, todo ello ayudará en la evaluación de los impactos y la vulnerabilidad y la selección de estrategias de adaptación, del país.

04.



Fomentar que las empresas de transmisión y distribución incluyan en sus planes las inversiones contempladas en lo que será el Plan de Adaptación del sector energético. A la vez que se implementan medidas de reducción de emisiones de GEI, se debe avanzar en la adaptación aumentando la resiliencia del sector y la seguridad en la disponibilidad de energía ante eventos extremos, a la vez que se incide en la creación de empleos verdes.

05.



Buscar recursos financieros climáticos para promover y escalar otras medidas de acción climática en las áreas de eficiencia energética, movilidad eléctrica, uso de paneles solares fotovoltaicos/calentadores solares de agua y construcción sostenible, entre otras, para lograr la meta de reducción de emisiones totales planteada a 2030 y 2050.

4.1.6. Homologar los datos sobre el sector energético de las instituciones públicas del sector energético en una base de datos de acceso libre

El artículo 11, numeral 1 de la Ley 43 de 25 de abril de 2012, señala que la Secretaría Nacional de Energía tiene como función administrativa la de organizar y mantener el Sistema Nacional de Información y Documentación Energética del país. Automatizar el almacenamiento, procesamiento y la publicación de la información es una tarea que requiere esfuerzos y participación de todos los actores del sector energía, por lo que lograr la implementación y operación de un Sistema de Información Energético Nacional con la participación activa de los funcionarios responsables de la gestión y

procesamiento de información energética de la Secretaría de Energía y con participación de las instituciones públicas del sector energético (SNE, ASEP y CND), es una tarea impostergable.

Teniendo en cuenta lo antes señalado, la Secretaría Nacional de Energía realizó acercamientos con la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) con miras a utilizar las herramientas informáticas que OLADE pone a disposición a sus Países Miembros, con la finalidad de poder implementar su Sistema de Información Energética Nacional el que actualmente no se dispone.

El Sistema Nacional de Información y Documentación Energética del País (SNIDE) o siePANAMÁ, plataforma digital que integra y

estandariza información actualizada de las distintas organizaciones que forman parte del sector energético, aporta accesibilidad a los usuarios en forma oportuna y sistematizada, con el fin de facilitar la gestión de la información del sector y su divulgación.

Cada organismo del sector energético administra su base de datos de información, práctica que debe continuar así para interactuar con el siePANAMA el cual busca fortalecer las capacidades de

administración, almacenamiento y procesamiento de la información estadística, tanto en los ámbitos técnicos, así como en la de otros ámbitos que influyen al sector energético, automatizando este tipo de datos con herramientas modernas, lo cual permitirá potenciar los modelos de gestión de la información y planificación energética que dispone Panamá, mediante la implementación del sistema de Información Energética Nacional, cuyo mantenimiento y uso será exclusivo del país.

Propuestas:

01.



Fortalecer las capacidades de administración, almacenamiento y procesamiento de la información estadística, legal, documental del sector energético de Panamá, a través de la implementación de un Sistema de Información Energética Nacional y de la creación de una estructura organizativa e institucional que será la responsable de coordinar la recopilación, procesamiento e ingreso de la información, así como de establecer el contenido, alcance, desagregación de la información a registrarse en el Sistema de Información Energética Nacional.

02.



Automatizar la información energética utilizando herramientas informáticas modernas.

03.



Garantizar la sostenibilidad de la información estadística, socioeconómica, legal, oferta y demanda de servicios y documental del sector energético de Panamá a través de Herramienta informática configurable que integra, procesa y divulga la información estadística energética de país, con base en metodologías y conceptos estandarizados que permitan la consolidación de la información según las características energéticas propias de Panamá.

04.



Recurso humano capacitado en técnicas de recopilación, procesamiento y validación de la información estadística y en la herramienta informática.

4.1.7. Contar con los mecanismos para captar información de diversas instituciones del Estado e implementar mecanismo de monitoreo, reporte y verificación de impacto de las acciones definidas en la política energética del País.

En Panamá, la recopilación y calidad de la información en el sector energía la compilan varias instituciones entre las cuales se encuentra el Instituto Nacional de Estadística y Censo (INEC), la Autoridad de los Servicios Públicos (ASEP) y la Secretaría Nacional de Energía (SNE). Dichas instituciones presentan sus estadísticas a través de sus páginas web a través de datos, tablas, gráficos y reportes o informes.

Por otro lado, la Ley 43 de 25 de abril de 2011, señala que la SNE tiene, entre sus funciones administrativas, la de organizar y mantener el Sistema Nacional de Información y Documentación Energética. En la actualidad los actores del sector energía proveen la información en formato digital a la SNE.

Debido a la ausencia de una plataforma digital, recientemente instituciones como el Ministerio de Ambiente, está desarrollando una plataforma que servirá para reportar, divulgar y verificar datos que permitirán calcular o estimar las emisiones y absorciones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) del país.

En cuanto al monitoreo, reporte y verificación de las acciones establecidas en la política energética del país, la SNE está ejecutando el proyecto sobre acciones de mitigación en los sectores de eficiencia energética, energías renovables, transporte y residuos que actualmente están implementados en Panamá, así como su potencial de mitigación en el largo plazo, con el fin de proveer al gobierno de los elementos necesarios para la toma de





decisiones sobre un posible mercado de carbono doméstico que sirva para lograr la reducción de emisiones a la que el país se ha comprometido en el ámbito internacional, que se resume en la meta de GEI presentada a través de la CDN1 en 2020.

Panamá tiene el compromiso de presentar las emisiones de gases de efecto invernadero de este sector y monitorear su disminución año a año con respecto al escenario "Business as usual", utilizando las guías generadas por el IPCC para los inventarios nacionales de efecto invernadero.

Conocer las fuentes y emisiones permite controlar eficientemente cualquier problema de contaminación, establecer políticas públicas, generar modelos y monitorear el progreso hacia los objetivos de Estado. En el caso de la promoción de las fuentes renovables de energía, en Panamá, la Ley 45 de 2004, establece incentivos basados en el conocimiento de las emisiones evitadas por los proyectos que se ejecuten a partir del uso de fuentes renovables de energía. Inclusive, bajo el Decreto Ejecutivo 45 de 2009 que reglamenta la mencionada Ley 45, en su artículo 5, dentro del procedimiento de cálculo del incentivo fiscal, establece que las personas naturales o jurídicas que desarrollen proyectos de fuentes renovables deben aplicar, bajo los criterios del IPCC, una línea base para el sector eléctrico establecida por la Secretaría Nacional de Energía, en toneladas de CO₂ equivalentes por MWh, con lo que se da evidencia de la información que se recopila para conocer dentro del sector eléctrico, las emisiones que producen las diferentes tecnología de generación del SIN.



Propuestas:

<p>01.</p> 	<p>Desarrollar e implementar un sistema de Monitoreo, Reporte y Verificación (MRV) para el sector energía. El Ministerio de Ambiente (MiAmbiente) y la Secretaría Nacional de Energía (SNE) han solicitado apoyo para desarrollar capacidades y crear un equipo local que apoyará al Gobierno de Panamá para implementar el sistema MRV en el contexto de la Plataforma Nacional para la Transparencia Climática.</p>
<p>02.</p> 	<p>Implementar el siePanamá, con las recomendaciones internacionales sobre Estadísticas Energéticas (metodología IRES) de las Naciones Unidas, con el fin de que la información energética del país maneje conceptos estandarizados internacionalmente, fomentando así una comparabilidad a nivel regional y mundial.</p>
<p>03.</p> 	<p>Digitalizar la información energética con el fin de mostrar la importancia de una adecuada, organizada y planificada gestión de la información energética como base para la toma de decisiones y el desarrollo sostenible del sector.</p>
<p>04.</p> 	<p>Conectar el siePanamá con otras plataformas de información nacionales a través de la Autoridad de Innovación Gubernamental (AIG).</p>

4.1.8. Desarrollar planes de inversión basados en la Agenda de Transición Energética y el Plan Energético al 2050

En el marco del desarrollo de la agenda de transición energética, se considera necesario incentivar la inversión en el sector, mejorar la competitividad y llevar la electrificación a las comunidades puntualizadas en el Plan Colmena.

El sector energía está preparado para un escenario de importantes inversiones que contempla la transición energética, lo que representa una oportunidad real para la industria. Las redes eléctricas y la inversión en ellas deben ser pilares de

la recuperación económica, ya que son un empuje significativo de la industria panameña.

La agenda de la transición energética contempla llevar electrificación a las comunidades establecidas dentro del Índice de Pobreza Multidimensional, mapeadas dentro del Plan Colmena, que busca disminuir la pobreza y la desigualdad.

La iniciativa apuesta por el uso de fuentes de energía renovables y una red de distribución moderna e inteligente para impulsar el desarrollo socioeconómico de las comunidades del Plan Colmena.

Un estudio reciente del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), publicado en abril pasado, indica que integrar la transición energética en los planes de estímulo y recuperación post COVID-19 es una inversión que traerá beneficios significativos, no solo para el medio ambiente y la salud, sino también para la economía y la generación de empleo.

La actual administración de gobierno estima invertir alrededor de \$2,000 millones en materia energética, durante los próximos años. En el desglose, se planea invertir a través de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) alrededor de \$500 o \$600 millones para la (cuarta) línea de transmisión, así como también otros \$400 millones adicionales para el reforzamiento y otros proyectos de ETESA.

En principio, el desarrollo de la agenda de transición energética implicaría (la inversión) alrededor de unos \$500 millones adicionales, solamente en generación. Así como también la posibilidad de \$2,000 millones que se van a tener de la nueva planta de gas natural, unos \$150 millones o \$200 millones adicionales en eólicas, y este año están entrando 200 megas más o menos de nuevas plantas solares. También se esperan alrededor de \$500 millones adicionales en transmisión que se están impulsando en grandes parques; y cerca de \$300 millones y \$150 millones de aquí al 2024, en generación distribuida. Adicionalmente, también se calcula que se necesitan alrededor de \$450 millones para cerrar la brecha de acceso de esas 100 mil familias que hoy no cuentan con energía.

Propuestas:

01.

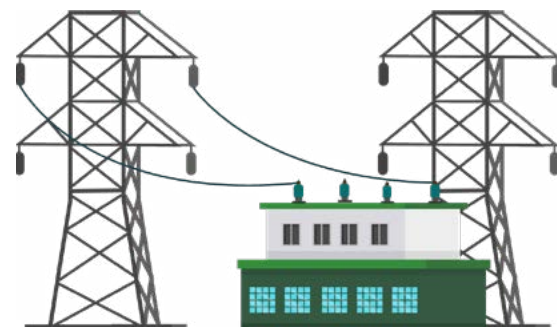


Trabajar con la Autoridad para la atracción de Inversiones y Promoción de Exportaciones “PROPANAMA” y el Ministerio de Comercio e Industrias (MICI), en hacer el análisis de inversión y de financiamiento que se necesita para impulsar la agenda de transición y para atraer empresas de uso intensivo energéticamente, fomentar la competitividad y atraer oportunidades de empleo a través del sector energético.

02.



Identificar proyectos energéticos que puedan desarrollarse a través de Alianzas Público-Privadas (APP), lo que también permitan generar un flujo de inversiones adicionales.



4.1.9. Fomentar la accesibilidad a recursos financieros para la transición energética a nivel nacional.

A nivel internacional, se puede constatar que la inversión en el sector energético está directamente relacionada a las condiciones de financiación de cada país. La financiación constituye, por tanto, el soporte necesario para proveer de fondos y realizar las inversiones necesarias para llevar a cabo la transición energética y orientar este proceso para que se optimice.

En ese sentido, el papel que el sector financiero juega para alcanzar la neutralidad de emisiones, adquiere mayor énfasis en la idea de mantener el impulso a la descarbonización de la economía como uno de los estímulos claves para la recuperación del tejido empresarial y la estrategia establecida por la SNE. En esta situación, podría resultar difícil que el Estado, a través del apoyo público, tenga capacidad para cubrir, en su totalidad, las necesidades y ritmo

que exige la ATE. Pero también se abre una puerta al fomento de una mayor colaboración público/privada, así como poner en marcha mecanismos para aportar la necesaria confianza a los inversores que pueden ser muy aprovechables para impulsar la transición energética.

Aspectos tan relevantes como la aceleración de la digitalización en infraestructuras, en procesos y en las relaciones entre las personas; los avances en I+D+i para optimizar asignación de los recursos ya existentes y de los nuevos disponibles, o el desarrollo de tecnologías que favorezcan la transición deben continuar atrayendo aquellas inversiones que resulten viables.

Muchos de los mecanismos de financiación que han sido utilizados en el campo energético continuarán siéndolo en los próximos años. Sin embargo, deben plantearse medidas para reducir los riesgos inherentes a éstos y crear algunos nuevos.

Propuestas:

01.


Desarrollar un fondo para estudios y proyectos pilotos que sean necesarios para implementar los lineamientos de la Agenda de Transición Energética con aportes de los actores del sector energético;

02.


Desarrollar un plan de financiamiento a la I+D+i con el que el ecosistema de investigación nacional aporte a las necesidades del país;

03.

Promover la creación de un fondo para la transición energética;

04.


Desarrollar alianzas entre la banca de segundo piso, la banca nacional y mecanismos de cooperación internacional para la conformación de herramientas que pongan a disposición fondos verdes para el sector energético;

05.



Proponer al Ministerio de Economía y Finanzas que implemente una Dirección de Financiamiento Verde;

06.



Trabajar en conjunto con el Ministerio de Economía y Finanzas y la Dirección General de Contrataciones Públicas, en esquemas novedosos de contrataciones como por ejemplo las Empresas de Servicios de Energía (ESCOS) que facilitan el acceso al financiamiento de los proyectos para su ejecución.

4.1.10. Eficientizar el uso de los recursos del Estado, fomentar la competitividad e incrementar la creación de nuevos y adicionales empleos verdes a través del sector energético

A pesar de que durante la década del 90 se liberalizó el mercado energético de Panamá, este proceso de liberalización no fue ajeno a la intervención del Estado, pues ha venido acompañado de medidas de diferente índole mediante las cuales se conceden ciertos subsidios directos, como lo es el caso del GLP o los subsidios a la tarifa eléctrica y una variedad de incentivos fiscales para la promoción de las energías renovables o el desarrollo del mercado del gas natural.

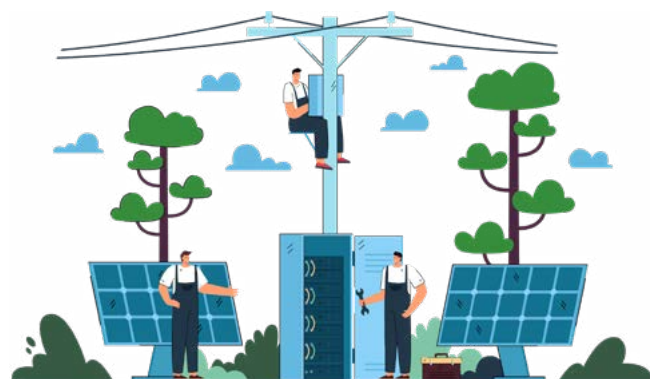
Con el propósito de mitigar el efecto del aumento de las tarifas eléctricas a los clientes finales ante incrementos en el mercado internacional del petróleo, Panamá ha constituido tres fondos de estabilización en el periodo de 2014 hasta la actualidad. Se trata del Fondo de Estabilización Tarifaria (FET), el Fondo de Compensación Energética (FACE)⁵ y el Fondo Tarifario de Occidente (FTO). Sin la intervención del Estado, la porción de la tarifa promedio pagada por los consumidores no alcanzaría para cubrir los precios de recuperación

de costo de las distribuidoras, lo que repercutiría en tarifas eléctricas más altas.

El aporte del Gobierno Nacional como subsidio a los clientes del sector eléctrico del año 2009 al mes de junio de 2021 ha sido por un monto de B/2,060.6 millones, pagados a las empresas del sector eléctrico.

Adicionalmente el Gobierno Nacional ha autorizado la incorporación de recursos al Fondo de Estabilización Tarifaria (FET) como pago para el subsidio eléctrico de la COVID-19 a casi un millón de clientes de las empresas de distribución por los aportes otorgados a los que consumieron hasta 300 kWh durante dicho período. También se han incorporado recursos al FTE para beneficiar a más de 800 mil clientes de las empresas de distribución eléctrica por los aportes otorgados a los que tienen tarifa de Baja Tensión Simple (BTS) y consumo hasta 300 kWh mensuales durante el primer semestre del 2021.

⁵ Resolución de Gabinete 2 de 5 de enero de 2016 declara la extinción del FACE.



Propuestas:

01.



Buscar los mecanismos para implementar un plan de ahorro energético en el país que logre reducir el consumo de energía y que considere la eficiencia energética con metas de reducción y plazos de ejecución.

02.



Establecer una política de focalización de los subsidios al consumo de energía eléctrica y de dirigir los ahorros por eficiencia energética y generación distribuida hacia complementar los fondos para el Acceso Universal a la Energía;

03.



Dirigir incentivos a las energías renovables:

- Alternativa pragmática de corto plazo para apoyar el desarrollo de las industrias renovables, teniendo en cuenta que poner un precio al carbono es un requerimiento a largo plazo.

04.



Dirigir subsidios hacia incentivos a la eficiencia energética:

- Incentivar la eficiencia energética es reducir la generación de energía eléctrica, además de velar por la seguridad energética del país. Esta es otra opción complementaria al impuesto al carbono.

4.2. Generación

4.2.1. Desarrollar acciones para evitar contaminación y emisiones de GEI por el plantel de generación

Panamá es uno de los tres países a nivel internacional catalogado como carbono negativo, según las cifras de emisiones de Gases de Efecto de Invernadero (GEI) publicadas por el Ministerio de Ambiente en el Segundo Informe Bienal de Actualización (2IBA). En este informe se indica que Energía es el sector de mayor impacto en el inventario, aportando un 62.9% del total de





las emisiones en el 2017 (17,780.9 kt CO₂ eq). Si se analiza la matriz energética del país usando cifras del 2020, las emisiones provienen de que el 74% de la oferta energética total (29,174 Kbep) son combustibles fósiles, y de estos, el 46% son utilizados por el sector transporte y el 28% restante se utiliza en plantas de generación eléctrica a base de búnker, diésel, carbón y gas natural.

Intuitivamente se podría asumir que para disminuir la contaminación se debe reemplazar ese 28% de generación térmica por generación con fuentes de energía renovables (i.e. solar, eólica), sin embargo, el recurso de estas últimas es intermitente ya

que depende de las condiciones del día; mientras que, las plantas térmicas al tener el combustible almacenado, al igual que las hidroeléctricas de embalse que almacenan el agua en grandes represas, brindan confiabilidad al sistema eléctrico nacional. Afortunadamente, la tecnología de

almacenamiento energético a gran escala avanza a pasos agigantados y diversas opciones se siguen desarrollando a nivel internacional para reducir y hasta eliminar la contaminación por el plantel de generación térmica.

Propuestas:

<p>01.</p> 	<p>Dejar sin efecto al año 2030 todos los subsidios y exoneraciones directas a la adquisición, transformación, uso y promoción de los combustibles fósiles. Se exceptúan de esta disposición, aquellos subsidios que, por motivos de interés social, económico o por la inexistencia de alternativas tecnológicas viables, que el Ministerio de Economía y Finanzas, la Secretaría Nacional de Energía y el Ministerio de Desarrollo Social recomienda mantener vigente.</p>
<p>02.</p> 	<p>Prohibir la construcción de nuevas plantas de generación eléctrica a base de carbón mineral, petróleo crudo, coque, coque de petróleo, diésel oil, fuel oil, ni otros derivados del petróleo. Se exceptúan del cumplimiento de esta disposición aquellas plantas que deban construirse por motivos de seguridad de suministro determinado por la Secretaría Nacional de Energía luego de un estudio pormenorizado y público.</p>
<p>04.</p> 	<p>Establecer medidas de control emisiones de GEI y material particulado en termoeléctricas que funcionan con Fuel oil, Diésel, Carbón o gas natural (GNL) a través de límites de emisiones con las mejores tecnologías disponibles.</p>
<p>05.</p> 	<p>Desarrollar la normativa que permita la entrada de Almacenamiento Energético como complemento a las energías renovables no convencionales (ERN) o como actividad independiente.</p>



4.2.2. Almacenamiento de Energía a Gran Escala

El sistema eléctrico debe contar con la capacidad de mantener un equilibrio muy cercano en tiempo real entre la generación de energía y la demanda y poder ajustar la generación o demanda para administrar los flujos de energía. Teniendo en cuenta los esfuerzos de política pública para aportar a la mitigación de los efectos del cambio climático, cada vez más se han incorporado tecnologías de generación de energía renovables no convencionales lo que abre el debate a el efecto que la adición de estas tecnologías pueda tener referente a la capacidad de mantener el equilibrio y confiabilidad del sistema eléctrico debido a la naturaleza intermitente de estas tecnologías.

Como parte de los avances tecnológicos para brindar soluciones a los desafíos presentados

ante la transición energética, el almacenamiento de energía muestra ser una de las opciones más viables para brindar confiabilidad y estabilidad a la red ya que las tecnologías de almacenamiento que incluyen baterías y energía hidroeléctrica por bombeo, capturan la energía y la almacenan para su uso subsiguiente lo que puede aportar a reducir la variabilidad de entrega de energía y potencia a centrales de generación intermitentes por el tipo de recurso que utiliza o por la variabilidad estacional.

Los sistemas de almacenamiento de energía actualmente se han integrado a la normativa de la red eléctrica de Panamá como queda evidenciado en su inclusión al Reglamento de Operación mediante resolución en diciembre de 2020. Por esta razón, se presentan las siguientes propuestas para la integración de esta tecnología:

Propuestas:

01.



Fomentar el uso de almacenamiento energético por baterías como complemento a las energías renovables o solo como baterías.

- Incentivar la importación de la tecnología
- Desarrollar los estudios de impacto técnico de implementar el uso de baterías en las redes eléctricas.
- Desarrollar esquemas regulatorios que incentive la entrada de esta tecnología

02.



Estudiar la posibilidad de implementar otras opciones de almacenamiento energético como por ejemplo, un sistema de bombeo para almacenamiento de agua conocidos como sistemas de bombeo hídrico.

4.2.3. Fomentar la generación por medio de otras fuentes renovables no convencionales

Al avanzar el tiempo se hace cada vez más notable la necesidad de reducir las emisiones de GEI, por lo que se deben acelerar los esfuerzos para lograr una transición energética. Dentro de las diversas tecnologías de generación de energía renovables no convencionales tienen una gran popularidad la generación eólica y solar fotovoltaica, no obstante, estas tecnologías acaparan una porción importante de espacio terrestre para ser implementadas por lo que se deben considerar más opciones de ERNC que puedan ser utilizadas en el país.

Algunas tecnologías de generación de energía renovable no convencional que están siendo implementadas en diferentes países son centrales de generación ubicadas en el mar como la tecnología undimotriz que se encarga de capturar energía del movimiento de las olas para generar

electricidad, desalinizar agua o bombear agua, la mareomotriz que obtiene energía del flujo de las mareas o la eólica offshore que utiliza las corrientes de viento ubicadas en el mar para generar energía.

Adicionalmente, existen otras tecnologías para el aprovechamiento de recursos naturales que son renovables al darse un manejo adecuado como es la generación por medio de biomasa. A esto también se debe adicionar una gestión de despacho que pueda responder en tiempo real a una cambiante matriz de generación tanto centralizada como descentralizada de generación de energía a raíz de la creciente integración de tecnologías de generación ERNC dada la naturaleza intermitente de estos recursos, convirtiéndola en una red flexible para no disminuir su confiabilidad y seguridad.

Propuestas:

01.



Realizar mapas de potencial energético para energías renovables no convencionales y que estos puedan accederse desde la página web de la Secretaría Nacional de Energía.

02.



Confeccionar un manual para el desarrollo de proyectos pilotos y de investigación sobre otras fuentes renovables no convencionales.

03.



Realizar un análisis de sistemas para una gestión de despacho capaz de brindar flexibilidad al sistema eléctrico.

04.



Estudiar los efectos de estos tipos de tecnología en la estabilidad y seguridad del SIN definiendo la máxima penetración o lo que pueda soportar el sistema para garantizar la seguridad del sistema en su conjunto.

4.2.4. Fomentar la generación distribuida en el país

Ante la necesidad de acelerar la transición energética para afrontar los efectos del cambio climático el mundo está afrontando un cambio del modelo energético donde se está pasando de un modelo unidireccional que consiste de generación de energía centralizada hacia un modelo más orgánico y bidireccional mediante la adopción de generación distribuida.

La generación distribuida consiste en la generación de energía lo más cercano al punto de consumo, típicamente mediante el uso de fuentes renovables de pequeña escala. En Panamá se cuenta con una amplia regulación referente al autoconsumo que es parte del modelo de generación distribuida donde se genera la energía directamente en el punto de consumo.

La adopción de autoconsumo, además de asistir

a la transición energética, trae consigo diversas ventajas como lo son la reducción de pérdidas en la red eléctrica, mejorar la fiabilidad y calidad del sistema eléctrico, reducir la demanda y reducir los costos de energía al cliente final. Asimismo, existen otros esquemas para facilitar la generación distribuida que podrían implementarse como lo es la adopción de plantas virtuales o centrales energéticas virtuales que se encargan por medio de un software de gestionar la demanda de energía de los clientes y mitigar posibles interrupciones en la red coordinando y monitoreando los generadores de energía descentralizados. Para esto, se requiere de un mayor esfuerzo para acelerar su adopción por los usuarios de la red eléctrica así como asegurar mediante diversos análisis de su factibilidad.

Importante indicar que este tema se cubre a cabalidad en la Estrategia Nacional de Generación Distribuida que también es parte de la Agenda de Transición Energética.

Propuestas:

01.	Facilitar la tramitología a través de la digitalización de los procesos.
02.	Desarrollar estudios de impacto en las redes de distribución.
03.	Realizar estudios para evaluar los efectos de un alto grado de penetración de generación distribuida y las afectaciones que puedan tener en la garantía de suministro que persigue el garantizar la demanda nacional con potencia firme.
04.	Crear un esquema de intercambio de información cliente-distribuidora-CND para conocer el orden de magnitud de los proyectos, con el objetivo de considerarlo en la operación en tiempo real y en la planificación de mediano plazo.

03.

Brindar beneficios para invertir en generación distribuida utilizando tecnologías amigables con el medio ambiente.

04.

Sensibilizar a la ciudadanía sobre los beneficios de invertir en generación distribuida.

4.2.5. Innovación tecnológica, legal y regulatoria para potenciar la capacidad hidroeléctrica actual en el país

Panamá es un país que cuenta con un gran potencial de energía hídrica dada su posición geográfica. Por esto, la matriz de generación eléctrica del país está conformada en su mayoría por centrales hidroeléctricas. El uso del recurso hídrico para generación eléctrica se ha percibido como disruptivo al ecosistema donde se construye el proyecto, además de tener potenciales impactos sociales, por lo que se debe asegurar que las plantas ya instaladas, en funcionamiento y las plantas ya adjudicadas en proceso de construcción e integración a la red hagan un buen uso del recurso, y se construyan bajo los más altos estándares

ambientales, siendo la generación hídrica la tecnología renovable más estable, y confiable en la matriz energética.

Una de las fases de la transición energética es encontrar soluciones que permitan hacer un uso eficiente de los recursos existentes. Bajo esta premisa muchas plantas se han encontrado en funcionamiento durante varias décadas y se hace necesario considerar la necesidad de evaluar un proceso de modernización para garantizar que estas centrales continúen operando de manera confiable y eficiente manteniendo así la seguridad del abastecimiento de la demanda. Aunado a esto, son acciones que permitirán al sector estar preparado de existir un mayor riesgo hidrológico debido al cambio climático.

Propuestas:

01.

Evaluar la posibilidad de crear una Asociación Público - Privada para el desarrollo de la central de generación Changuinola II.

02.

Realizar un estudio de viabilidad de la modernización y actualización de los sistemas de control y equipos de las centrales de generación hidroeléctricas.

03.

Realizar estudios de cuencas hidrográficas con potencial de explotación considerando aspectos ambientales y llevarlos hasta prefactibilidad o factibilidad para tenerlos a disposición de inversionistas.

4.3. Transmisión/ Operación del Sistema

4.3.1. Asegurar que la operación del sistema de transmisión se adecúe a los cambios que trae la transición energética

Hoy en día, el sistema de transmisión en Panamá tiene una confiabilidad alta. ETESA y el CND tienen implementadas diversas tecnologías para la operación del sistema, entre ellas, un sistema SCADA/EMS que el CND opera satisfactoriamente desde el año 2015 con aplicaciones como estimación de estado, análisis de la seguridad y control automático de generación (AGC). Sin embargo, si

en el largo plazo la capacidad instalada del plantel se apega a lo presentado en la Contribución Determinada a Nivel Nacional, esto es, que alcance el 30% de la matriz energética del país, entonces se van a requerir cambios importantes en el sistema de control y protección de la red de transmisión.

De igual forma, el uso creciente de servicios basados en recursos energéticos distribuidos desde generación distribuida, el almacenamiento, las cargas flexibles, y los vehículos eléctricos impulsan la necesidad de una mayor coordinación entre operadores de distribución y transmisión, clientes, agregadores y una variedad de participantes emergentes.

Propuestas:

01.



Dotar de herramientas y capacitar al personal transmisión por la interacción del CND para que esté preparado técnicamente ya que a medida que vayan entrando en mayor cantidad el gestor de red de distribución, los recursos distribuidos o de clientes agregados y demás actores relevantes asociados a la transición energética, sus funciones como operador de la red aumentarán

02.



Desarrollar lineamientos detallados que relacionen el intercambio de información y la recopilación de datos para que la información que requiera la interfaz transmisión-distribución fluya de manera eficaz y así asegurar la confiabilidad del sistema de transmisión.

03.



Desarrollar procedimientos que permitan evaluar el rendimiento del sistema de transmisión con altas penetraciones de recursos distribuidos.



04.



Desarrollar un plan de implementación de grabadores de perturbaciones dinámicas, unidades de medición de fasores y otros dispositivos que le permita realizar:

- 1) análisis de fallas para determinación de la causa raíz y reducción del tiempo necesario para el análisis de eventos,
- 2) verificación y optimización de ajustes y coordinación de protecciones,
- 3) verificación del modelo del sistema de transmisión,
- 4) observabilidad del comportamiento dinámico del sistema eléctrico de potencia.

05.



Proporcionar recomendaciones técnicas para la adopción y uso de estándares de interconexión e interoperabilidad de recursos distribuidos.

06.

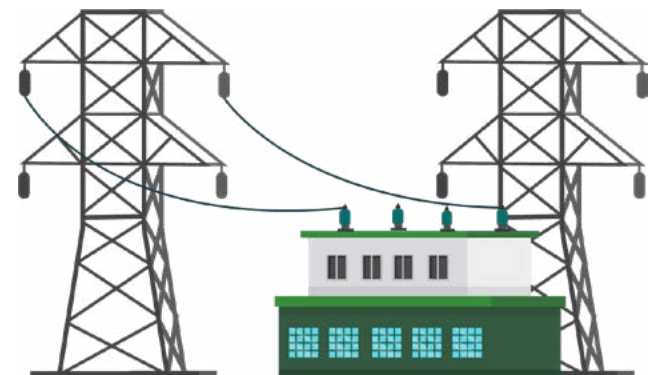


Evaluar el concepto de Big Data (análisis de grandes cantidades de datos) con el fin de analizar a todas las redes eléctricas que pueden integrar de manera inteligente el comportamiento y las acciones de todos los actores conectados a ellas (quienes generan electricidad, quienes la consumen y quienes realizan ambas acciones) para, por ejemplo, proporcionar un mejor entendimiento de los perfiles de consumo y las variables que inciden en este, correlaciones entre las variables climatológicas y recurso de generación hidráulico, solar y eólico o comportamiento del SIN durante eventos, y de esta forma lograr un suministro de electricidad seguro, económico y sostenible.

07.



Integrar las tecnologías de la información con las infraestructuras eléctricas actuales para facilitar comunicaciones bidireccionales, flujo multidireccional de la energía y completamente automatizada y controlada, todo esto necesario para viabilizar en un futuro cercano la actividad del prosumidor.



4.3.2. Implementar digitalización y ciberseguridad en el sector

La complejidad del sistema de potencia ha requerido que históricamente el operador del sistema se mantenga a la vanguardia tecnológica para responder prácticamente de manera instantánea a fallas. Ahora con la red eléctrica inteligente, en donde la dinámica física de la infraestructura de la red puede manipularse a través de medios cibernéticos, la complejidad del sistema aumenta. Por un lado, esto es positivo, ya que estipula una supervisión mejorada y un control eficiente, pero por otro lado, plantea nuevos canales de amenazas contra los que debe protegerse el sistema en general.

Las estrategias nacionales de acceso universal a la energía, generación distribuida, movilidad eléctrica e innovación del sistema interconectado nacional, potencian la necesidad inevitable de mejorar la solidez y la resistencia de la infraestructura crítica de la red eléctrica frente a cualquier escenario disruptivo, incluidos los ataques cibernéticos y las intrusiones maliciosas. En el mundo altamente interconectado en el que vivimos, para ofrecer un suministro de energía confiable se requiere sistemas de suministro de energía ciber-resilientes. De hecho, la seguridad, la prosperidad económica y el bienestar de nuestros ciudadanos dependen de una infraestructura energética confiable.

Propuestas: Desarrollar e implementar una estrategia de ciberseguridad para el sector energético nacional con visión al 2030, que busque

01.



Realizar un diagnóstico sobre el nivel de preparación en términos de la ciberseguridad del sector energético

02.



Continuar aumentando la seguridad, confiabilidad y resistencia de nuestro sistema de suministro de electricidad para garantizar el éxito de la modernización de la red y la transformación de los sistemas de energía, según los cambios dispuestos en las estrategias nacionales de la agenda de transición energética.

03.



Asegurar que los nuevos sistemas de suministro de energía sean diseñados, instalados, operados y mantenidos para sobrevivir a un incidente cibernético mientras mantienen las funciones críticas.

04.



Coordinar la respuesta y recuperación ante incidentes cibernéticos.

05.



Promover la investigación y el desarrollo de tecnologías, herramientas y técnicas innovadoras para reducir los riesgos a la infraestructura energética crítica de la nación que plantean las amenazas cibernéticas y otras amenazas emergentes.

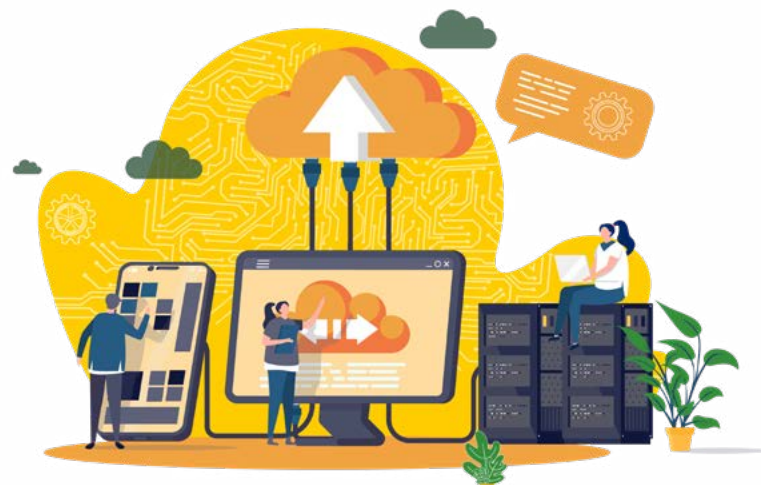
4.3.3. Los planes de inversión de transmisión deben ir acorde a las políticas energéticas y ambientales del país

Para lograr la transición energética que se ha planteado como país es importante tener en cuenta la capacidad de adaptación del sector eléctrico a los cambios que se den producto de la crisis climática. No se debe perder de vista que la matriz de generación eléctrica del país proviene de fuentes renovables, tales como solar, eólica e hidroeléctrica, tecnologías vulnerables a los efectos de cambio climático, así como los fenómenos climatológicos de El Niño y la Niña y en períodos más recientes, por la alteración del patrón de lluvias y la exposición del país a tormentas tropicales de mayor magnitud, asociados a huracanes que impactaron fuertemente el Caribe.

La construcción de la cuarta línea de transmisión sin duda redundará en una mayor resiliencia de la red de transmisión, sin embargo, recorrerá una

gran extensión de territorio en la parte noroeste del país, la cual es altamente vulnerable a eventos climáticos, por consiguiente, será necesario hacer los estudios pertinentes en cuanto a ubicación y características constructivas antes de iniciar su construcción.

En diciembre del 2020 el país emitió la primera actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional (CDNI), y el que contiene el compromiso de desarrollar un Plan Nacional de Cambio Climático para el sector Energía, que además de tener un componente de mitigación deberá integrar un componente de adaptación, por lo que será de vital importancia identificar con claridad la vulnerabilidad del sector a los posibles efectos del cambio climático y con esto orientar la toma de decisiones a nivel político con miras a impulsar y realizar las inversiones necesarias para contar con un Sistema Interconectado Nacional resiliente a los efectos del cambio climático.



Propuestas:



Incluir en el Plan de Adaptación al Cambio Climático del Sector Energético medidas de adaptación e incremento de resiliencia para el transporte de la energía.



Fomentar que la empresa de transmisión incluya en su plan de inversiones las acciones contempladas en el Plan de Adaptación para migrar a un sistema que garantice la seguridad de suministro en situaciones de riesgo climático.



Idear modelos o esquemas innovadores para financiar las inversiones necesarias para robustecer el sistema eléctrico y que afecte lo menos posible la tarifa eléctrica.



Fomentar investigación y desarrollo tecnológico en temas de adaptación al cambio climático del sistema de transmisión.

4.3.4. Innovación digital en el desarrollo y operación de proyectos de transmisión

Los avances de la tecnología de la información están permitiendo desarrollar y operar proyectos de manera digital, con la finalidad de mejorar la eficiencia y la eficacia en cada una de las etapas de ejecución. Metodologías como la BIM (Building Information Modeling) es un claro ejemplo de esto, ya que incorpora la utilización de un modelo con información asociada al mismo, y requiere de “un entorno de datos común” donde durante la ejecución de un proyecto se comparte información para construir el modelo de manera colaborativa.

Esta información se utiliza posteriormente para análisis, operación y mantenimiento, hasta cerrar el ciclo de vida útil de los activos construidos en el proyecto.

Otro concepto interesante, es el gemelo digital, el que, desde el punto de vista eléctrico, puede ser representado desde un diagrama unifilar, con mucha más información que la que ofrece un SCADA por ejemplo, ya que contiene o se le puede asociar al modelo información de ubicación geográfica del activos, sus características físicas, de costos, pruebas y mucha otra información que es de gran utilidad para los mantenimientos.



Propuestas:

01.



Desarrollar una hoja de ruta para la innovación digital de ETESA que incluya

- Realizar un diagnóstico para priorizar las áreas y proyectos en donde implementar metodologías y técnicas, como las antes mencionadas, ofrezcan un mayor beneficio.
- Identificar los activos en riesgo de fallo, por ejemplo, en subestaciones, en transformadores o líneas eléctricas, para que al implementar estas tecnologías, se cuente con la capacidad de rastrear y monitorear este tipo de instalaciones en tiempo real, disminuir costes operativos, prevenir interrupciones, y reducir al mínimo las inversiones de capital inesperados. Desarrollar un plan de inversión de infraestructura para implementar la hoja de ruta en el corto y mediano plazo
- Estructurar un plan de capacitaciones para el personal técnico
- Adecuar los requisitos para la contratación y sub-contratación de proyectos en base a los lineamientos de digitalización que se definen en la hoja de ruta.
- Adoptar estándares internacionales referentes a las técnicas y metodologías que se definen en la hoja de ruta.

4.4. Distribución

4.4.1 Modernización de las redes a través de sistemas inteligentes

El sector energético del país, se encuentra en un proceso de transición energética, donde se vislumbran cambios disruptivos considerando un mayor uso de energías renovables intermitentes generada por prosumidores, lo que requiere que las distribuidoras de energía eléctrica obtengan y utilicen información de los usuarios en tiempo real y, una vez procesada, sea usada para optimizar la generación y planificación de energía mediante la estimación de la demanda de los clientes.

Para madurar la disponibilidad de información se debe masificar el uso de medidores inteligentes por todos los clientes regulados y contar con una infraestructura de medición avanzada.

En los últimos años, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, ha aprobado a los Distribuidores de Energía el programa de inversiones para instalar medidores inteligentes a todos los clientes



regulados de 100 KW en adelante (180 medidores) apoyando en un cronograma de reemplazo para los consumidores que se encuentren entre 50 KW a 100 KW hasta el 2022. Sin duda la migración a una infraestructura de medición avanzada (AMI,

por sus siglas en inglés) enfrenta el desafío de identificar la forma más adecuada para reconocer a las distribuidoras de energía eléctrica éstas inversiones, procurando una incorporación de baja afectación en el costo de la tarifa eléctrica.

Propuestas⁶:

01.



Para establecer la figura del prosumidor como actor clave en la Transición Energética se requiere incluir tecnología „inteligente“ en la red de distribución eléctrica. Esto, traerá consigo nuevos retos, para lo cual se requiere definir los elementos de juicio necesarios para estructurar la ruta hacia la implementación del proceso de migración completa a sistemas AMI en la red de distribución eléctrica.

02.



Para modernizar la red de distribución eléctrica se propone evaluar y optimizar el mecanismo de aprobación de las inversiones para que considere la tecnología AMI y la inversión en soluciones innovadoras que materialicen la implementación de la Agenda de Transición Energética.

03.



En la actualidad, la red de distribución no utiliza esquemas de detección, aislamiento y restablecimiento de fallas, por lo que se requiere considerar la utilización de la tecnología para la localización de fallas y conmutación automática de alimentadores (FLISR, por sus siglas en inglés). Ésta, permitirá transferir las cargas de forma automática y así disminuir los tiempos de interrupción.

04.



Si bien es cierto que el monitoreo y control remoto de dispositivos de la red tiene un buen desempeño, especialmente en el área urbana; es prioritario crear un plan de incorporación de todos los elementos de la red al sistema SCADA o DMS, e implementar un plan de monitoreo remoto de transformadores en áreas rurales.

⁶ Reporte, Proyecto de Mapa de Ruta de Inversión en Redes Inteligentes en Panamá, Cooperación Técnica financiada por el USTDA para la SNE.

4.4.2 Mejorar la calidad del servicio eléctrico

Con el fin de garantizar la seguridad de los sistemas de distribución y establecer los estándares de calidad del servicio, se crearon las Normas de Calidad del Servicio Eléctrico. En el caso de las redes de distribución eléctrica, se tiene la obligación de un conjunto de servicios comerciales relacionados, necesarios para mantener un nivel adecuado de satisfacción a los clientes.

Cumplir con los requisitos técnicos de confiabilidad del sistema de distribución eléctrica, específicamente los indicadores: SAIFI, que mide la frecuencia media de interrupciones por cliente y SAIDI, que mide el tiempo total promedio de interrupción por cliente, por año y la desagregación

ampliada a partir del año 2015 a suburbano, rural disperso y muy disperso, ha presentado un verdadero reto puesto que las concesionarias según cada caso particular no han logrado acercarse a los niveles de calidad exigidos.

Hasta el año 2018, las interrupciones momentáneas no tenían penalización, pero iniciando el 1 de enero de 2019 las interrupciones momentáneas, se calculan mensualmente con penalización, por medio del indicador MAIFIcl, por cliente y por área.

Los incumplimientos de las metas estipuladas tienen como consecuencia penalizaciones en forma de créditos a favor de los clientes afectados. La normatividad también define penalizaciones y compensaciones para interrupciones momentáneas y niveles de tensión fuera de rango.

Propuestas:

Con miras a mejorar la calidad del servicio al usuario final, incentivar el desarrollo, operación y mantenimiento de las redes de distribución mediante el uso de prácticas innovadoras que permitan tener más eficiencia, inteligencia, flexibilidad, resiliencia y autorecuperabilidad, es fundamental evaluar un nuevo esquema de incentivos a través de la tarifa para asegurar el nivel mínimo de calidad técnica y comercial vigente en el país.

Algunos de los elementos claves a evaluar en este sentido son:

01.



El almacenamiento y la generación distribuida como soporte para la calidad de la red, siendo una alternativa provista por la distribuidora en donde se demuestre que las adecuaciones a la red serían más costosas que esta alternativa.

02.



La regulación de la calidad del servicio técnico para que incluya incentivos y se eliminen las penalizaciones y se maneje un esquema de compensaciones.

03.



Los indicadores de calidad y desempeño y modificar la relación de ingresos (IMP) con respecto a calidad. Las compensaciones serían acreditadas a todos los clientes reduciendo el IMP del año siguiente e igualmente por el incumplimiento de la ejecución de los planes de inversiones.

04.



Definir un incentivo por innovación medido con base en metas de reducción del costo total TOTEX (CAPEX + OPEX).

05.



Definir un incentivo por cumplimiento de las metas de calidad.

06.



Considerar la implementación, en un plazo no mayor a 5 años, de la norma ISO 55001 de gestión de activos de las empresas distribuidoras y transmisoras.

4.4.3. Penetración de generación distribuida por autoconsumo

Sobre la capacidad de un cliente regulado para producir su propia energía y poder recibir retribución de hasta un 25% de sus excedentes inyectados a la red, desde el año 2008 se emite y actualizan los procedimientos de autoabastecimiento por el regulador, dándose la última actualización en el año 2016 vigente a partir del año 2017, migrando de 10 KW a 500 KW y finalmente hasta mayores de 2,500 KW de capacidad instalada, “estableciendo como límite general inicial que la suma de la capacidad instalada de las Plantas de Generación de los clientes que previamente se hayan acogido a este procedimiento, no debe superar el diez (10)% de la demanda máxima anual (MW) o el dos (2)% del consumo máximo anual (GWh), previsto en el Informe Indicativo de Demanda vigente, para la empresa distribuidora en su zona de concesión”.

Se vislumbra un pronto aumento de penetración

de la generación distribuida por autoconsumo, ya que el costo de la tecnología solar fotovoltaica ha ido disminuyendo a través de los años, se cuenta con incentivos para promover la instalación de proyectos de este tipo, se ha considerado como uno de los lineamientos estratégicos de la agenda de transición energética y cuenta con una estrategia específica aprobada por Resolución que busca potencial el rol actual de la figura de autoconsumo a una figura de prosumidor más activa.

El incremento de la participación de energías renovables en la figura de prosumidores requerirá de una red de distribución más robusta y la preparación de otros actores como transmisión y el operador del sistema, para que su integración no impacte negativamente la calidad y seguridad del servicio, sin dejar de lado otros aspectos relacionados con la adaptación de los pronósticos de demanda y el papel del distribuidor como operador del sistema de distribución facilitando que otros generen.

Propuestas:

01.



Actualizar el procedimiento de Autoconsumo vigente para adecuarlo e incorporar el nivel de penetración esperado, junto a la realización de los estudios necesarios para considerar y actualizar los límites de penetración. Es importante definir las metodologías tarifarias que incluyan un mecanismo de compensación al distribuidor por el uso de red y respaldo de potencia considerando que también es un proveedor de servicios de redes.

02.



Tener presente la migración de los autoconsumidores a prosumidores, haciendo las adecuaciones regulatorias necesarias, con la finalidad de modernizar la estructura del mercado en cuanto a la participación activa de la demanda, para incrementar la competencia y la participación de nuevos actores en el mercado.

03.



Implementar la Estrategia Nacional de Generación Distribuida.



4.4.4. Adaptación gradual de las tarifas a las nuevas realidades de la transición energética

El Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Electricidad y del Servicio de Alumbrado Público define todos los aspectos que determinan las tarifas sujetas a regulación y su revisión es cada 4 años y a su vez es el insumo principal para que las empresas prestadoras del servicio público de Distribución y Comercialización de Electricidad preparen para aprobación de la ASEP los pliegos tarifarios de aplicación a los clientes regulados y tarifas por uso de redes de distribución.

El Régimen Tarifario vigente es el de 2019-2022, con vigencia hasta el 30 de junio del año 2022 y el cual se encuentra en estudio, por lo que se está en el tiempo adecuado para revisar y evaluar

ajustes necesarios para promover los lineamientos estratégicos relacionados con la transición energética, con miras a construir la viabilidad necesaria.

Es importante evitar realizar o acordar modificaciones durante el proceso de determinación tarifaria, las reglas deben ser establecidas con claridad antes de la propuesta tarifaria del distribuidor por esto es importante la participación activa en la preparación del próximo régimen tarifario.

En los últimos años se ha estado evaluando las mejores medidas para promover la migración a movilidad eléctrica en el territorio nacional y una de las áreas de oportunidad es el uso de tarifas horarias, con las que ya se cuentan en los diferentes niveles de tensión.

Propuestas:

01.



Analizar el potencial de mejora en las tarifas horarias y considerar nuevos esquemas tarifarios mismos que podrían ser exclusivos por tecnología, flexibilizar la elección de tarifa (BTH) para los clientes de demanda inferiores a 15 kW.

02.



Estudiar el impacto en las tarifas por la introducción de movilidad eléctrica y generación distribuida y contemplar una propuesta en la tarifa que incentive la eficiencia energética.

03.



Evaluar la conformación tarifaria producto de la extensión de la red a áreas de difícil acceso, para que no recaiga en un solo tipo de cliente.

4.4.5. Calidad del Servicio al Cliente (Atención al Público)

El Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica consta de un título exclusivo denominado "Normas de Calidad del Servicio de Atención al Público en General (Clientes y No Clientes)", dichas normas buscan dejar por sentado los derechos de los clientes a recibir un servicio público de electricidad eficiente y de calidad y reclamar si así no sucede, siendo atendido por el prestador en las consultas o reclamos de forma oportuna.

Las empresas distribuidoras además de ofrecer el

suministro de energía eléctrica, deben proveer los servicios comerciales adecuados para mantener la satisfacción de los clientes o público en general y en el caso de que haya incumplimientos se deben realizar compensaciones individuales (crédito en su facturación), como también del tipo global.

En la actualidad los reclamos de los clientes son recibidos vía telefónica, vía internet y por atención personalizada en oficina y agencias comerciales, donde los temas que como mínimo se deben atender, están definidos en las normas de calidad de atención al público así como también las metas de cumplimiento.

Propuestas:

Si bien es cierto ya existen normas establecidas en cuanto a la calidad del servicio de atención al público, hay muchas quejas de la población donde se manifiesta que los tiempos de respuesta en cuanto a su resolución no es oportuna, por lo que es necesario tomar acción en algunos aspectos que permitan hacer visible el desempeño de las empresas de distribución en cuanto a la calidad del servicio de atención al público se refiere. Es por ello que se deben realizar las siguientes acciones:

01.


Realizar diagnósticos periódicos sobre la atención al cliente por parte de las empresas distribuidoras y darlo a conocer al público en general.

02.


Crear mecanismos de innovación tecnológica y comercial para el servicio de distribución de electricidad en áreas de difícil acceso, para que el cliente pueda ser atendido sin incurrir en costos adicionales.

03.


Hacer visible un indicador que cuantifique la efectividad de respuesta por parte de la distribuidora a reclamos de los clientes.

4.4.6. Apertura de la actividad de comercialización

La reglamentación vigente asigna al distribuidor como único comercializador de potencia, con algunas excepciones, lo cual puede ser un obstáculo para obtener una competencia efectiva.

El distribuidor, como comercializador, en la actualidad debe contratar la energía y potencia, incluida la potencia del Gran Cliente, sin embargo, la Ley 6 de 1997 en su artículo 110 menciona que la distribuidora debe contratar el suministro de “los clientes atendidos directamente por ellas”.

La SNE incluyó en el Plan Energético Nacional 2015-2050 incrementar la competencia y las transacciones en el mercado eléctrico regional (MER) a través de la creación del comercializador como actividad separada de la distribución o generación, “con facultades para agrupar o agregar un conjunto de demanda de energía eléctrica y aprovechando las ventajas de la economía de escala, poder obtener precios más convenientes al comprar electricidad en el mercado energético regional para abastecer la demanda”.

Mercados eléctricos nacionales de la región ya incluyen la figura del comercializador, cuyos beneficios incluyen transacciones en el MER que beneficien a la demanda, actuar como agregador de demanda para mejorar su perfil de compra y precios a los que contrata, introducir empresas que son activas en el mercado en beneficio de los intereses de los consumidores.

En los sectores eléctricos de Latino América que no incluyen la figura del Comercializador como actividad separada se han presentado iniciativas para agregar al mercado este tipo de agente o participante que promueve mayor competencia y descubrir los precios del mercado de consumidores, fuera de la regulación tarifaria tradicional. Una de

las barreras a este cambio ha sido la función de comercialización que concentra el distribuidor, regulado en como compra y traslado de costos de compra regulado a tarifas. Al mismo tiempo, al diseñar la actividad y alcance del Comercializador es posible beneficiarse de la experiencia internacional, incluyendo los avances que se han introducido para la transición energética.

Es importante que al momento de analizar el diseño de la actividad comercialización y las modificaciones al marco legal o reglamentario para agregar como un participante adicional en el mercado al Comercializador, se deben tener en cuenta los siguientes criterios:



Definir distintos tipos de comercializadores, para administrar el alcance y las transiciones;



Clarificar y formalizar la función “comercializador regulado” del Distribuidor (compra para revender a los clientes regulados, definiendo la actividad y responsabilidades que le aplican (similares a las actuales) como comercializador de clientes regulados, incluyendo licitaciones de contratación competitiva y compras en el MER;





La actividad de comercializador no regulado o libre, incluye la venta a Grandes Clientes y la compraventa de energía en el MER, que hoy está implícita y permitida en el Distribuidor y en los Participantes Productores. Diseñar para promover nuevos participantes, que reflejen de manera directa los intereses de la demanda, y que además sean activos como agregadores de demanda incluyendo clientes con autoconsumo;



Formalizar la función del Distribuidor el comercializador de último recurso: vende al Gran Cliente que no contrata por sí mismo, ya sea por falta de iniciativa o porque no encuentra o logra comprar en el mercado de contratos de Panamá o en el MER.

Propuestas:

01.



En la experiencia internacional contar con la figura del agente comercializador

ha favorecido la participación de la demanda ofreciendo servicios de proveedor de agregación de demanda y administrador de programas voluntarios de respuesta de demanda, que contribuyen al uso racional de energía, a reducir el consumo para evitar restricciones forzadas al suministro y reducir los costos de generación de punta o ante escasez de reserva, es por esto que una de las acciones que se deben realizar es evaluar técnica, económica, regulatoria y legalmente la separación de la figura de distribución del comercializador de las empresas distribuidoras ya establecidas en Panamá y considerar dentro de dicha evaluación esquemas para su implementación como por ejemplo como funciona en las redes de telecomunicación..

02.



Establecer el derecho del usuario

para escoger a su proveedor de energía, para fomentar la libre competencia y opciones más atractivas para el consumidor, crear la actividad de comercializador independiente, que puede vender y representar a Grandes Clientes y prosumidores y crear la actividad de prosumidor habilitado para participar en el mercado, desarrollando o ajustando las regulaciones correspondientes.



4.4.7. Alinear la planificación y las inversiones de las empresas distribuidoras con las políticas energéticas y climáticas

Con miras a migrar a un sector eléctrico resiliente, se deberá alinear la planificación y las inversiones de la distribución con las políticas energéticas y climáticas, considerando en el Ingreso Máximo Permitido las inversiones necesarias para ello.

Será necesario considerar los lineamientos establecidos en el Plan de Adaptación al cambio climático para el sector energía, para contar con un sistema que garantice la seguridad de suministro durante eventos climáticos extremos.

En la actualidad para superar las barreras y/o desafíos con respecto a la resiliencia del sector energético y/o del clima, van en la línea de un cambio cultural para fomentar la tecnología y la innovación con el propósito de estimular una mejor comprensión de los problemas y promover políticas y regulaciones para incrementar la capacidad de recuperación.

Importante mencionar que, entre los mayores retos que se tienen, es lograr que las inversiones necesarias para tener un sistema eléctrico más robusto, afecte lo menos posible la tarifa eléctrica, por lo que será necesario idear modelos o esquemas innovadores para financiarlas.

Propuestas:

01.



Analizar y discutir con los agentes del mercado las vulnerabilidades a la que el sector de distribución está expuesto por el riesgo climático, lleva a fomentar que las empresas de distribución incluyan en sus planes de inversión, las acciones contempladas en el Plan de Adaptación al Cambio Climático.

4.4.8. Preparación para las negociaciones referentes a la renovación de las concesiones de distribución

Los contratos de concesión para la distribución de energía eléctrica tienen un término de quince años de vigencia, es decir en el 2028 se tendrán que realizar nuevos contratos.

Antes de vencerse este término, el ente regulador convocará a un proceso competitivo de concurrencia, de acuerdo con lo establecido en esta Ley, para la venta de un bloque no menor del 51 % de las acciones de la empresa titular de la concesión.

El propietario de este bloque podrá participar en el proceso competitivo y, si su oferta fuera mayor o igual al precio más alto ofrecido por otros participantes, conservará la propiedad del bloque. Por el contrario, si hubiera otro precio mayor, el bloque de acciones será adjudicado al mejor oferente y el ente regulador entregará el importe por la venta a quien sea el titular hasta ese momento. En cualquiera de los dos casos, se otorgará nueva concesión por otros quince años. Este mismo procedimiento competitivo se seguirá en el caso de terminación de la concesión por cualquier otra causa.

En base a la experiencia y el recorrido del primer ciclo de concesiones en el mercado panameño,

se hace necesario revisar los requisitos vigentes y los términos y condiciones que se exigen con las solicitudes de concesión para la distribución y comercialización de energía eléctrica, tales como obligaciones del concesionario, infracciones y sanciones, potestad del Estado como la inspección y fiscalización y los derechos del concesionario.

En el caso de la concesión de distribución es una práctica deseable profundizar sobre qué problemas son provocados o causados si el concesionario no cumple todas las normas técnicas, comerciales y reglamentaciones existentes relacionadas con la prestación del servicio eléctrico que dicte la ASEP, tales como el Manual de Normas y Condiciones para la Prestación del Servicio, el Reglamento de Distribución y Comercialización, el Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas del Sector Eléctrico, Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad, y demás normativas vigentes.

Al igual, considerar aquellas modificaciones que el concesionario actual considera convenientes para una mejor prestación del servicio público, en particular adelantos tecnológicos que contribuyan a un servicio más eficiente.

La nueva participación para renovar la concesión en distribución eléctrica se refiere a la obligación del concesionario de prestar el servicio público, dentro de su Zona de Concesión, en forma regular y continua conforme a las mejores prácticas de la industria y de acuerdo a los niveles de calidad establecidos por la normativa vigente, teniendo los clientes y grandes clientes los derechos establecidos o que se establezcan en las leyes y/o resoluciones pertinentes. En particular esto incluye efectuar las inversiones técnica y económicamente eficientes y realizar el mantenimiento necesario para garantizar los valores objetivos correspondientes a los niveles de calidad establecidos.

Como función del Estado está la de proteger y asegurar el proceso de libre competencia económica y la libre concurrencia, erradicando las prácticas monopolísticas y otras restricciones en el funcionamiento eficiente del mercado eléctrico, para preservar el interés superior del consumidor. Para ello, el Estado velará por que en sus decisiones y actos administrativos se resguarden los principios de libre competencia y libre concurrencia económica, tal como lo señala la Ley 6 de 1997.

Propuestas:

01.



A 7 años de darse el proceso competitivo de concurrencia para renovar las concesiones de distribución es necesario sentar las bases para que las condiciones para la nueva participación en el proceso de renovación de las concesiones y el bloque accionario de las distribuidoras garanticen tener un servicio asequible, eficiente y de calidad.

4.4.9. Modificación en el reglamento de distribución para que haya una apertura a las nuevas instalaciones renovables

Los criterios generales de acceso de un generador, autogenerador o cogenerador a la capacidad de distribución, están contenidos en el Reglamento de Transmisión.

Las conexiones a la red de distribución solo serán autorizadas si cumplen con el reglamento de distribución y comercialización y si se cuenta

con la capacidad remanente en dicha red. En el caso de no contar con la capacidad remanente la conexión e ingreso queda postergada a la fecha en que la ampliación se culmine y los costos de inversión deberán ser cubiertos por el distribuidor y posteriormente el generador deberá reembolsar en un plazo no mayor a 10 años.

Las distribuidoras sólo pueden rechazar solicitudes donde el interesado ha incumplido los requisitos establecidos en el reglamento de distribución y comercialización.

Propuestas:

01.



Facilitar la conexión de las nuevas instalaciones renovables que formarán parte del SIN, fomentando que las partes interesadas lleguen a “Acuerdos en las inversiones” requeridas para tal conexión y que no sea una potestad solo del Agente Distribuidor, que en muchos casos impide la ejecución de estas inversiones por el solo hecho del punto de conexión.

4.5. Mercado eléctrico

4.5.1 Fomentar una mayor competencia, eficiencia, flexibilidad, resiliencia y una canasta energética diversificada.

La libre competencia o mercado libre, hace referencia a la situación en la que personas y empresas tienen la total libertad de poder realizar cualquier tipo de actividad económica (siempre y cuando se respeten ciertos límites). En donde se entiende por actividad económica a todas las actividades que tienen que ver como vendedores (u oferentes) o compradores (o demandantes).

Dentro del Sistema Interconectado Nacional y el Mercado Mayorista de Electricidad, la diversificación de fuentes productoras de electricidad permite reducir la exposición que tienen los consumidores a las variaciones de precio de la energía.

Estas fluctuaciones provienen, principalmente de dos fuentes:

1.

Variaciones en los precios de combustibles:

El recurso primario para las Centrales de Generación Térmica son los combustibles fósiles (bunker, carbón, diésel, gas natural, etc.), los cuales son importados en su totalidad y son susceptibles a las variaciones de precios internacionales de dichos insumos, por lo que se tiene una volatilidad en el precio de producción y operación de estas plantas y usualmente llevan indexados estos precios en sus contratos de suministros.

2.

Variabilidad del suministro del recurso primarios:

Los recursos renovables están sujetos a los cambios

de temporada ya sean estacionales (recursos hídricos y eólicos) o diarios (recursos de radiación solar), en donde no se puede garantizar por sí mismos una producción constante en el tiempo como es requerido por los consumidores.

Considerando que las empresas de generación tienen la libertad de entrar y salir del mercado cuando lo dispongan siempre y cuando cumplan con los requisitos y requerimientos establecidos en las normativas vigentes, y también de establecer los precios de los productos y/o servicios que ofrecen mediante contratos de suministro con las Distribuidoras, contratos con Grandes Clientes o bien con otros Generadores. Es de esperarse que se contemplen bajo un modelo económico que sea rentable para dichas empresas, entendiendo que compiten con otras empresas similares y que ofrecen los mismos productos, en igualdad de condiciones.

Sin embargo, pueden existir condiciones dentro de

la matriz energética que requiera por restricciones técnicas producto de las características físicas de un sistema eléctrico de potencia en donde se deba garantizar ciertas condiciones para la buena operación del mismo bajo criterios de calidad, seguridad, viabilidad y suficiencia en el suministro de energía y potencia, los cuales podrían llevar a mantener esquemas y tecnologías más onerosas y contaminantes de manera obligada fuera del mercado libre per se para poder mantener los criterios mencionados anteriormente, pero que deben ser paulatinamente desplazados por nuevas tecnologías que puedan suplantar los servicios auxiliares que dan estas plantas (reserva rodante, regulación, potencia reactiva, potencia firme).

Por esta razón contar, tanto con una matriz de generación y una red de transmisión diversificada, robusta y planificada, previene o mitiga los riesgos asociados a la incertidumbre del costo de producción de la energía y al abastecimiento del consumo eléctrico requerido por los consumidores.



Propuestas:

01.



Mejorar el sistema de gestión de publicación de información referente a la operación, comercialización y distribución de los diferentes rubros o servicios que se comercializan en el mercado por parte de las diferentes empresas, organizaciones y/o instituciones que prestan los servicios generación, transmisión, distribución, comercialización, operación y regulación dentro del Mercado Eléctrico, para que los interesados puedan tomar mejores decisiones y fomentar el libre mercado y competencia.

02.

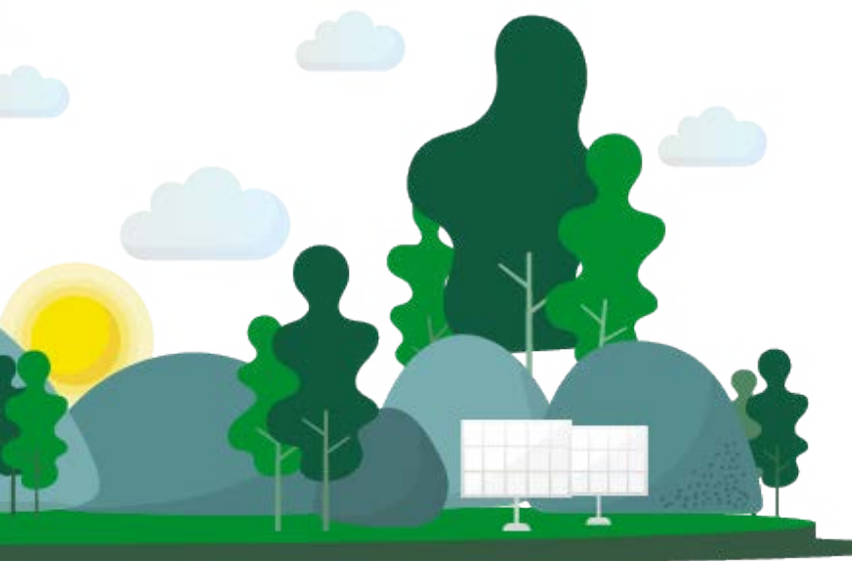


Implementar la figura de los comercializadores los cuales forman parte importante de la diversificación de la oferta directa al consumidor y que producto de la competencia buscan hacer más eficientes todos sus procesos y disminuir costos, a su vez permiten mayor diversidad en la oferta al consumidor, y así fomentar nuevos esquemas de contratación, por ejemplo un comercializador de recarga de vehículos eléctricos.

03.



Permitir que las señales de precio se den apropiadamente (precio spot, oferta virtual de potencia y energía de los actos de licitación, servicios auxiliares, etc.) para que los nuevos inversionistas puedan evaluar adecuadamente su intención de participar dentro del Mercado Mayorista de Electricidad, desplazando generación y servicios menos eficientes.



4.5.2 Evaluación de la necesidad de incorporar e integrar las innovaciones tecnológicas para la adecuación del mercado

Las fuentes renovables de energía están cambiando el panorama energético, con nuevos mix de energía y una gran innovación en las redes, gestión de la demanda y almacenamiento de energía. Estos cambios modificarán la actual estructura del mercado con la aparición de nuevas empresas en la generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

Las redes energéticas, entre las que está la red eléctrica y otras que unen los recursos al consumo, son sistemas complicados de proyectar y gestionar para dar el servicio demandado por los distintos tipos de consumidores. La producción de energía eléctrica en Panamá ha seguido las directrices del plan de expansión de la generación que tiene los objetivos clásicos de la producción de energía: seguridad en el suministro, competitividad y protección del medio ambiente.

La Secretaría Nacional de Energía como responsable de formular la política energética del país, ha considerado relevante desarrollar una hoja de ruta sobre redes inteligentes, con el objetivo de

orientar las necesidades en materia regulatoria y de inversión en tecnología.

La hoja de ruta está fundamentada en los hallazgos y recomendaciones que resultan de la evaluación de las necesidades de innovación en tecnología, evaluación regulatoria, integración e interoperabilidad de tecnología y análisis financiero y económico.

Determinar el nivel adecuado de las actualizaciones de la red inteligente y otras actualizaciones tecnológicas necesarias en Panamá es fundamental, así como evaluar una mejor integración a la red eléctrica nacional.

El reto tecnológico y de implantación de las nuevas redes eléctricas va a formar parte de la etapa de rápida evolución tecnológica industrial que vivimos. Estas redes convivirán con centros de recarga y sistemas anexos de almacenamiento propios como el coche eléctrico de gran trascendencia en los sistemas distribuidos. En este sistema, la autoproducción tiene mayores posibilidades de ser compatible con la continuidad del suministro y forma parte de la nueva forma de generar sin el paso por la red eléctrica lo que impulsa el desarrollo del nuevo modelo.

Propuestas:

01.



Permitir la entrada al mercado eléctrico de nuevos negocios vinculados a los nuevos procesos y productos de la innovación tecnológica.

- Incorporar al mercado la gestión de recarga para vehículos eléctricos y sistemas de almacenamiento de mediana y gran escala en todas sus actividades como independientes o híbridos con generación.
- Reducir el vertimiento e integrarlos con almacenamiento, como proveedores de servicios auxiliares, equipamiento de redes, entre otros.

4.5.3. Reconocimiento del concepto de potencia firme a plantas de energía renovables intermitentes

Potencia Firme por definición es la potencia máxima que puede garantizar una central de generación eléctrica con un alto grado de seguridad en todo momento, inclusive en los períodos de máximo requerimiento, la cual es un parámetro fundamental en un sistema de potencia en donde el suministro debe ser garantizado en su totalidad siguiendo los parámetros de calidad, seguridad y confiabilidad.

Esta capacidad de asegurar una potencia disponible para el sistema se comercializa dentro de nuestro Mercado Mayorista de Electricidad mediante contratos de suministro, contratos de reserva de largo plazo, contratos de reserva entre generadores y compensación de potencia.

Tradicionalmente la comercialización de este producto se realiza por centrales hidroeléctricas con embalses o reservorios y que dentro de su diseño se encuentren con caudales históricos mínimos aprovechables para la generación de electricidad y también por centrales térmicas en donde se puede almacenar el recurso que utilizan para generar electricidad.

En la actualidad existe un auge en la instalación

de generadores de recursos renovables no convencionales (fotovoltaicas, eólicas, geotérmicas, mareomotrices, etc.) que va de la mano con la ambición política a la implementación de más plantas generadoras de este tipo, sin embargo algunas no pueden garantizar la capacidad de suministrar esa potencia máxima en el tiempo producto de la naturaleza de su recurso primario, mismos que están a expensas de los ciclos naturales y por ende no pueden comercializar dicho producto.

Si bien el concepto de potencia firme no puede ser abordado plenamente por algunas tecnologías producto de que no pueden cumplir con el requerimiento necesario, es evidente que producto de esta generación en su conjunto se ve un desplazamiento en periodos de máximo requerimiento diario, para el caso de la energía solar, y para la estación seca para el caso de la energía eólica. Además, la experiencia ha demostrado que las centrales de generación en base a plantas de energía renovable intermitente pueden, bajo ciertos escenarios, demostrar alguna firmeza de su recurso, en ese sentido consideramos prudente que se evalúe el cálculo de potencia firme de manera estacional y que solo en esos escenarios o épocas las renovables puedan comercializar potencia firme.

Propuestas:

01.



Evaluar la revisión del concepto de potencia firme, considerando primordialmente que es un atributo operativo para la garantía de suministro de la demanda más que una oportunidad comercial para resarcir una inversión.

02. 	Realizar una evaluación de las ventajas y desventajas de la introducción de un cálculo de Potencia Firme a plantas de ERNC asegurando que no se vea afectada la confiabilidad de la red eléctrica y la competitividad en el mercado de las mismas plantas de ERNC.
03. 	Revisar, adecuar e incluir dentro de la normativa el servicio auxiliar de compensación de potencia que incluya la potencia real que están entregando estas plantas de generación de cualquier tecnología.
04. 	Evaluar más de un escenario intra diario e interestacional para el requerimiento de la potencia necesaria por estos bloques y que según la tecnología puedan competir en los períodos en donde cumplan con garantías de suministro de potencia.
05. 	Realizar estudios y adecuar el marco normativo para la entrada de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica tanto para los sistemas de reserva y regulación como para los sistemas más grandes que se utilizan para optimizar los despachos y proporcionar potencia firme, mismos que pueden ir en conjunto con cualquier tecnología generadora de electricidad como también participar como plantas individuales que pueden establecer contratos de reserva para almacenar o comprar la energía en el mercado spot.
06. 	Evaluar nuevos esquemas de contratación para asegurar la sostenibilidad financiera y los riesgos de las ERNC. Se deben revisar las Reglas de Compras para maximizar las opciones de contratación que permite el modelo de evaluación de ofertas con que cuenta ETESA.
07. 	Evaluar la participación que para estos fines puede tener los sistemas de almacenamiento energía.

4.5.4. Tiempos de Reclamos al Documento de Transacciones Económicas

Dentro de las funciones del Centro Nacional de Despacho se encuentra la confección del Documento de Transacciones Económicas (DTE) en el cual se realiza la consolidación de las transacciones realizadas de cada uno de los Agentes del Mercado entre sí, en el cual se considera el balance de transacciones entre compromisos contractuales y la generación física para determinar los faltantes y excedentes y compras y ventas dentro del Mercado Spot, así como también las transacciones asociadas a los diversos servicios auxiliares que se manejan en el Mercado Mayorista de Electricidad.

En la normativa vigente se encuentra definido el procedimiento y los tiempos determinados para realizar cualquier reclamo al DTE si así lo considera alguno de los Participantes del Mercado, y posteriormente el CND procede a verificar, aceptar,

rechazar y ajustar de ser necesario el documento reclamado, y en caso de no llegar a un acuerdo entre la solicitud de revisión y la respuesta del CND, se procede a elevar la consulta al Ente Regulador de los Servicios Públicos quien determinará si el reclamo procede o se mantiene el DTE original.

En la actualidad se están registrando múltiples reclamos a diversos DTE, de los cuales varios podían ser resueltos antes de la confección y publicación de los mismos ya que dentro de la confección de los mismos se utilizan insumos de confección diaria por parte del CND (pos despachos, operación diaria, etc.) los cuales a su vez tienen sus tiempos de reclamos asociados, para la revisión de los mismos y su actualización de ser necesario, sin embargo estos reclamos no están siendo realizados por los participantes del mercado a tiempo, si no que una vez publicado el DTE realizan el reclamo a este documento, y de esta manera aumentando exponencialmente los tiempos de ejecución y aumento del trabajo de revisión, ajuste, balance y todo lo que concierne a un ajuste de esta índole.

Propuestas:

01.



Modificar las Reglas Comerciales para establecer plazos definidos de reclamos a la información comercial diaria y que vencidos esos plazos no es dable reclamar los DTE por esta información. Esta figura se aplica en el MER, de modo que no es una regulación que no se conozca.

02.



Reforzar el sistema informático, tanto software como hardware para confeccionar de manera más dinámica, ágil y eficiente el proceso de confección y ajustes de los diversos DTEs.



4.5.5. Promover la competencia y la participación activa en el mercado del Gran Cliente, permitiendo la compra de potencia

Un Gran Cliente es un gran consumidor de electricidad que debe superar una demanda de 100 kW de potencia sostenida en el tiempo el cual tiene la opción de comprar su suministro mediante un contrato directo con algún generador de energía a precios convenidos y fuera de la tarifa regulada. En los inicios del mercado estos grandes clientes podían comprar tanto su energía como su potencia requerida directamente con el generador sin embargo, esta norma fue modificada para que solo el producto energía fuera comercializado de esta

manera y el producto de potencia se mantuviera con la empresa de distribución asociada y según la tarifa asociada vigente y aprobada.

Este cambio previene que las licitaciones de potencia sobre todo de corto y mediano plazo los cuales tienen requerimientos elevados de contratación asuman el riesgo latente de sobre contratación producto de la migración de clientes regulados con altos consumos a Grandes Clientes y que el resto de la demanda que no tiene la opción de realizar este cambio siga con la obligación de hacerle frente a los contratos previamente realizados producto a la estimación de consumo total que tenía que hacerle frente las empresas de distribución.

Propuestas:

01.



Evaluar permitir al Gran Cliente elegir si realiza la compra tanto de energía y potencia con un generador o comercializador y que estos últimos hagan frente al pago de la potencia según la tarifa aprobada, y de esta manera aumentar la competitividad entre los oferentes que pueden dar servicios complementarios adicionales a los consumidores.

02.



Separar dentro de la segregación de la tarifa, los rubros de potencia y energía, es decir eliminar los costos de potencia energizados que actualmente existen para que los consumidores puedan tomar decisiones más informadas.

03.



Evaluar la eliminación del cargo adicional de la demanda máxima de generación a los Grandes Cliente ya que al separar los rubros no deben existir costos de potencia energizada y de inversión a la red energizada que deba recuperar la distribuidora al perder un cliente regulado que se convirtió en Gran Cliente.

4.5.6. Acciones a ejecutar para disminuir el riesgo por la no ejecución o atrasos de proyectos de generación de acuerdo a los cronogramas estipulados en los contratos con las empresas distribuidoras

Los atrasos en la entrada en operación de plantas que han suscrito contratos con las distribuidoras de energía eléctrica causan graves problemas en la seguridad de abastecimiento, ya que la incertidumbre es tal que se podrían tomar malas decisiones que redundaría en sobre-contratación o en no propiciar las inversiones en tiempo oportuno, lo que podría llevar a la instalación de plantas de emergencia cuyo costo es elevado y adicionalmente de combustible fósil y altamente contaminante.

Para proyectos nuevos, contar con la gestión de un sistema de fianzas, es primordial, ya que se pueden identificar las variables que pueden dar señales tempranas de una posible materialización del riesgo de no cumplimiento de la construcción del nuevo proyecto, y posteriormente del cumplimiento de las obligaciones del contrato de potencia y/o energía.

Los límites y las necesidades de fianzas deben ser calculadas de tal manera, que la asignación sea de una forma justa, de acuerdo a la exposición de riesgo del inversionista del nuevo proyecto como de la demanda, reflejando adecuadamente la probabilidad de pérdidas no recuperadas por incumplimiento, minimizando el riesgo que ponga en peligro la seguridad de suministro de la demanda.

Las fianzas son uno de los elementos fundamentales para la administración del riesgo de incumplimiento, por tanto, éstas deben ser diseñadas para que de una forma eficiente impidan que se materialice el riesgo de incumplimiento sin

que sus costos para el mercado sean de un gran impacto.

El principal indicador utilizado en el diseño de un Sistema de Administración de Riesgo por incumplimiento es la pérdida esperada (**EL – Expected Loss**), definida como la pérdida que se espera se produzca por causa del Incumplimiento en un período determinado, y es expresada por la siguiente ecuación:

$$EL = PI \times LC$$

En donde:

PI = Probabilidad de incumplimiento. La determina la entidad que otorga la fianza.

LC = Es la pérdida que se produce después de que el agente ha incumplido. Es la energía que no entrega el agente incumplido valorada al costo de racionamiento. Para los primeros 12 meses se acepta que la energía la entregue total o parcialmente comprando a terceros mediante un contrato de reserva. El máximo atraso que se permite a un proyecto nuevo son 24 meses, a partir de este tiempo se ejecutan las fianzas y se da por terminado el contrato.



Propuestas:

01.



Con el fin de anticipar posibles exposiciones de la demanda a racionamientos o a compras de energía a precios mayores, se propone desarrollar un esquema de auditorías que haga el seguimiento de la construcción del proyecto, tomando como guía el cronograma de construcción propuesto por el inversionista, de tal forma que si se detectan posibles atrasos, se incremente el monto de las fianzas, con el fin de incentivar el cumplimiento en la entrada en operación del proyecto y de dar las señales a las autoridades panameñas, para tomar las decisiones correctivas a que haya lugar, incluyendo la celebración de nuevas licitaciones.

02.



Robustecer el rol de la ASEP en las licitaciones y contratos en lo que concierne a las fianzas y penalidades por atrasos e incumplimientos.

03.



Evaluar que los sobrecostos que se le impone al mercado por atrasos en la entrada en operación de una planta de generación, fuera de algún plazo adicional (es común que haya atrasos en este tipo de inversiones), los asuma el Generador.

4.5.7. Garantizar la disponibilidad de potencia de reserva estratégica para el Sistema Interconectado Nacional (SIN)

Las políticas que enmarcan la transición energética impulsan la rápida integración de generación eólica y solar con implicaciones significativas para el desempeño de los mercados mayoristas de electricidad. La combinación de la variabilidad, costos operativos marginales bajos, imperfecciones en el aseguramiento de la suficiencia de largo plazo, retos sobre la seguridad y flexibilidad en el corto plazo, los mecanismos de fijación de precios en condiciones de escasez, plantean preguntas importantes sobre la dependencia continua de los incentivos del mercado para respaldar operaciones

eficientes y proporcionar un respaldo de ingresos adecuado para retener los generadores existentes que se necesitan para equilibrar el sistema, para atraer la entrada de nuevos generadores flexibles y almacenamiento. Ante estos retos aparecen los mercados de capacidad como el que existe en Panamá a través de los contratos de potencia firme y de los contratos de reserva de largo plazo. Si bien, parecería que estos dos mecanismos son suficientes para garantizar la suficiencia en el largo plazo, aparecen incertidumbres que materializan incumplimiento en la ejecución de nuevos proyectos que comprometen la suficiencia de largo plazo e incrementa los costos para el mercado con las correspondientes consecuencias de mayores tarifas para los consumidores. Con el

fin de mitigar estos riesgos aparece una opción que ha sido utilizada en Europa que son las reservas estratégicas.

Las reservas estratégicas son esencialmente unidades generadoras que se mantienen disponibles exclusivamente para emergencias, por ejemplo cuando el mercado no puede cubrir la demanda y a las que recurre el operador del sistema para evitar racionamientos, es decir este mecanismo busca garantizar la disponibilidad de potencia firme para el SIN.

La reserva estratégica tiene por objeto funcionar solo cuando el mercado no ofrece una capacidad suficiente y por lo tanto, debe ser despachada a un precio superior a un nivel de referencia que señale la escasez. En teoría, la reserva solo se debería despachar a un precio cercano al costo de racionamiento y siempre a un costo superior del recurso más costoso, para no interferir con el mercado incluso en condiciones de escasez. En este caso, la formación natural de precios en el mercado no se ve afectada por la reserva estratégica dado que no se tiene en cuenta para el despacho de precios, de esta forma los generadores reciben el mismo incentivo de inversión que si no hubiera una reserva estratégica.

La capacidad de reservas estratégicas se adquiere mediante un procedimiento de licitación para una cantidad específica de capacidad (en MW), por ejemplo, sobre una base anual. La reserva estratégica puede consistir en la capacidad existente o -siempre que la subasta tenga lugar con mucha antelación al momento en que la capacidad contratada debería estar disponible- en la nueva generación construida con el fin de reservar capacidad y puede incluir recursos de la demanda. Estos últimos están normalmente obligados a reducir el consumo de electricidad con la suficiente rapidez a un nivel determinado cuando se les solicita. La especificación de la cantidad y el tipo de capacidad (por ejemplo, unidades de punta) o de los recursos de demanda puede basarse en un denominado estudio de confiabilidad.

La remuneración para los proveedores de reservas estratégicas se especifica en los documentos de licitación y puede variar de un caso a otro. La remuneración puede consistir en pagos fijos, pagos en forma de opción o formas mixtas. Los contratos de reserva estratégica contienen también disposiciones sobre el tiempo de notificación, la duración de la activación entre otros aspectos.

Propuestas:



Revisar y analizar el sistema de remuneración a plantas que brindan la seguridad al SIN ante períodos de incertidumbre y una vez identificados los hallazgos en el análisis previo se debe modificar el sistema de remuneración a plantas que brindan la seguridad al SIN ante períodos de incertidumbre.



4.5.8. Redefinir los parámetros para la contratación de potencia y energía para el mercado mayorista

En las últimas licitaciones de suministro de energía y potencia que ha realizado el gestor (ETESA), se ha utilizado un software de programación lineal con el cual se determina la combinación de ofertas recibidas que cubran los requerimientos de energía y potencia al menor costo para el tiempo definido y las condiciones establecidas.

Este cambio de método de determinación y adjudicación de las ofertas ha sido un cambio

favorable para la obtención de mejores precios para la demanda, sin embargo no se está maximizando el beneficio de utilizar un software de esta categoría para el establecimiento de el mejor resultado producto de externalidades al modelo.

Si bien el cambio ha resultado favorable para la obtención de mejores precios adjudicados, también es una realidad que no se ha podido concretar el nivel de contratación requerido por la normativa para el corto plazo.

Propuestas:

01.



Modificar las reglas de compra para que existan múltiples ofertas (sin limitarlo a una “n” cantidad por agente) ya sean flexibles o inflexibles en el tiempo, volumen máximo o mínimo, cantidad de meses mínimos para validar la oferta, precios variables, etc., y que se enfoque únicamente en que dentro de la combinación resultante, ningún participante supere su capacidad firme a contratar.

02.



De igual manera verificar y establecer el cálculo de la oferta virtual, que pueda ser reproducible por cualquiera de los participantes, la cual sirve para evitar una no convergencia del programa por faltantes de la oferta vs el requerimiento como a su vez evitar costos no competitivos producto de la especulación del mismo.

03.



Evaluar la definición de los períodos comprendidos por corto plazo, mediano plazo, y largo plazo.



4.5.9. Preparación para la transición energética y la posible descentralización o integración de nuevos servicios en el mercado centralizado

La estructura del mercado panameño fue diseñada mediante la Ley 6 de 1997, diseño que se fundamentó en que la cadena de valor era lineal fluyendo en un solo sentido: de la generación hasta el consumidor pasando por las actividades de transporte y distribución. La comercialización quedó a cargo de los distribuidores.

Se partió de los supuestos de la época, es decir, que la demanda era inelástica al precio en tiempo real, no había posibilidades de almacenamiento, el desconocimiento del consumidor del MEM y las barreras tecnológicas y económicas de la medición que impedían que el consumidor actuará directamente en el mercado.

Así mismo, se segmentan los consumidores en usuarios regulados y grandes clientes. Los grandes clientes conectados a la red de transmisión hacen sus contratos de potencia y de energía con participantes productores y en caso de tener faltantes, el mercado ocasional hace la compensación.

Actualmente, de acuerdo con lo establecido en las Reglas Comerciales los grandes clientes que se encuentran conectados directamente a la Empresa de Transmisión y que no hayan estado previamente conectados al distribuidor, deben contratar su potencia con un Participante Productor. Sin embargo, los clientes regulados y los grandes clientes conectados al Distribuidor realizan sus compras de potencia a través de este último.

La estructura actual del mercado panameño, está rezagada, para las necesidades actuales y futuras, dado las siguientes tendencias: el cambio

de conducta y conocimiento del consumidor, las posibilidades de almacenamiento, la digitalización, la capacidad del consumidor de ser productor, lo cual conduce a que la demanda empieza a tener elasticidad en el tiempo real, elasticidad que se irá aumentando en forma importante en el largo plazo debido a la continua reducción de los precios de las soluciones renovables, la transformación digital, los avances entre otros de los sistemas de información, sensores, Internet de las cosas (IoT, siglas en inglés), inteligencia artificial, analítica de datos, la reducción dramática de los costos de los sistemas de medición, y la seguridad y reducción de los costos en las transacciones, utilizando plataformas basadas en la tecnología Blockchain.

En síntesis, el cambio tecnológico puede permitir que surjan nuevos mercados (principalmente locales), pero hasta que no haya un producto descentralizado que preste flexibilidad no será fácil poner a competir el sistema descentralizado con el centralizado. Por tanto, la separación de actividades del mercado centralizado sigue vigente aún con nuevos agentes descentralizados o con nuevas actividades en las que lo centralizado se separa de lo descentralizado. Esto no significa que nuevos mercados no deban aparecer. Por ejemplo, el concepto de liberalización minorista ha girado en torno a la libertad de escoger comercializador, pero la descentralización del mercado requerirá de nuevos servicios energéticos como son generación distribuida, gestión de cargas y sistemas de almacenamiento. Estos pueden ser prestados de manera descentralizada, pero lo relevante es comprender si esto implica la creación de mercados locales o la integración de estos servicios en el mercado centralizado. Se dice que en el caso panameño lo más conveniente es la segunda opción.

Propuestas:

01.



En la actualidad el límite para ser Gran Cliente es de 100 KW, sería importante revisarlo y hacer las adecuaciones necesarias para fomentar el incremento de nuevos actores en esta figura, con la finalidad de migrar hacia la comercialización no regulada o libre y potenciar el mercado minorista, en el entendido que el comercializador regulado del distribuidor atiende solo a los clientes regulados aplicando las responsabilidades similares a las actuales.

02.



Desarrollar estudios de viabilidad de la implementación de blockchain en el mercado mayorista y/o para comercialización minorista y evaluar el impacto y requerimientos para la implementación de la figura de un mercado intra-diario.

4.5.10. Concentración y posición dominante en el mercado

El mercado eléctrico en la República de Panamá se diseñó para evitar o reducir lo más posible la concentración o monopolio, evitando de esa forma abusos de posiciones dominantes de los diferentes actores.

El paradigma central en el diseño de mercados es el modelo de competencia perfecta, donde la participación de numerosos agentes oferentes, ninguno de los cuales controla una parte importante de la oferta, conduce a una situación en la cual los precios de mercado tienden a reflejar el costo marginal de producir el bien o servicio, garantizando así una asignación eficiente de los recursos productivos para la sociedad.

La participación en el mercado del mayor oferente, o de los tres más grandes, o índices de concentración como el índice Herfindahl-Hirschman (IHH), han sido los indicadores empleados para determinar la existencia de posición dominante en los mercados y establecer regulaciones para incidir sobre su estructura o la conducta de los agentes.

En los mercados eléctricos, aún si la oferta no es muy concentrada, dadas sus características, en especial la inelasticidad de la demanda es posible ejercer poder de mercado en períodos de alta demanda cuando la capacidad de generación es muy ajustada y la oferta incluso de plantas pequeñas es necesaria para abastecer la demanda.

Los indicadores tradicionales de concentración resultan insuficientes y se hace necesario establecer otras medidas del poder de mercado en el corto plazo y las correspondientes acciones regulatorias para controlarlo o mitigarlo.

Según el estándar de la Comisión de Competencia de la Unión Europea, se considera que, cuotas de mercado por debajo de entre el 35% difícilmente pueden dar lugar a posiciones dominantes, en tanto que, cuotas por sobre el 60% e incluso 65% indican que hay una posible posición dominante.

Las cuotas de mercado medido mediante la energía en contrato, nos da una idea de cómo está repartido el mercado eléctrico panameño. En la tabla 2 se estima la concentración en el mercado eléctrico panameño para el año 2019 utilizando

el índice Herfindahl-Hirschman (IHH). Para el cálculo de este Índice, se incluyó al conjunto de empresas con más participación en el mercado, en este caso cinco empresas. Para interpretar los resultados hay que tomar en cuenta que: Si el $IHH \leq 1,500$ el mercado es competitivo y se observa un efecto diluido de la concentración; en cambio, si el índice está entre $1,500 \leq IHH \leq 2,500$ el mercado es moderadamente competitivo; si el índice es mayor de 2,500 ($IHH > 2,500$) el mercado es muy concentrado.

De esta forma tenemos que, para el Mercado Eléctrico Nacional el índice IHH en el año 2019 resultó en 2,646.5 lo que indica que es un mercado altamente concentrado. Los resultados aquí presentados, dan cuenta de que el mercado eléctrico tiene una competencia reducida, por lo que es necesario fortalecer el monitoreo por parte de la Entidad Reguladora sectorial y de la ACODECO a fin de avistar la concurrencia de abuso de posición dominante en el mercado a futuro por

la poca competencia que pudiera alcanzarse en el caso de que ocurriese una mayor concentración de mercado y que signifique algún perjuicio para los clientes regulados o el resto de los agentes del mercado contrario del Órgano Ejecutivo, previa opinión de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (artículo 25.7).

Según el texto único de la Ley 6 de 1997, "ningún agente de mercado puede aplicar para concesiones si con la misma excede el 25% del consumo nacional de energía ". En el artículo 9 de la mencionada Ley 6, la ASEP debe propiciar la competencia en el grado y alcance definidos por dicha ley e intervenir para impedir abusos de posición dominante de los agentes del mercado, para cuyos efectos el reglamento de dicha ley establecerá los casos y condiciones en que el regulador llevará a cabo tal intervención (artículos 15 al 22, del Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998, publicado en la Gaceta Oficial N° 23,572, del jueves 25 de junio de 1998).

Tabla 2. Índice IHH del Mercado Eléctrico Nacional 2019

Grupo Económico	Generación (MWh)	Participación porcentual	IHH
AES	4,321,109.35	37.94%	1,439.78
ENEL	1,522,708.50	13.37%	178.79
CELSIA	931,975.68	8.18%	66.98
PANAM/GENISA	631,313.95	5.54%	30.73
UEP Penonomé, S.A.	551,696.46	4.84%	23.47
Otros	3,429,180.63	30.11%	906.75
Total	11,387,984.57	100%	2,646.50

Propuestas:**01.**

Incorporar mecanismos de mitigación apropiados que conduzcan al desempeño de un mercado competitivo. El marco regulador reconoce el riesgo de posición dominante, por ejemplo, al fijar los límites al control de la oferta de la cuota de mercado.

02.

Incluir dentro de los mecanismos de mitigación de riesgo de mercados no competitivos toda la potencia instalada indiferentemente si es una concesión, licencia o cualquier otra definición que pueda salir a futuro.

03.

Publicar en la página web de la ASEP un informe anual sobre medidas de control de oferta de participación en el mercado eléctrico, reportando los MW controlados por cada empresa en la industria con el fin de detectar posibles comportamientos anticompetitivos.



4.5.11. Evaluar la responsabilidad a ETESA de gestionar las licitaciones de potencia y energía

La Ley 6 de 1997, contempla que durante los primeros 5 años de su vigencia, la Empresa de Transmisión era la encargada de establecer los requerimientos de suministro de energía en base al plan adoptado para la expansión del SIN y obtendría la no objeción de las empresas de distribución sobre los documentos utilizados para el proceso competitivo de suministro de energía, seleccionaría el oferente y obtendría la no objeción de las empresas de distribución sobre las condiciones negociadas.

Pasado el tiempo indicado, las distribuidoras serían las encargadas de la compra de energía en bloque, lo cual hicieron por 7 años y posteriormente se

regresó a la figura inicial por mandato de Ley 57 de 2009 donde se asigna las funciones a ETESA como gestor de compra y los costos relacionados con la compra de energía son recuperados como gastos administrativos de su actividad principal de transmisión.

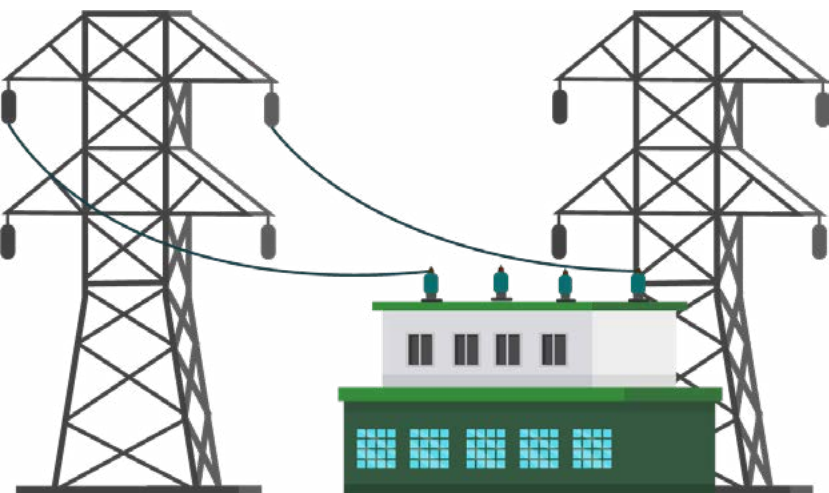
Hoy día la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A., continúa siendo la encargada de gestionar y adjudicar los actos de licitación de energía y potencia para cubrir los requerimientos de las empresas distribuidoras dentro del Mercado Mayorista de Electricidad, a través de las ofertas realizadas por las empresas generadoras que participan en dicho acto. Los resultados son enviados a la Autoridad de los Servicios Públicos para su revisión y no objeción a las ofertas resultantes para posteriormente ser publicados.

Propuestas:

01.



Eliminar la responsabilidad que tiene ETESA para ser el gestor de compras de potencia y energía, considerando las nuevas condiciones de la transición energética.



5. Resumen de propuestas del Libro Blanco



Resumen propuestas del Libro Blanco

5.1. Planificación

Temática a Evaluar	Propuestas
<p>1</p> <p>Fortalecimiento de la función de planificación de la SNE</p>	<p>Redefinir el rol de la SNE en la planificación de la generación, para estrechar el vínculo directo entre la coordinación de la política energética y el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN).</p> <hr/> <p>Incluir los lineamientos estratégicos de la Agenda de Transición Energética, y las metas planteadas en sus Estrategias Nacionales en los criterios que presente la Secretaría de Energía para la formulación del PESIN. Esto debe mantener la planificación de la generación como se desarrolla actualmente, aunado a que en la celebración de actos de contratación se considere el esquema de pliegos especiales por tecnología, que propicien la instalación de las tecnologías para asegurar el alineamiento entre el PEN y el PESIN.</p>
<p>2</p> <p>Planificar acciones que aseguren un suministro futuro, que sea más seguro, eficiente, flexible y resiliente</p>	<p>Continuar desarrollando los estudios pertinentes, así como las negociaciones que se ameriten para viabilizar la interconexión Colombia - Panamá.</p> <hr/> <p>Fomentar el uso de tecnologías de almacenamiento de energía (i.e. baterías, hidrógeno, etc.) con la estructuración de proyectos pilotos para almacenamiento de energía.</p> <hr/> <p>Promover y fomentar la diversificación de la matriz eléctrica nacional, aportando no solo con la atracción de inversiones o con la promulgación de leyes, sino con el desarrollo de mapas de potencial energético de fuentes de energía no convencionales en el país (i.e. eólica off-shore, marinas, biomasa) lo que permitirá identificar sitios o áreas que sean atractivas para la producción de energía.</p> <hr/> <p>Asegurar un esquema de administración en el que ETESA gestione las inversiones de corto plazo para lograr su ejecución en el tiempo planificado.</p> <hr/> <p>Coordinar la planificación y mantenimiento de las redes considerando la evolución de una capacidad instalada en la generación distribuida, para asegurar el funcionamiento óptimo de las redes en todos los niveles de tensión donde se ubican los clientes finales que optarán por la generación distribuida en sus instalaciones y que podrán tener la opción de intercambio con otros.</p>

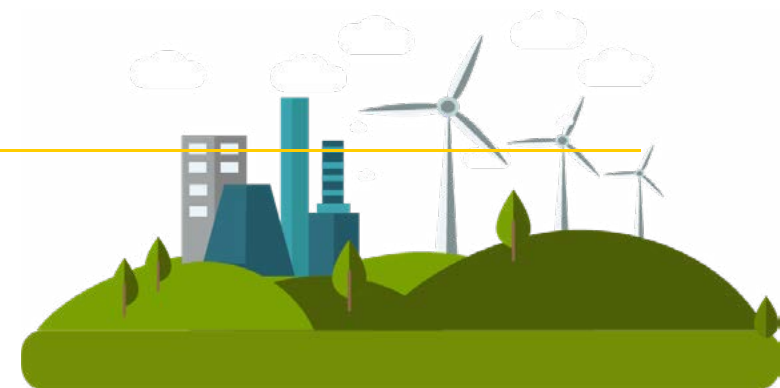
Temática a Evaluar	Propuestas
<p>3</p> <p>Identificar y analizar las acciones pertinentes para que la relación entre el mercado eléctrico de Panamá y el Mercado Eléctrico Regional (MER) se desarrollen a todo su potencial</p>	<p>Analizar la conformación de un mercado regional único, donde se puedan realizar transacciones de mercado de manera firme y a largo plazo entre agentes de dos países, lo que plantea un desafío al requerir que se superen barreras políticas y diplomáticas complejas dada la posición firme de mantener la soberanía energética.</p> <hr/> <p>Estudiar la viabilidad del desarrollo un mercado más dinámico con el MER mediante una utilización más eficiente de las infraestructuras de interconexión y la participación más activa de los agentes, habilitando a los distribuidores/comercializadores como entes activos en este mercado.</p> <hr/> <p>Apoyar e impulsar la instalación en Panamá del Centro de Respaldo del Ente Operativo Regional (EOR).</p> <hr/> <p>Definir los pasos requeridos para posicionar Panamá como HUB energético de la región, incluyendo las futuras transacciones de energía con Colombia. Esto requiere un dinámico plan de inversión centrado en mejorar la generación, transmisión y distribución de la energía.</p> <hr/> <p>Incluir en la planificación el crecimiento de la oferta de generación de electricidad, incorporando el crecimiento requerido de la infraestructura de transmisión para fomentar la participación del país en el MER.</p> <hr/> <p>Promover colaboraciones con los otros países de Centroamérica en base a otros energéticos.</p> <hr/> <p>Analizar el impacto para posicionar a Panamá como un HUB energético de la región con el trasiego de hidrógeno verde, como alternativa de almacenamiento, biocombustibles para generación de electricidad, entre otros.</p>
<p>4</p> <p>Asegurar la implementación de la Agenda de Transición Energética, como parte de las Contribuciones Determinadas Nacionalmente frente al cambio climático</p>	<p>Asegurar que en la implementación de la NDC se vincule y visibilice la ATE incluyendo en el sistema de Monitoreo, Registro y Verificación el establecimiento de mecanismos de vinculación entre la política pública del sector energético y los planes de inversión institucional asociados al NDC, con asignación de responsabilidades y recursos a las diferentes instituciones cuya participación sea requerida en el desarrollo de la política energética.</p> <hr/> <p>Alinear las acciones y los planes de inversión de las instituciones del Estado a la política energética</p> <hr/> <p>Apoyar al MEF y a las demás instituciones vinculadas al desarrollo e implementación de la política energética, para que su personal se capacite en el desarrollo e implementación de mecanismos de financiamiento climático</p>

Temática a Evaluar	Propuestas
<p>5</p> <p>Incorporar en el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional y la Planificación de la Distribución, las medidas de adaptación definidas en el plan de Adaptación del sector energético</p>	<p>Analizar el nivel de vulnerabilidad frente al cambio climático del sector energético.</p> <hr/> <p>Incorporar medidas de adaptación al cambio climático en los lineamientos de la Agenda de Transición Energética (ATE), ya que en el país existe una serie de infraestructuras que requieren del análisis y difusión de información sobre actividades y medidas a implementar con relación a la adaptación, con el fin de que gobiernos, empresas, comunidades y organizaciones puedan aprender unas de otras a reducir la vulnerabilidad y adaptarse a los impactos del cambio climático de la mejor forma.</p> <hr/> <p>Realizar investigaciones que permitan conocer las mejores opciones de adaptación, fomentar el desarrollo y difusión de tecnología, conocimiento y lecciones aprendidas en materia de adaptación. Integrando la modelización del clima en los escenarios determinados por la planificación, lo que es fundamental para las energías renovables, todo ello ayudará en la evaluación de los impactos y la vulnerabilidad y la selección de estrategias de adaptación, del país.</p> <hr/> <p>Fomentar que las empresas de generación, transmisión y distribución incluyan en sus planes las inversiones contempladas en lo que será el Plan de Adaptación del sector energético. A la vez que se implementan medidas de reducción de emisiones de GEI, se debe avanzar en la adaptación aumentando la resiliencia del sector y la seguridad en la disponibilidad de energía ante eventos extremos, a la vez que se incide en la creación de empleos verdes.</p> <hr/> <p>Buscar recursos financieros climáticos para promover y escalar otras medidas de acción climática en las áreas de eficiencia energética, movilidad eléctrica, uso de paneles solares fotovoltaicos/calentadores solares de agua y construcción sostenible, entre otras, para lograr la meta de reducción de emisiones totales planteada a 2030 y 2050.</p>
<p>6</p> <p>Homologar los datos sobre el sector energético de las instituciones públicas del sector energético en una base de datos de acceso libre</p>	<p>Fortalecer las capacidades de administración, almacenamiento y procesamiento de la información estadística, legal, documental del sector energético de Panamá, a través de la implementación de un Sistema de Información Energética Nacional y de la creación de una estructura organizativa e institucional que será la responsable de coordinar la recopilación, procesamiento e ingreso de la información, así como de establecer el contenido, alcance, desagregación de la información a registrarse en el Sistema de Información Energética Nacional.</p> <hr/> <p>Automatizar la información energética utilizando herramientas informáticas modernas.</p> <hr/> <p>Garantizar la sostenibilidad de la información estadística, socioeconómica, legal, oferta y demanda de servicios y documental del sector energético de Panamá, a través de Herramienta informática configurable que integra, procesa y divulga la información estadística energética de país, con base en metodologías y conceptos estandarizados que permitan la consolidación de la información según las características energéticas propias de Panamá.</p> <hr/> <p>Recurso humano capacitado en técnicas de recopilación, procesamiento y validación de la información estadística y en la herramienta informática.</p>

Temática a Evaluar	Propuestas
<p>7</p> <p>Contar con los mecanismos para captar información de diversas instituciones del Estado y e implementar mecanismo de monitoreo, reporte y verificación de impacto de las acciones definidas en la política energética del País</p>	<p>Desarrollar e implementar un sistema de Monitoreo, Reporte y Verificación (MRV) para el sector energía. El Ministerio de Ambiente (MiAmbiente) y la Secretaría Nacional de Energía (SNE) han solicitado apoyo para desarrollar capacidades y crear un equipo local que apoyará al Gobierno de Panamá para implementar el sistema MRV en el contexto de la Plataforma Nacional para la Transparencia Climática.</p> <hr/> <p>Implementar el siePanamá, con las recomendaciones internacionales sobre Estadísticas Energéticas (metodología IRES) de las Naciones Unidas, con el fin de que la información energética del país maneje conceptos estandarizados internacionalmente, fomentando así una comparabilidad a nivel regional y mundial.</p> <hr/> <p>Digitalizar la mayor cantidad de información con el fin de mostrar la importancia de una adecuada, organizada y planificada gestión de la información energética como base para la toma de decisiones y el desarrollo sostenible del sector.</p> <hr/> <p>Conectar el siePanamá con otras plataformas de información nacionales a través de la Autoridad de Innovación Gubernamental (AIG).</p>
<p>8</p> <p>Desarrollar planes de inversión basados en la Agenda de Transición Energética y el Plan Energético al 2050</p>	<p>Trabajar con la Autoridad para la Atracción de Inversiones y Promoción de Exportaciones “PROPANAMA” y el Ministerio de Comercio e Industrias (MICI), en hacer el análisis de inversión y de financiamiento que se necesita para impulsar la agenda de transición y para atraer empresas de uso intensivo energéticamente, fomentar la competitividad y atraer oportunidades de empleo a través del sector energético.</p> <hr/> <p>Identificar proyectos energéticos que puedan desarrollarse a través de Alianzas Público Privadas (APP), lo que también permitan generar un flujo de inversiones adicionales.</p>



Temática a Evaluar	Propuestas
<p>9 Fomentar la accesibilidad a recursos financieros para la transición energética a nivel nacional</p>	<p>Desarrollar un fondo para estudios y proyectos pilotos que sean necesarios para implementar los lineamientos de la Agenda de Transición Energética con aportes de los actores del sector energético</p> <hr/> <p>Desarrollar un plan de financiamiento a la I+D+i con el que el ecosistema de investigación nacional aporte a las necesidades del país</p> <hr/> <p>Promover la creación de un fondo para la transición energética</p> <hr/> <p>Desarrollar alianzas entre la banca de segundo piso, la banca nacional y mecanismos de cooperación internacional para la conformación herramientas que pongan a disposición a fondos verdes para el sector energético</p> <hr/> <p>Proponer al Ministerio de Economía y Finanzas que implemente una Dirección de Financiamiento Verde</p> <hr/> <p>Trabajar en conjunto con el Ministerio de Economía y Finanzas y la Dirección General de Contrataciones Públicas, en esquemas novedosos de contrataciones como por ejemplo las Empresas de Servicios de Energía (ESCOS) que facilitan el acceso al financiamiento de los proyectos para su ejecución.</p>
<p>10 Hacer más eficiente el uso de los recursos del Estado, fomentar la competitividad e incrementar la creación de nuevos y adicionales empleos verdes a través del sector energético</p>	<p>Buscar los mecanismos para implementar un plan de ahorro energético en el país que logre reducir el consumo de energía y que considere la eficiencia energética con metas de reducción y plazos de ejecución</p> <hr/> <p>Establecer una política de focalización de los subsidios al consumo de energía eléctrica y de dirigir los ahorros por eficiencia energética y generación distribuida hacia complementar los fondos para el Acceso Universal a la Energía.</p> <hr/> <p>Dirigir incentivos a las energías renovables</p> <hr/> <p>Dirigir subsidios hacia incentivos a la eficiencia energética</p>



Resumen propuestas del Libro Blanco

5.2. Generación

Temática a Evaluar	Propuestas
<p>1</p> <p>Desarrollar acciones para evitar contaminación y emisiones de GEI por el plantel de generación</p>	<p>Dejar sin efecto al año 2030 todos los subsidios y exoneraciones directas a la adquisición, transformación, uso y promoción de los combustibles fósiles. Se exceptúan de esta disposición, aquellos subsidios que, por motivos de interés social, económico o por la inexistencia de alternativas tecnológicas viables, que el Ministerio de Economía y Finanzas, la Secretaría Nacional de Energía y el Ministerio de Desarrollo Social recomienda mantener vigente.</p> <hr/> <p>Prohibir la construcción de nuevas plantas de generación eléctrica a base de carbón mineral, petróleo crudo, coque, coque de petróleo, diésel oil, fuel oil, ni otros derivados del petróleo. Se exceptúan del cumplimiento de esta disposición aquellas plantas que deban construirse por motivos de seguridad de suministro determinado por la Secretaría Nacional de Energía luego de un estudio pormenorizado y público.</p> <hr/> <p>Establecer medidas de control emisiones de GEI y material particulado en termoeléctricas que funcionan con Fuel oil, Diésel, Carbón o gas natural (GNL) a través de límites de emisiones con las mejores tecnologías disponibles.</p> <hr/> <p>Desarrollar la normativa que permita la entrada de Almacenamiento Energético como complemento a las energías renovables no convencionales (ERNC) o como actividad independiente.</p>
<p>2</p> <p>Almacenamiento Energético a Gran Escala</p>	<p>Fomentar el uso de almacenamiento energético por baterías como complemento a las energías renovables o solo como baterías</p> <hr/> <p>Estudiar la posibilidad de implementar otras opciones de almacenamiento energético como, por ejemplo, un sistema de bombeo para almacenamiento de agua conocidos como sistemas de bombeo hídrico.</p>

Temática a Evaluar	Propuestas
<p>3 Fomentar la generación por medio de otras fuentes renovables no convencionales</p>	<p>Realizar mapas de potencial energético para energías renovables no convencionales y que estos puedan accederse desde la página web de la Secretaría Nacional de Energía.</p> <hr/> <p>Confeccionar un manual para el desarrollo de proyectos pilotos y de investigación sobre otras fuentes renovables no convencionales.</p> <hr/> <p>Realizar un análisis de sistemas para una gestión de despacho capaz de brindar flexibilidad al sistema eléctrico.</p> <hr/> <p>Estudiar los efectos de estos tipos de tecnología en la estabilidad y seguridad del SIN definiendo la máxima penetración o lo que pueda soportar el sistema para garantizar la seguridad del sistema en su conjunto</p> <hr/> <p>Facilitar la tramitología a través de la digitalización de los procesos</p> <hr/> <p>Desarrollar los estudios de impacto en las redes de distribución</p>
<p>4 Fomentar la generación distribuida en Panamá</p>	<p>Realizar estudios para evaluar los efectos de un alto grado de penetración de generación distribuida y las afectaciones que puedan tener en la garantía de suministro que persigue el garantizar la demanda nacional con potencia firme.</p> <hr/> <p>Crear un esquema de intercambio de información cliente-distribuidora-CND para conocer el orden de magnitud de los proyectos, con el objetivo de considerarlo en la operación en tiempo real y en la planificación de mediano plazo. Brindar beneficios para invertir en generación distribuida utilizando tecnologías amigables con el medio ambiente.</p> <hr/> <p>Sensibilizar a la ciudadanía sobre los beneficios de invertir en generación distribuida</p>
<p>5 Innovación tecnológica, legal y regulatoria para potenciar la capacidad hidroeléctrica actual en el país</p>	<p>Evaluar la posibilidad de crear una Asociación Público - Privada para el desarrollo de la central de generación Changuinola II.</p> <hr/> <p>Realizar un estudio de viabilidad de la modernización y actualización de los sistemas de control y equipos de las centrales de generación hidroeléctricas.</p> <hr/> <p>Realizar estudios de cuencas hidrográficas con potencial de explotación considerando aspectos ambientales y llevarlos hasta prefactibilidad o factibilidad para tenerlos a disposición de inversionistas.</p>

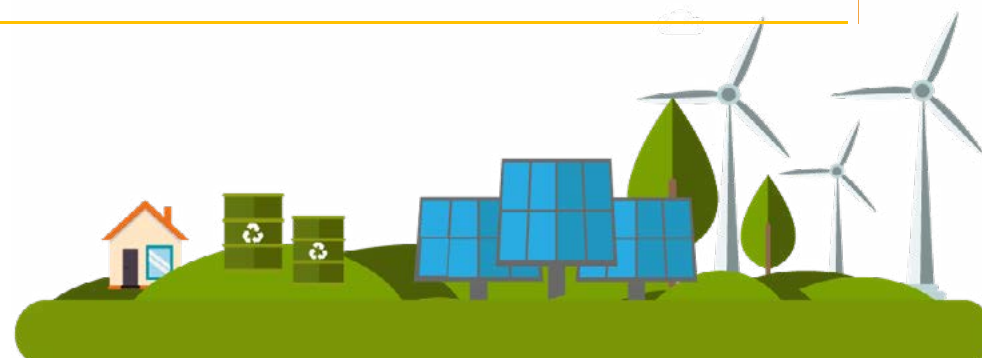


Resumen propuestas del Libro Blanco

5.3. Transmisión

Temática a Evaluar	Propuestas
1 Asegurar que la operación del sistema de transmisión se adecúe a los cambios que trae la transición energética	<p>Dotar de herramientas y capacitar al personal del CND para que esté preparado técnicamente ya que a medida que vayan entrando en mayor cantidad los recursos distribuidos o de clientes agregados y demás actores relevantes asociados a la transición energética, sus funciones como operador de la red aumentarán.</p>
	<p>Desarrollar lineamientos detallados que relacionen el intercambio de información y la recopilación de datos para que la información que requiera la interfaz transmisión-distribución fluya de manera eficaz y así asegurar la confiabilidad del sistema de transmisión.</p>
	<p>Desarrollar procedimientos que permitan evaluar el rendimiento del sistema de transmisión con altas penetraciones de recursos distribuidos.</p>
	<p>Desarrollar un plan de implementación de medidores inteligentes, grabadores de perturbaciones dinámicas, unidades de medición de fasores y otros dispositivos que le permita realizar 1) análisis de fallas para determinación de la causa raíz y reducción del tiempo necesario para el análisis de eventos, 2) verificación y optimización de ajustes y coordinación de protecciones, 3) verificación del modelo del sistema de transmisión, 4) observabilidad del comportamiento dinámico del sistema eléctrico de potencia.</p>
	<p>Proporcionar recomendaciones técnicas para la adopción y uso de estándares de interconexión e interoperabilidad de recursos distribuidos.</p>
	<p>Evaluar el concepto de Big Data (análisis de grandes cantidades de datos) con el fin de analizar a todas las redes eléctricas que pueden integrar de manera inteligente el comportamiento y las acciones de todos los actores conectados a ellas (quienes generan electricidad, quienes la consumen y quienes realizan ambas acciones) para, por ejemplo, proporcionar un mejor entendimiento de los perfiles de consumo y las variables que inciden en este, correlaciones entre las variables climatológicas y recurso de generación hidráulico, solar y eólico o comportamiento del SIN durante eventos, y de esta forma lograr un suministro de electricidad seguro, económico y sostenible.</p>
	<p>Integrar las tecnologías de la información con las infraestructuras eléctricas actuales para facilitar comunicaciones bidireccionales, flujo multidireccional de la energía y completamente automatizada y controlada, todo esto necesario para viabilizar en un futuro cercano la actividad del prosumidor.</p>

Temática a Evaluar	Propuestas
<p>2 Implementar digitalización y ciberseguridad en el sector</p>	<p>Realizar un diagnóstico sobre el nivel de preparación en términos de la ciberseguridad del sector energético</p> <hr/> <p>Continuar aumentando la seguridad, confiabilidad y resistencia de nuestro sistema de suministro de electricidad para garantizar el éxito de la modernización de la red y la transformación de los sistemas de energía, según los cambios dispuestos en las estrategias nacionales de la agenda de transición energética</p> <hr/> <p>Asegurar que los nuevos sistemas de suministro de energía sean diseñados, instalados, operados y mantenidos para sobrevivir a un incidente cibernético mientras mantienen las funciones críticas.</p> <hr/> <p>Coordinar la respuesta y recuperación ante incidentes cibernéticos</p> <hr/> <p>Promover la investigación y el desarrollo de tecnologías, herramientas y técnicas innovadoras para reducir los riesgos a la infraestructura energética crítica de la nación que plantean las amenazas cibernéticas y otras amenazas emergentes.</p>
<p>3 Los planes de inversión deben ir acorde a las políticas energéticas y ambientales del país</p>	<p>Incluir en el Plan de Adaptación al Cambio Climático del Sector Energético medidas de adaptación e incremento de resiliencia para el transporte de la energía.</p> <hr/> <p>Fomentar que la empresa de transmisión incluya en su plan de inversiones las acciones contempladas en el Plan de Adaptación para migrar a un sistema que garantice la seguridad de suministro en situaciones de riesgo climático.</p> <hr/> <p>Idear modelos o esquemas innovadores para financiar las inversiones necesarias para robustecer el sistema eléctrico y que afecte lo menos posible la tarifa eléctrica.</p> <hr/> <p>Fomentar investigación y desarrollo tecnológico en temas de adaptación al cambio climático del sistema de transmisión.</p>
<p>4 Innovación digital en el desarrollo y operación de proyectos de transmisión</p>	<p>Desarrollar una hoja de ruta para la innovación digital de ETESA que incluya</p>

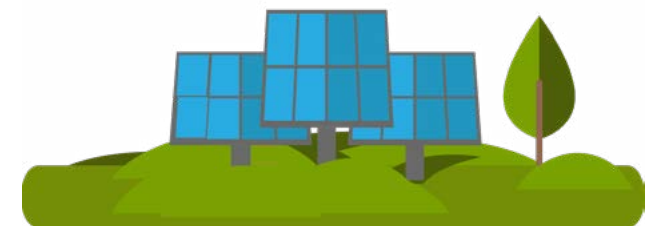


Resumen propuestas del Libro Blanco

5.4. Distribución

Temática a Evaluar	Propuestas
<p>1 Modernización de las redes a través de sistemas inteligentes</p>	<p>Para establecer la figura del prosumidor como actor clave en la Transición Energética se requiere incluir tecnología "inteligente" en la red de distribución eléctrica. Ésto, traerá consigo nuevos retos, para lo cual se requiere definir los elementos de juicio necesarios para estructurar la ruta hacia la implementación del proceso de migración completa a sistemas AMI en la red de distribución eléctrica.</p> <hr/> <p>Para modernizar la red de distribución eléctrica se propone evaluar y optimizar el mecanismo de aprobación de las inversiones para que considere la tecnología AMI y la inversión en soluciones innovadoras que materialicen la implementación de la Agenda de Transición Energética.</p> <hr/> <p>En la actualidad, la red de distribución no utiliza esquemas de detección, aislamiento y restablecimiento de fallas, por lo que se requiere considerar la utilización de la tecnología para la localización de fallas y conmutación automática de alimentadores (FLISR, por sus siglas en inglés). Ésta, permitirá transferir las cargas de forma automática y así disminuir los tiempos de interrupción.</p> <hr/> <p>Si bien es cierto que el monitoreo y control remoto de dispositivos de la red tiene un buen desempeño, especialmente en el área urbana; es prioritario crear un plan de incorporación de todos los elementos de la red al sistema SCADA o DMS, e implementar un plan de monitoreo remoto de transformadores en áreas rurales.</p>
<p>2 Mejorar la calidad del servicio eléctrico</p>	<p>El almacenamiento y la generación distribuida como soporte para la calidad de la red, siendo una alternativa provista por la distribuidora en donde se demuestre que las adecuaciones a la red serían más costosas que esta alternativa</p> <hr/> <p>La regulación de la calidad del servicio técnico para que incluya incentivos y se eliminen las penalizaciones y se maneje un esquema de compensaciones.</p> <hr/> <p>Los indicadores de calidad y desempeño y modificar la relación de ingresos (IMP) con respecto a calidad. Las compensaciones serían acreditadas a todos los clientes reduciendo el IMP del año siguiente e igualmente por el incumplimiento de la ejecución de los planes de inversiones.</p> <hr/> <p>Definir un incentivo por innovación medido con base en metas de reducción del costo total TOTEX (CAPEX + OPEX).</p> <hr/> <p>Definir un incentivo por cumplimiento de las metas de calidad.</p> <hr/> <p>Considerar la implementación, en un plazo no mayor a 5 años, de la norma ISO 55001 de gestión de activos de las empresas distribuidoras y transmisoras.</p>

Temática a Evaluar	Propuestas
<p>3</p> <p>Establecer la figura del prosumidor como actor clave en la Transición Energética</p>	<p>Actualizar el procedimiento de Autoconsumo vigente para adecuarlo e incorporar el nivel de penetración esperado, junto a la realización de los estudios necesarios para considerar y actualizar los límites de penetración. Es importante definir las metodologías tarifarias que incluyan un mecanismo de compensación al distribuidor por el uso de red y respaldo de potencia considerando que también es un proveedor de servicios de redes.</p> <hr/> <p>Tener presente la migración de los auto-consumidores a prosumidores, haciendo las adecuaciones regulatorias necesarias, con la finalidad de modernizar la estructura del mercado en cuanto a la participación activa de la demanda, para incrementar la competencia y la participación de nuevos actores en el mercado.</p> <hr/> <p>Implementar la Estrategia Nacional de Generación Distribuida.</p>
<p>4</p> <p>Adaptación gradual de las tarifas a las nuevas realidades de la transición energética</p>	<p>Analizar el potencial de mejora en las tarifas horarias y considerar nuevos esquemas tarifarios mismos que podrían ser exclusivos por tecnología, flexibilizar la elección de tarifa (BTH) para los clientes de demanda inferiores a 15 kW.</p> <hr/> <p>Estudiar el impacto en las tarifas por la introducción de movilidad eléctrica y autoconsumo y contemplar una propuesta en la tarifa que incentive la eficiencia energética.</p> <hr/> <p>Evaluar la conformación tarifaria producto de la extensión de la red a áreas de difícil acceso, para que no recaiga en un solo tipo de cliente.</p>
<p>5</p> <p>Calidad del Servicio al Cliente (Atención al Público)</p>	<p>Realizar diagnósticos periódicos sobre la atención al cliente por parte de las empresas distribuidoras y darlo a conocer al público en general.</p> <hr/> <p>Crear mecanismos de innovación tecnológica y comercial para el servicio de distribución de electricidad en áreas de difícil acceso, para que el cliente pueda ser atendido sin incurrir en costos adicionales.</p> <hr/> <p>Hacer visible un indicador que cuantifique la efectividad de respuesta por parte de la distribuidora a reclamos de los clientes.</p>



Temática a Evaluar	Propuestas
<p>6 Apertura de la actividad de comercialización</p>	<p>En la experiencia internacional contar con la figura del agente comercializador ha favorecido la participación de la demanda ofreciendo servicios de proveedor de agregación de demanda y administrador de programas voluntarios de respuesta de demanda, que contribuyen al uso racional de energía, a reducir el consumo para evitar restricciones forzadas al suministro y reducir los costos de generación de punta o ante escasez de reserva, es por esto que una de las acciones que se deben realizar es evaluar técnica, económica, regulatoria y legalmente la separación de la figura de distribución del comercializador de las empresas distribuidoras ya establecidas en Panamá y considerar dentro de dicha evaluación esquemas para su implementación como por ejemplo como funciona en las redes de telecomunicación.</p> <p>Establecer el derecho del usuario para escoger a su proveedor de energía, para fomentar la libre competencia y opciones más atractivas para el consumidor, crear la actividad de comercializador independiente, que puede vender y representar a Grandes Clientes y prosumidores y crear la actividad de prosumidor habilitado para participar en el mercado, desarrollando o ajustando las regulaciones correspondientes.</p>
<p>7 Alinear la planificación y las inversiones con las políticas energéticas y climáticas</p>	<p>Analizar y discutir con los agentes del mercado las vulnerabilidades a la que el sector de distribución está expuesto por el riesgo climático, lleva a fomentar que las empresas de distribución incluyan en sus planes de inversión, las acciones contempladas en el Plan de Adaptación al Cambio Climático.</p>
<p>8 Preparación para las negociaciones referentes a la renovación de las concesiones de distribución</p>	<p>A 7 años de darse el proceso competitivo de concurrencia para renovar las concesiones de distribución es necesario sentar las bases para que las condiciones para la nueva participación en el proceso de renovación de las concesiones y el bloque accionario de las distribuidoras garanticen tener un servicio asequible, eficiente y de calidad.</p>
<p>9 Modificación en el reglamento de distribución para que haya una apertura a las nuevas instalaciones renovables</p>	<p>Facilitar la conexión de las nuevas instalaciones renovables que formarán parte del SIN, fomentando que las partes interesadas lleguen a “Acuerdos en las inversiones” requeridas para tal conexión y que no sea una potestad solo del Agente Distribuidor, que en muchos casos impide la ejecución de estas inversiones por el solo hecho del punto de conexión.</p>



Resumen propuestas del Libro Blanco

5.5. Mercado Eléctrico

Temática a Evaluar	Propuestas
<p>1</p> <p>Fomentar una mayor competencia, eficiencia, flexibilidad, resiliencia y una canasta energética diversificada.</p>	<p>Mejorar el sistema de gestión de publicación de información referente a la operación, comercialización y distribución de los diferentes rubros o servicios que se comercializan en el mercado por parte de las diferentes empresas, organizaciones y/o instituciones que prestan los servicios generación, transmisión, distribución, comercialización, operación y regulación dentro del Mercado Eléctrico, para que los interesados puedan tomar mejores decisiones y fomentar el libre mercado y competencia.</p> <hr/> <p>Implementar la figura de los comercializadores los cuales forman parte importante de la diversificación de la oferta directa al consumidor y que producto de la competencia buscan efficientizar todos sus procesos y disminuir costos, a su vez permiten mayor diversidad en la oferta al consumidor, y así fomentar nuevos esquemas de contratación, por ejemplo un comercializador de recarga de vehículos eléctricos.</p> <hr/> <p>Permitir que las señales de precio se den apropiadamente (precio spot, oferta virtual de potencia y energía de los actos de licitación, servicios auxiliares, etc.) para que los nuevos inversionistas puedan evaluar adecuadamente su intención de participar dentro del Mercado Mayorista de Electricidad, desplazando generación y servicios menos eficientes.</p>
<p>2</p> <p>Evaluación de la necesidad de incorporar e integrar las innovaciones tecnológicas para la adecuación del mercado</p>	<p>Permitir la entrada al mercado eléctrico de nuevos negocios vinculados a los nuevos procesos y productos de la innovación tecnológica.</p>



Temática a Evaluar	Propuestas
<p>3 Reconocimiento del concepto de potencia firme a plantas de energía renovables intermitentes</p>	<p>Evaluar la revisión del concepto de potencia firme, considerando primordialmente que es un atributo operativo para la garantía de suministro de la demanda más que una oportunidad comercial para resarcir una inversión.</p> <hr/> <p>Realizar una evaluación de las ventajas y desventajas de la introducción de un cálculo de Potencia Firme a plantas de ERNC asegurando que no se vea afectada la confiabilidad de la red eléctrica y la competitividad en el mercado de las mismas plantas de ERNC.</p> <hr/> <p>Revisar, adecuar e incluir dentro de la normativa el servicio auxiliar de compensación de potencia que incluya la potencia real que están entregando estas plantas de generación de cualquier tecnología.</p> <hr/> <p>Evaluar más de un escenario intra-diario e inter-estacional para el requerimiento de la potencia necesaria por estos bloques y que según la tecnología puedan competir en los períodos en donde cumplan con garantías de suministro de potencia.</p> <hr/> <p>Realizar estudios y adecuar el marco normativo para la entrada de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica tanto para los sistemas de reserva y regulación como para los sistemas más grandes que se utilizan para optimizar los despachos y proporcionar potencia firme, mismos que pueden ir en conjunto con cualquier tecnología generadora de electricidad como también participar como plantas individuales que pueden establecer contratos de reserva para almacenar o comprar la energía en el mercado spot.</p> <hr/> <p>Evaluar nuevos esquemas de contratación para asegurar la sostenibilidad financiera y los riesgos de las ERNC. Se deben revisar las Reglas de Compras para maximizar las opciones de contratación que permite el modelo de evaluación de ofertas con que cuenta ETESA.</p> <hr/> <p>Evaluar la participación que para estos fines puede tener los sistemas de almacenamiento energía.</p>
<p>4 Tiempos de Reclamos al Documento de Transacciones Económicas</p>	<p>Modificar las Reglas Comerciales para establecer plazos definidos de reclamos a la información comercial diaria y que vencidos esos plazos no es dable reclamar los DTE por esta información. Esta figura se aplica en el MER, de modo que no es una regulación que no se conozca.</p> <hr/> <p>Reforzar el sistema informático, tanto software como hardware para confeccionar de manera más dinámica, ágil y eficiente el proceso de confección y ajustes de los diversos DTEs.</p>

Temática a Evaluar	Propuestas
<p>5</p> <p>Promover la competencia y la participación activa en el mercado del Gran Cliente, permitiendo la compra de potencia</p>	<p>Evaluar permitir al Gran Cliente elegir si realiza la compra tanto de energía y potencia con un generador o comercializador y que estos últimos hagan frente al pago de la potencia según la tarifa aprobada, y de esta manera aumentar la competitividad entre los oferentes que pueden dar servicios complementarios adicionales a los consumidores.</p> <hr/> <p>Separar dentro de la segregación de la tarifa, los rubros de potencia y energía, es decir eliminar los costos de potencia energizados que actualmente existen para que los consumidores puedan tomar decisiones más informadamente.</p> <hr/> <p>Evaluar la eliminación del cargo adicional de la demanda máxima de generación a los Grandes Cliente ya que al separar los rubros no deben existir costos de potencia energizada y de inversión a la red energizada que deba recuperar la distribuidora al perder un cliente regulado que se convirtió en Gran Cliente.</p> <hr/> <p>Desarrollar un esquema de auditorías que haga el seguimiento de la construcción del proyecto, tomando como guía el cronograma de construcción propuesto por el inversionista, de tal forma que si se detectan posibles atrasos, se incremente el monto de las fianzas, con el fin de incentivar el cumplimiento en la entrada en operación del proyecto y de dar las señales a las autoridades panameñas, para tomar las decisiones correctivas a que haya lugar, incluyendo la celebración de nuevas licitaciones. Robustecer el rol de la ASEP en las licitaciones y contratos en lo que concierne a las fianzas y penalidades por atrasos e incumplimientos.</p> <hr/> <p>Evaluar que los sobrecostos que se le impone al mercado por atrasos en la entrada en operación de una planta de generación, fuera de algún plazo adicional (es común que haya atrasos en este tipo de inversiones), los asuma el Generador.</p>
<p>6</p> <p>Acciones a ejecutar para disminuir el riesgo por la no ejecución o atrasos de proyectos de generación de acuerdo a los cronogramas estipulados en los contratos con las empresas distribuidoras</p>	<p>Revisar y analizar el sistema de remuneración a plantas que brindan la seguridad al SIN ante períodos de incertidumbre y una vez identificados los hallazgos en el análisis previo se debe modificar el sistema de remuneración a plantas que brindan la seguridad al SIN ante períodos de incertidumbre.</p>
<p>7</p> <p>Garantizar la disponibilidad de potencia de reserva estratégica para el Sistema Interconectado Nacional (SIN)</p>	<p>Modificar las reglas de compra para que existan múltiples ofertas (sin limitarlo a una “n” cantidad por agente) ya sean flexibles o inflexibles en el tiempo, volumen máximo o mínimo, cantidad de meses mínimos para validar la oferta, precios variables, etc., y que se enfoque únicamente en que, dentro de la combinación resultante, ningún participante supere su capacidad firme a contratar.</p> <hr/> <p>De igual manera verificar y establecer el cálculo de la oferta virtual, que pueda ser reproducible por cualquiera de los participantes, la cual sirve para evitar una no convergencia del programa por faltantes de la oferta vs el requerimiento como a su vez evitar costos no competitivos producto de la especulación del mismo.</p> <hr/> <p>Evaluar la definición de los períodos comprendidos por corto plazo, mediano plazo, y largo plazo.</p>
<p>8</p> <p>Redefinir los parámetros para la contratación de potencia y energía para el mercado mayorista</p>	

	Temática a Evaluar	Propuestas
9	Preparación para la transición energética y la posible descentralización o integración de nuevos servicios en el mercado centralizado	<p>En la actualidad el límite para ser Gran Cliente es de 100 KW, sería importante revisarlo y hacer las adecuaciones necesarias para fomentar el incremento de nuevos actores en esta figura, con la finalidad de migrar hacia la comercialización no regulada o libre y potenciar el mercado minorista, en el entendido que el comercializador regulado del distribuidor atiende solo a los clientes regulados aplicando las responsabilidades similares a las actuales.</p> <p>Desarrollar estudios de viabilidad de la implementación de blockchain en el mercado mayorista y/o para comercialización minorista y evaluar el impacto y requerimientos para la implementación de la figura de un mercado intradiario.</p>
10	Concentración y posición dominante en el mercado	<p>Incorporar mecanismos de mitigación apropiados que conduzcan al desempeño de un mercado competitivo. El marco regulador reconoce el riesgo de posición dominante, por ejemplo, al fijar los límites al control de la oferta de la cuota de mercado.</p> <p>Incluir dentro de los mecanismos de mitigación de riesgo de mercados no competitivos toda la potencia instalada indiferentemente si es una concesión, licencia o cualquier otra definición que pueda salir a futuro.</p> <p>Publicar en la página web de la ASEP un informe anual sobre medidas de control de oferta de participación en el mercado eléctrico, reportando los MW controlados por cada empresa en la industria con el fin de detectar posibles comportamientos anticompetitivos.</p>
11	Evaluar la responsabilidad a ETESA de gestionar las licitaciones de potencia y energía	<p>Eliminar la responsabilidad que tiene ETESA para ser el gestor de compras de potencia y energía, considerando las nuevas condiciones de la transición energética.</p>

