

Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático – Sector Energía (NAP-E)

Versión para consulta pública

10/05/2024

(sección a desarrollar)

Autoridades

Prefacio (mensaje firmado por autoridades correspondientes)

Participación institucional, equipo de trabajo (créditos)

Abreviaturas

Índice Temático

Índice de Figuras

Figura 1: Estructura del documento	5
Figura 2: Esquema de riesgos climáticos – Fuente IPCC	22
Figura 3: Diagrama Sankey del sector energético	25
Figura 4: Matriz primaria y matriz eléctrica por fuente.....	30
Figura 5: Consumo final energético por sector	31
Figura 6: Potencia instalada por fuente.....	35
Figura 7: Generadores de energía eléctrica	37
Figura 8: Mapa de líneas de transmisión hasta 60kV –	38
Figura 9: Demanda media semanal y temperatura año 2022.....	39
Figura 10: Costo de abastecimiento de la demanda 2007-2022	40
Figura 11: Evolución y tendencia de temperatura media en Uruguay y por estaciones	45
Figura 12: Evolución de la temperatura media en distintos escenarios socioeconómicos....	45
Figura 13: Evolución de las precipitaciones en distintos escenarios socioeconómicos.....	47
Figura 14: Esquema líneas de acción y fases de implementación	58

Índice de Tablas

Tabla 1: Esquema del proceso de construcción	12
Tabla 2: Cadena de valor del sector eléctrico.....	19
Tabla 3: Cadena de valor del sector combustibles	20
Tabla 4: Plantas de generación eléctrica a partir de biomasa.....	32

Contenido

Contenido

Estructura del Documento	5
Parte I: Contexto y Problemática	6
Capítulo 1 – Introducción	6
Clima, Energía, Desarrollo y Adaptación al Cambio Climático	6
La adaptación a nivel nacional y el enfoque del NAP-E	9
Capítulo 2 – Proceso de Construcción y Metodología	11
Capítulo 3 – Marco Político-Institucional para la Adaptación en Energía	13
Marco político-institucional	13
Actores del sector energético.....	17
Parte II: Vulnerabilidad Climática del sector energético	21
Capítulo 4 – Marco conceptual sobre adaptación al cambio climático y sector energético	21
Conceptualización de la Adaptación al Cambio Climático	21
Los riesgos climáticos	21
Marco de análisis de la vulnerabilidad climática del sector energético	23
Capítulo 5 – Análisis de vulnerabilidad del sector energético uruguayo	29
Descripción del sector energético uruguayo	29
Una mirada hacia adelante del sector energético uruguayo.....	41
Análisis de vulnerabilidades del sector energético uruguayo	44
Parte III: Estrategia de Implementación, Medidas de Adaptación y Seguimiento.....	53
Capítulo 6: Estrategia de Implementación.....	53
Propósito y Visión Estratégica del NAP-E	53
Principios del NAP-E	54
Objetivos del NAP-E.....	55
Líneas de acción del NAP-E.....	56
Fases de Implementación del Plan	57
Capítulo 7: Monitoreo, Evaluación y Aprendizaje (MEL)	61
Anexo I: Descripción de las Medidas de Adaptación de la Fase I.....	63
Medida 1	63
Medida 2	64
Medida 3	65

Medida 4	67
Medida 5	68
Medida 6	69
Medida 7	70
Medida 8	71
Medida 9	72
Medida 10	74
Medida 11	75
Medida 12	76
Medida 13	77
Medida 14	78
Medida 15	79
Medida 16	80
Medida 17	81
Referencias bibliográficas	82

Estructura del Documento

El documento del NAP-E se estructura en tres secciones fundamentales y siete capítulos. La primera sección es el contexto, e incluye una introducción a la temática, su problematización, la memoria de las actividades realizadas para la elaboración del NAP-E, el marco político-institucional y el mapa de actores. En la segunda sección se pone foco en la vulnerabilidad para lo cual se establece el marco de análisis y se hace, en primer lugar, una descripción detallada del sector energético uruguayo, así como de su visión a futuro y, en segundo lugar, un análisis de las amenazas y sus potenciales impactos sobre el sector energético, en función de la información de los escenarios climáticos generados para el país y las consultas realizadas con actores. En la tercera sección se detalla el abordaje de dicha vulnerabilidad, incluyendo la estrategia de implementación del Plan, las medidas de adaptación y sistema de monitoreo, evaluación y aprendizaje (MEL).



Figura 1: Estructura del documento

Parte I: Contexto y Problemática

Capítulo 1 – Introducción

Clima, Energía, Desarrollo y Adaptación al Cambio Climático

El cambio climático representa uno de los principales desafíos globales de nuestro tiempo, y sus impactos a nivel mundial y local plantean amenazas significativas para los sistemas energéticos. La energía, necesaria para toda actividad humana, es uno de los pilares fundamentales del desarrollo socioeconómico. El andamiaje de un sistema social y productivo depende críticamente de la capacidad de abastecerse de energía de forma segura, asequible y sostenible. La falta de acceso a la energía, el acceso de mala calidad o las interrupciones en el suministro energético coartan las posibilidades de desarrollo de las personas. Así, el desarrollo socioeconómico no es posible sin disponer de un suministro energético de calidad, aspecto que queda en evidencia por la alta correlación existente entre consumo energético per cápita y niveles de desarrollo.

Los sistemas energéticos tienen como función principal la de brindar el acceso de calidad a la energía. Sin embargo, éstos son vulnerables al cambio climático, el cual puede acentuar los peligros e incrementar los riesgos de que no puedan cumplir adecuadamente con esa función. A modo de ejemplo, cabe decir que la producción de electricidad, en particular de fuentes renovables, las cuales representan más del 90% de la generación eléctrica en Uruguay, depende esencialmente de factores climáticos. La ocurrencia de precipitaciones o períodos de sequía y los consecuentes aportes a las cuencas hídricas para la generación hidroeléctrica; la intensidad de los vientos o la radiación solar, entre otros, afectan la capacidad de generación eléctrica. El aumento gradual y esperado de la temperatura y de sus extremos, tanto olas de frío como de calor, generan picos de demanda energética y, en el caso de las olas de calor, afectan significativamente el rendimiento de los equipos y la capacidad de generación y transporte de electricidad. El aumento del nivel del mar por su parte desafía el futuro de las instalaciones costeras. Por otra parte, la ocurrencia de fenómenos extremos como vientos severos, tornados, tormentas eléctricas, tormentas de granizo, o precipitaciones extremas y sus consecuentes inundaciones, generan daños y pérdidas significativas en las infraestructuras energéticas, tanto eléctricas como de procesamiento, almacenamiento y transporte de combustibles. La evidencia científica muestra que el cambio climático acentuaría la frecuencia e intensidad de los fenómenos climáticos extremos y, por lo tanto, las amenazas sobre las infraestructuras y el sector energético.¹

El sector energético uruguayo está expuesto a una variabilidad climática significativa. En particular por los regímenes de precipitaciones en las cuencas, ya que se intercalan períodos de precipitaciones y buena disponibilidad de agua para generación hidroeléctrica en el Río Uruguay y el Río Negro, con períodos de sequía, que disminuyen esta capacidad y hacen necesario recurrir a la generación térmica fósil y la importación. Esto incrementa el costo de abastecimiento de la demanda (CAD) y las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI),

¹ <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/chapter/chapter-11/>

particularmente CO₂. A modo de ejemplo, el último período de sequía que azotó al país -2021-2023- generó sobrecostos en el abastecimiento eléctrico. En el punto más álgido de la crisis hídrica, durante el primer trimestre de 2023, el CAD promedió un valor unitario algo por encima de los 100 USD/MWh, mientras que para fines de año, en una situación más regular, osciló entre los 50 y 60 USD/MWh. A su vez, dado que la sequía afectó particularmente al área metropolitana de Montevideo, también tuvo impactos sobre el abastecimiento de agua potable, y en la disponibilidad de agua para uso industrial, aspecto que repercutió en la normal operación la Refinería de La Teja, entre otras instalaciones energéticas.

El cambio climático plantea amenazas adicionales a la variabilidad histórica registrada en el país. Se estima que en Uruguay la temperatura media aumentó cerca de 0,8°C comparando las décadas 1961-1980 y 1995-2015 (Barreiro, Arizmendi y Trinchín, 2019, p.35), y que en las precipitaciones tanto al norte como al sur del país hay una tendencia positiva hacia el aumento en las precipitaciones desde 1961 hasta 2017. En el norte los acumulados anuales pasaron de 1.325 mm a 1.450 mm en ese período, lo que implica un aumento cercano al 10%. En la región sur la tendencia fue mayor, en el entorno del 15-20 %, pasando de 1.100 mm a 1.300 mm (Barreiro, Arizmendi y Trinchín, 2019, p.35). Los estudios realizados sobre escenarios climáticos para Uruguay muestran la continuidad de estas tendencias, con patrones específicos estacionales y por subregión (ver por ejemplo Barreiro et al. 2021). **En pocas palabras, el cambio climático modifica las premisas de la planificación energética, de la infraestructura y de la operación del sector energético introduciendo nuevas amenazas, incrementando los riesgos y la incertidumbre.**

Por otra parte, el sector energético se encuentra en constante evolución. A nivel global la producción y, fundamentalmente, el uso de la energía -incluido el transporte- generan aproximadamente las ¾ partes de los GEI (Ritchie, 2020), por lo cual es una prioridad para la mitigación del cambio climático. Como respuesta, se están realizando ingentes esfuerzos desde la comunidad internacional para promover el uso de energías renovables, la eficiencia energética, la gestión de la demanda, almacenamiento, electrificación de los usos finales y el desarrollo y despliegue de tecnologías energéticas de bajas emisiones, en particular la movilidad eléctrica y, más recientemente, el hidrógeno verde y derivados, entre otras. La necesidad de acelerar la transición energética y de desplegar nuevas tecnologías, introduce a la incertidumbre tecnológica como un factor relevante para la planificación energética y de la adaptación.

Uruguay, en las últimas dos décadas, ha logrado transformar su sistema eléctrico, desde un sistema insuficiente basado puramente en la energía hidroeléctrica y la térmica fósil de respaldo -complementado con importaciones desde Argentina-, a uno en el que se integran fuertemente las energías renovables, particularmente la eólica, la biomasa y la solar fotovoltaica. El sistema actual, basado en energías renovables, ha permitido paliar los impactos de las sequías y, por este motivo, la diversificación energética fue una de las medidas de adaptación comprometidas en la [Primera Contribución Determinada a Nivel Nacional \(CDN1\)](#). Por otra parte, el país se encuentra abocado en profundizar los esfuerzos de mitigación, impulsando lo que se ha dado en llamar la segunda transición energética, con foco en desarrollar una mayor electrificación de los usos energéticos -incluida la movilidad

eléctrica-, el hidrógeno verde y sus derivados, el almacenamiento de energía y las redes inteligentes, entre otros.

En este contexto, una adecuada planificación energética, que integre a la adaptación como un aspecto fundamental de la ecuación, se hace necesaria para identificar y reducir las vulnerabilidades actuales y futuras del sector energético, incrementar su capacidad adaptativa y su resiliencia, de modo que provea energía de forma segura, asequible y sostenible, minimicen sus disruptpciones, sus emisiones de GEI y contribuyan al desarrollo socioeconómico del país.

El cambio climático no afecta a todos por igual, y en el contexto energético, estas disparidades se hacen evidentes. Las comunidades y grupos sociales marginados suelen soportar una carga desproporcionada de los impactos del cambio climático en el suministro y acceso a la energía.

Las comunidades rurales remotas son particularmente vulnerables a los fenómenos climáticos extremos debido a la mayor frecuencia de interrupciones en el suministro de energía a causa de eventos climáticos extremos.

En las ciudades, los sectores de bajos ingresos pueden enfrentar desafíos adicionales en términos de acceso a energía asequible y servicios de calidad. La falta de infraestructura energética adecuada y la exposición a la contaminación del aire debido a fuentes de energía sucias pueden tener impactos significativos en su salud y bienestar.

En contraste, los grupos más privilegiados pueden tener la capacidad de mitigar los impactos del cambio climático en el sector energético mediante la adopción de soluciones individuales y eficientes.

En efecto, la adaptación al cambio climático en el sector energético debe ser guiada por principios de equidad social, género, generaciones y transición justa, asegurando que las medidas definidas tiendan a cerrar brechas de vulnerabilidad entre todos los sectores sociales y productivos.

Esto implica no solo asegurar que las políticas y acciones de adaptación no exacerben las desigualdades preexistentes, sino también garantizar que la población más vulnerable tenga acceso equitativo a recursos y oportunidades para hacer frente a los impactos del cambio climático en el sector energético.

En este sentido, la perspectiva de género es fundamental en la planificación y ejecución de medidas de adaptación, identificando las brechas entre mujeres y hombres en relación con la energía y el cambio climático, para la definición de políticas que logren garantizar el acceso equitativo a los recursos energéticos, así como promover la participación ecuánime en la toma de decisiones e implementación de soluciones energéticas sostenibles, que también deberán abordar las preocupaciones de las generaciones presentes y futuras, asegurando que nadie quede rezagado en el proceso.

Tanto la energía como estos aspectos son fenómenos transversales, muchos de los cuales se abordarán directamente a través de este Plan, si bien otros aspectos serán impulsados desde otras políticas públicas.

Los costos de no adaptarse, o de realizar una *maladaptación*², si bien son complejos de estimar, suelen superar ampliamente a los de implementar medidas o acciones de adaptación preventivas o transformativas. El NAP-E se ha organizado, en particular en su primera fase, para desarrollar las condiciones habilitantes para la adaptación poniendo foco en instaurar la gobernanza, el esquema de monitoreo, evaluación y aprendizaje (MEL), la sensibilización y creación de capacidades, la integración de los equipos técnicos, avanzar en los sistemas de información sobre impactos climáticos, en el análisis de riesgos y en la articulación institucional con el fin de mejorar el marco de implementación.

La adaptación a nivel nacional y el enfoque del NAP-E

El abordaje sectorial de la adaptación a nivel nacional

La adaptación al cambio climático ha sido definida como una “prioridad nacional” ya desde el Plan Nacional de Respuesta al Cambio Climático del año 2009 y ratificado en la [Segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional](#) (CDN2, p.1). Dentro de este marco se han publicado y están en implementación el Plan Nacional de Adaptación Agropecuario ([PNA-Agro](#), 2019), el Plan Nacional de Adaptación en Zonas Costeras ([PNA-Costas](#), 2021) y el Plan Nacional de Adaptación en Ciudades e Infraestructura ([PNA-Ciudades](#), 2021), además, existen otros proyectos e iniciativas que se vienen impulsando en el país, coordinadas desde el Ministerio de Ambiente (MA) y el Sistema Nacional de Respuesta al Cambio Climático (SNRCC).

El Plan Nacional de Adaptación a la Variabilidad y el Cambio Climático, sector Energía (NAP-E) ha sido uno de los compromisos que Uruguay asumió desde su primera CDN.

El NAP-E tiene como propósito principal contribuir a mejorar la capacidad de adaptación, fortalecer la resiliencia y reducir la vulnerabilidad climática del sector energético uruguayo. Dados los altos niveles de incertidumbre y las características propias de la adaptación, el NAP-E propone un abordaje iterativo, adaptativo y de aprendizaje continuo, que permita instaurar los procesos de trabajo necesarios para transversalizar la adaptación al cambio climático en el sector energético, con un alto grado de participación de los principales actores del sector, tanto del ámbito público, como privado y la academia. Asimismo es necesario analizar la vulnerabilidad social y en particular de género para generar los insumos para planificar el abordaje desde la demanda de energía.

Enfoque estratégico del NAP-E

La adaptación al cambio climático en el sector energía debe realizarse, necesariamente, ante altos niveles de incertidumbre. La misma se desprende fundamentalmente de dos aspectos,

² Medidas que pueden conducir a un mayor riesgo de resultados adversos en relación con el clima, por ejemplo, a través de un aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero, a una mayor vulnerabilidad al cambio climático o a un menor bienestar, en el presente o en el futuro. La mala adaptación generalmente es una consecuencia imprevista

en primer lugar, del dinamismo innovador en un sector que, como principal contribuyente al cambio climático a nivel global, realiza grandes esfuerzos con el fin de desplegar tecnologías energéticas bajas en carbono y, en segundo lugar, la incertidumbre sobre la evolución local de los eventos hidrometeorológicos y climáticos, ya sea por las limitaciones de la ciencia climática para abordar un sistema tan complejo, la disponibilidad de información, y la propia evolución de la economía mundial y sus emisiones. Por este motivo, la adaptación es dinámica y progresiva, debido a que se van presentando nuevos contextos y desafíos.

En tal sentido, el NAP-E define en sus principios una **estrategia dinámica, adaptativa y flexible**, que tiene como finalidad **de integrar de forma transversal la adaptación al cambio climático** en el sector energético uruguayo, para que sea **compatible con los altos niveles de incertidumbre** en el cual se debe transitar este proceso, de forma de **reducir la vulnerabilidad sistémica, estructural y social** del sector energético uruguayo. Por otra parte, con el fin de asegurar la pertinencia y la implementación exitosa del Plan, el mismo fue **co-construido** con los actores del sector, y su implementación se realizará conjuntamente con las principales empresas estatales energéticas, UTE y ANCAP, considerando su peso específico en la planificación, operación y mantenimiento del sector energético y sus infraestructuras y en consulta con otros actores. Por otra parte, la transparencia en la información generada en el marco del NAP-E, la cual se considera bien público, así como la integración del NAP-E a otras políticas públicas, con una mirada amplia de sostenibilidad para abordar los impactos diferenciales del cambio climático sobre diversos grupos vulnerables e impulsar la equidad social.

El NAP-E tiene como **objetivo general** reducir la vulnerabilidad climática del sector energético uruguayo, para que éste siga cumpliendo satisfactoriamente su función esencial de brindar a la población acceso de calidad a la energía y contribuir al desarrollo sostenible del país con equidad social. Además, define objetivos específicos para avanzar en la gobernanza, la sensibilización, la creación de capacidades, los flujos de información, las capacidades de análisis de riesgos y el enfoque adaptativo en el largo plazo.

Para el cumplimiento de sus objetivos, se definen cinco líneas de acción: gobernanza, fortalecimiento de capacidades y sensibilización, gestión de información y gestión de conocimiento, reducción de vulnerabilidades y monitoreo, evaluación y aprendizaje (MEL); y tres fases de implementación, con expectativas concretas para cada línea de acción.

La primera fase de implementación se define para 2024-2026, con foco en establecer las condiciones habilitantes y desarrollar el marco de políticas para la implementación, definiéndose medidas concretas para esta fase. La segunda fase para 2026-2030, que profundiza sobre las acciones de la primera, y la tercera fase de implementación (2030-2050) en la que se desarrollan los ciclos iterativos de mejora. Se provee un mayor detalle sobre los objetivos, las líneas de acción, las medidas y sus fases de implementación en el Capítulo 6.

Capítulo 2 – Proceso de Construcción y Metodología

El NAP-E se co-construyó con los principales actores del sector energético del país. Esta característica es parte fundamental del enfoque del NAP-E, ya que es la manera no solamente de incluir las diferentes visiones, sino también de impulsar la transversalización de la problemática en todo el sector, uno de los aspectos fundamentales del Plan.

Primera etapa (2020)

En la primera etapa de elaboración, iniciada en 2020 y que contó con apoyo del PNUD, se realizó una sistematización de antecedentes bibliográficos nacionales e internacionales respecto a la adaptación en el sector energía ([link](#)), y una primera ronda de consulta con actores en la que se identificaron, de forma preliminar, las amenazas, vulnerabilidades e impactos del sector energético en el país, así como también las brechas de información y conocimiento. Dicho proceso de consulta consistió en una serie de 25 entrevistas semiestructuradas y 3 talleres de intercambio con distintos actores del sector público, sector privado y la academia.

Segunda etapa (2021-2022)

En una segunda etapa de elaboración, iniciada en 2021, con financiamiento del BID, se definió el Comité de Dirección del NAP-E, como primer avance en términos de lo que será la gobernanza del plan. En dicho Comité, liderado por la Dirección Nacional de Energía (DNE) del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), participan además el Ministerio de Ambiente (MA), la empresa eléctrica estatal (UTE), la empresa nacional de petróleo (ANCAP) y la Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP). Además, se avanzó en la definición de las bases conceptuales y el enfoque del NAP-E y sus líneas de acción prioritarias y en la elaboración de una hoja de ruta para la tercera etapa. La estrategia principal fue la realización de talleres con los actores del sector, en este caso utilizando una metodología de consulta inspirada en los métodos de decisión robusta (RDM, por sus siglas en inglés) y que permitió indagar sobre los indicadores de desempeño, las posibles acciones de política para la adaptación, los modelos de datos existentes y las incertidumbres del sector (conocidas como matrices DAMI). Por otra parte, en esta etapa se participó del proyecto ScreenALC, promovido por OLADE e implementado en varios países de la región, y que permitió realizar un screening de riesgos climáticos al sector energético y sus infraestructuras, constituyendo un insumo adicional para la elaboración del NAP-E.

Tercera etapa (2023-2024)

En la última etapa de elaboración, iniciada en el segundo semestre de 2023 y también con apoyo del BID, se volvió a hacer una ronda de consulta, generalmente a través de reuniones bilaterales, sobre el enfoque, las líneas de acción, los estudios necesarios sobre escenarios climáticos y las medidas de adaptación; y se realizaron una serie de talleres para construir una matriz de riesgos de la infraestructura energética. El primer borrador del plan se cerró en abril de 2024, y luego de un amplio proceso de validación e iteración, se puso en consulta pública en mayo de 2024 y se aprobó finalmente ([insertar fecha e hito de aprobación](#)).

A lo largo de todo el proceso y en diferentes instancias se vieron consultadas o representadas las siguientes instituciones, listadas por orden alfabético:

ADME, ALUR, ANCAP, AUDER, AUGPEE, DINAGUA, DGF, DNE, empresas distribuidoras de hidrocarburos, tanto de combustibles líquidos como de gas natural y gas licuado de petróleo (GLP), empresas generadoras eléctricas privadas del sector eólico, solar y biomasa; FCIEN, FING, INUMET, MIEM, MA, MGAP, OPP, PNA-Agro, PNA-Ciudades, PNA-Costas, Salto Grande, SINAЕ, SNRCC, URSEA y UTE.

Período	Principales avances
2020	<ul style="list-style-type: none"> ● Sistematización de antecedentes nacionales e internacionales ● Identificación preliminar de vulnerabilidades a través de talleres y entrevistas con especialistas del sector ● Identificación de brechas de información y conocimiento
2021-2022	<ul style="list-style-type: none"> ● Establecimiento del Comité de Dirección para la elaboración del NAP-E junto con MA, UTE, ANCAP y OPP ● Se establecieron las bases conceptuales del NAP-E, el índice de referencia y las principales líneas de acción ● Se profundizó en el entendimiento de las vulnerabilidades e incertidumbres a través de talleres sectoriales inspirados en la metodología de toma de decisiones robustas (RDM, por sus siglas en inglés) -Talleres DAMI- ● Proyecto ScreenALC, screening de riesgos climáticos (OLADE)
2023-2024	<ul style="list-style-type: none"> ● Talleres de co-construcción de riesgos a las infraestructuras ● Última ronda de consulta con actores ● Redacción, validación, consulta pública, aprobación, publicación y comunicación del NAP-E

Tabla 1: Esquema del proceso de construcción

Capítulo 3 – Marco Político-Institucional para la Adaptación en Energía

Marco político-institucional

Política Energética (2005-2030), 2008

Aprobada en 2008 por el Poder Ejecutivo y en un Acuerdo Multipartidario en 2010 con apoyo de todos los partidos políticos con representación parlamentaria, ha sido el documento rector del sector energético. Estructurada en cuatro ejes (institucional, oferta, demanda y social), posiciona a las empresas públicas como principal instrumento para la implementación de las políticas. Su objetivo principal es el de “**la satisfacción de todas las necesidades energéticas nacionales, a costos que resulten adecuados para todos los sectores sociales y que aporten competitividad al país, promoviendo hábitos saludables de consumo energético, procurando la independencia energética del país en un marco de integración regional, mediante políticas sustentables tanto desde el punto de vista económico como medioambiental, utilizando la política energética como un instrumento para desarrollar capacidades productivas y promover la integración social**”. La política constituyó un hito clave para guiar la transformación energética del país.

Sistema Nacional de Respuesta al Cambio Climático y la Variabilidad (SNRCC), 2009

Creado en 2009 a través del Decreto N°238/009, el Sistema Nacional de Respuesta al Cambio Climático y Variabilidad, tiene como función principal la de coordinar y planificar las acciones públicas y privadas necesarias para la prevención de los riesgos, la mitigación y la adaptación al cambio climático. Es un espacio de interacción coordinado por la DINACC y en el que participan representantes de diversos ministerios e instituciones públicas.

Plan Nacional de Eficiencia Energética (2015-2024) (PNEE), 2015

Aprobado en agosto de 2015, el PNEE presenta diversos instrumentos, tanto de alcance general como sectorial, a través de los cuales se procura alcanzar una meta de energía evitada de 1.690 ktep en el período 2015-2024. El Plan ha tenido una implementación exitosa y se espera que se actualice luego de culminado el actual período de aplicación.

Ratificación del Acuerdo de París, 2016

Tratado internacional vinculante, adoptado por 196 Partes durante la COP21 (París, 2015), estableció el esquema de gobernanza de los compromisos y las negociaciones climáticas. Sus objetivos son limitar el calentamiento global muy por debajo de 2°C, preferiblemente a 1,5°C grados centígrados, en comparación con los niveles preindustriales; aumentar la capacidad de adaptación a los efectos adversos del cambio climático, promover la resiliencia y el desarrollo de bajas emisiones, y promover los flujos financieros para tales fines. El Acuerdo fue ratificado por Uruguay mediante la Ley N°19.439, promulgada el 17/10/2016; y se implementa a través de diferentes acciones, en particular la elaboración e implementación de las contribuciones determinadas a nivel nacional (CDNs).

Política Nacional de Cambio Climático (PNCC), 2017

La PNCC establece el marco general para promover la adaptación y mitigación al cambio climático, con horizonte temporal al 2050. Elaborada de forma participativa con instituciones

del sector público, privado, la sociedad civil organizada y la academia, fue aprobada por el Decreto N°310/017 de noviembre de 2017.

Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (CDNs) 2017 y 2022

Las CDNs son documentos emitidos por las diferentes partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) y en que establecen sus compromisos de mitigación y adaptación al cambio climático, de forma periódica cada cinco años y con ambición creciente. Uruguay emitió su primera CDN en 2017, con compromisos al 2025, entre los que se incluye la elaboración, aprobación y puesta en implementación de planes nacionales de adaptación sectoriales, incluido el NAP-E. La misma fue aprobada, junto a la PNCC, mediante el Decreto N°310/017. La segunda CDN fue aprobada en noviembre de 2022 y establece compromisos a 2030.

Medidas de Adaptación en Energía incluidas en la primera CDN (2017)³:

Al 2025 se ha formulado, aprobado y se ha iniciado la implementación de un Plan Nacional de Adaptación Energética.

A 2025 la matriz eléctrica se ha diversificado en fuentes reduciendo las vulnerabilidades provenientes de la dependencia de los factores climáticos en la generación hidroeléctrica, con por lo menos 1.700 MW instalados de al menos tres fuentes no tradicionales, y con opción de centrales de acumulación de energía eléctrica.

Medidas de Adaptación en Energía incluidas en la segunda CDN (2022):

Fortalecer los instrumentos de planificación energética incorporando la adaptación frente al cambio y a la variabilidad climática, mejorar la resiliencia y la capacidad adaptativa del sistema y la infraestructura.

Al 2030 se ha implementado el Plan de acción 2026-2030 del Plan Nacional de Adaptación en Energía. (PNA Energía)

Identificar y evaluar los riesgos del sector energético en la generación, transmisión y distribución de la energía, así como mejorar la resiliencia de la infraestructura energética actual y futura ante el cambio climático.

Al 2030 se ha elaborado e implementado una guía para reducción de riesgos del sector energía destinada a los sectores de la demanda energética.

Al 2030 se ha elaborado e implementado un plan de trabajo para la realización de estudios de vulnerabilidad e identificación de medidas de adaptación y reducción del riesgo, para infraestructuras críticas ante eventos extremos.

Estrategia Climática de Largo Plazo (ECLP, 2021)

La ECLP pretende reflejar la visión y aspiración de largo plazo de Uruguay en materia de cambio climático, tanto en adaptación y resiliencia como en emisiones y remociones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), considerando escenarios tecnológicamente factibles – con la

³ Ambas medidas fueron cumplidas exitosamente. Según el sistema MRV, a la última fecha disponible (2022), se contaba con 1.973 MW instalados de energía eólica, solar fotovoltaica y biomasa, con un cumplimiento del 116%.

información disponible al momento de su elaboración - que permita mostrar cómo el país contribuye al cumplimiento de los objetivos del Acuerdo de París. Los escenarios trazados apoyan el diseño de las acciones necesarias para alcanzar la CO₂-neutralidad como objetivo aspiracional a 2050.

Planes Nacionales de Adaptación (PNAs), 2019-2021

Uruguay, en su primera CDN, se comprometió a la elaboración, aprobación y puesta en implementación de cinco planes nacionales de adaptación sectoriales. Además del NAP-Energía (2024), ya han entrado en implementación el PNA-Agropecuario (2019), el PNA-Ciudades e Infraestructuras (2021) y el PNA-Zonas Costeras (2021); el país se encuentra trabajando en la elaboración del PNA-Salud.

Estrategia de Género y Cambio Climático (2019) y Plan de Acción en Género y Cambio Climático (2020-2024)

La Estrategia de género y cambio climático tiene como objetivo dar cuenta del proceso de integración de la perspectiva de género en la implementación de la PNCC, el cual sienta las bases para recomendar el avance en la transversalidad de género de la política, integrando instrumentos de planificación de política pública; atendiendo a que las mujeres se encuentran en situación de mayor vulnerabilidad social, con menos capacidades para la adaptación, producto de los procesos de socialización diferenciados en función del sexo y las oportunidades que ello trae consigo, y por lo tanto se encuentran expuestas a un mayor riesgo de sufrir impactos negativos (EGCC, p.8).

El Plan de Acción en Género y Cambio Climático (PAGCC) establece cuatro áreas prioritarias:

- A: Fortalecimiento de capacidades, gestión el conocimiento y la comunicación
- B: Equilibrio de género, participación, liderazgo de mujeres
- C: Implementación con perspectiva de género
- D: Integración de género en los instrumentos de la Política Nacional de Cambio Climático

Además, para los PNAs establece que se deberá: categorizar las medidas de adaptación con perspectiva de género, establecer acciones género correctivas, integrar la perspectiva de género en los procesos de consulta a la sociedad civil, y fortalecer capacidades para la planificación de la adaptación sensible al género.

Política y Plan Nacional de Gestión Integral de Riesgo de Emergencias y Desastres, 2020

La política nacional de gestión integral del riesgo de emergencias y desastres en Uruguay 2019-2030, fue aprobada por el decreto 66/020, del 17 de febrero de 2020 y tiene como finalidad instaurar una cultura preventiva en la gestión de riesgos, lo cual está muy en línea con lo que se proponen los planes nacionales de adaptación. El Plan Nacional de Gestión Integral de Riesgo de Emergencias y Desastres avanza en la implementación de la política y establece 7 objetivos estratégicos, 27 objetivos específicos y propone la realización de 95 acciones para cumplir 226 metas que serán evaluadas a través de 82 indicadores.

Hoja de Ruta el Hidrógeno Verde y Derivados, 2023

Publicada en 2023, establece los lineamientos para impulsar el desarrollo de la industria del hidrógeno verde y sus derivados en el país, uno de los pilares de la llamada segunda transición energética en el camino hacia una economía baja en carbono.

Estrategia Nacional de Economía Circular (ENEC), 2024

El objetivo de la ENEC es impulsar la economía circular en el marco del desarrollo sostenible del país. Para esto se fomenta la investigación, innovación y la sistematización de los conocimientos de los modelos de negocio basados en economía circular, que permita generar información para el diseño de políticas públicas. Entre otros aspectos para promover la economía circular, se incluye como estrategia la incorporación de criterios de circularidad y resiliencia climática de forma transversal en el sector energético. La ENEC se lanzó en 2024 y su elaboración contó con el apoyo del programa PAGE de Naciones Unidas, la CEPAL, ONUDI y la Cooperación Alemana.

Actores del sector energético

Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) – Dirección Nacional de Energía (DNE)

El **Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM)** es responsable de diseñar e instrumentar las políticas del Gobierno referidas a los sectores industrial, energético, minero, de las telecomunicaciones, servicios de comunicación audiovisual y postal, de la propiedad industrial, de las micro, pequeñas y medianas empresas y la regulación en radioprotección. También es responsable de orientar la transformación y el fortalecimiento del aparato productivo nacional, de su matriz energética y su infraestructura de comunicaciones, para el desarrollo sustentable e inclusivo, en el marco de la integración regional y la inserción en un mundo globalizado.

La **Dirección Nacional de Energía (DNE)** está encargada de planificar, organizar y supervisar los recursos humanos, materiales y financieros del sector de energía, implementando de forma eficiente las políticas y estrategias para el cumplimiento de las metas y cometidos específicos de la Unidad. Tiene como cometidos sustantivos: proponer, elaborar y coordinar las políticas, planes y normas necesarios para el desarrollo y funcionamiento del sector energético en el país, contemplar las distintas fuentes de suministro, la generación o producción de energía, su transmisión y distribución, asegurando la utilización racional y eficiente de los recursos energéticos y velar por el acceso universal a la energía de toda la población.

Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE)

Es la empresa estatal de electricidad, tiene el monopolio de la trasmisión y la distribución eléctrica en todo el territorio nacional. A su vez, participa en el sector generación con más de la tercera parte de la generación eléctrica (considerando parque de generación propia y en sociedad con terceros) en el país. Es un actor clave para el desempeño del sector energético ya que opera gran parte de sus infraestructuras.

Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTM)

La CTM se configura como un organismo binacional, con delegaciones de Uruguay y Argentina que gestiona la central hidroeléctrica binacional de Salto Grande, la mayor infraestructura de generación hidroeléctrica en el país. Con una potencia instalada de 1.890 MW, de los cuales la mitad corresponde a Uruguay y el resto a Argentina, juega un rol clave en el abastecimiento energético del país, en los intercambios energéticos entre ambos países y en la gestión del caudal del Río Uruguay.

Administración del Mercado Eléctrico (ADME)

La Administración del Mercado Eléctrico, es una persona pública no estatal, creada por el Artículo 4 de la Ley 16.832 del 17 de junio de 1997, que establece el nuevo Marco Regulatorio legal para el sistema Eléctrico Nacional. Los principales cometidos de ADME son administrar el mercado mayorista de energía eléctrica, y operar y administrar el Despacho Nacional de Cargas (DNC), para optimizar su funcionamiento.

Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA)

Es el organismo encargado de la regulación del sector energético, tanto eléctrico como de combustibles. Creada en 2002 por la Ley N°17.598, fue definida como servicio descentralizado del Poder Ejecutivo en 2020 a través de la Ley N°19.889

Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP)

Es la empresa estatal del sector hidrocarburos. Tiene el monopolio de la importación y refinación de petróleo y derivados destinados al mercado doméstico y uno de sus cometidos principales es asegurar el adecuado abastecimiento de combustibles en el país. Juega un rol clave en la operación y el mantenimiento de las infraestructuras del sector hidrocarburos, biocombustibles y en el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde.

Empresas distribuidoras de combustibles líquidos (DUCSA, DISA y Axion)

La distribución de combustibles en el país se realiza a través de tres empresas (sellos) y se comercializa en más de 470 puestos de venta en todo el país⁴. DUCSA, empresa del grupo ANCAP, es la que tiene la porción mayoritaria del mercado (60% aproximadamente), mientras que Axion y DISA, empresas de capital privado, son los otros dos agentes del mercado.

Empresas distribuidoras de GLP (DUCSA, Acodike, Riogas y Megal)

Cuatro empresas, tres de capital privado y DUCSA, subsidiaria de ANCAP con una participación menor al 15%, realizan la distribución de GLP en todo el territorio nacional.

Empresas transportadoras y distribuidoras de gas natural (ANCAP, Gasoducto Cruz del Sur, Montevideo Gas y Conecta)

Gasoducto Cruz del Sur (GDCS) es una empresa privada, con participación minoritaria de ANCAP, que opera y mantiene el ducto de transporte de gas natural que se importa desde Argentina y distribuye en Montevideo y la zona sur del país. ANCAP, por su parte, opera y mantiene el gasoducto para la importación de gas desde Argentina hacia la ciudad de Paysandú. Montevideo Gas y Conecta son las dos empresas distribuidoras de gas natural, la primera en la zona de Montevideo y la segunda en el interior del país; ambas empresas con el capital accionario del Estado uruguayo.

Alcoholes del Uruguay (ALUR)

Empresa del grupo ANCAP dedicada a la producción de biocombustibles (biodiésel y bioetanol), así como de otros productos químicos y alimentarios. A su vez, están involucrados y trabajando activamente en el desarrollo de proyectos vinculados al hidrógeno verde y derivados.

Asociación Uruguaya de Generadores Privados de Energía Eléctrica (AUGPEE)

Asociación civil sin fines de lucro, de carácter nacional. Fue creada en 2007 y representa a los generadores privados de energía eléctrica ubicados en el país. Los generadores privados cuentan con casi la totalidad de la potencia instalada solar fotovoltaica, en biomasa, y aproximadamente las 2/3 partes de la potencia eólica, totalizando el aproximadamente el 40%

⁴ <https://www.gub.uy/unidad-reguladora-servicios-energia-agua/politicas-y-gestion/estaciones-servicio>

de la capacidad instalada del país, en general contribuyendo al Sistema Interconectado Nacional (SIN) en contratos PPA con UTE.

Asociación Uruguaya de Energías Renovables (AUDER)

La Asociación Uruguaya de Energías Renovables es una asociación civil que se dedica a promover, agrupar empresas o personas, apoyar, temas y proyectos orientados al uso de las Energías Renovables como fuente de recursos naturales, tanto en la generación eléctrica, como el almacenamiento, la movilidad, el blockchain y el hidrógeno verde.

Esquema de las principales cadenas de valor del sector energético

Sector eléctrico		
Generación	Trasmisión	Distribución
Hidroeléctrica: Salto Grande -organismo binacional- (945 MW) UTE -Rincón del Bonete, Baygorria y Palmar) (593 MW)		
Solar fotovoltaica: Generadores privados y microgeneradores (284 MW) UTE (0,5 MW)		
Eólica: Generadores privados y microgeneradores (1072 MW) UTE como operador y en asociación con terceros (434 MW)	UTE (monopolio estatal) 5.811km línea 93 subestaciones 11.864 MVA en transformadores 570 MW de conversoras de frecuencia	UTE (monopolio estatal) 89.306 km línea 8972 MVA en transformadores 58.761 estaciones y subestaciones ⁵
Biomasa: Generadores privados de gran escala –industrias de papel y celulosa- (655 MW), y generadores privados de menor escala (76 MW) de los cuales 396.5 MW se encuentran disponibles en el Sistema Interconectado Nacional.		
Térmica Fósil: UTE (1176 MW)		
Fuente: https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/datos-y-estadisticas/datos/series-estadisticas-energia-electrica		

Tabla 2: Cadena de valor del sector eléctrico

⁵ https://portal.ute.com.uy/sites/default/files/generico/UTE_EN_CIFRAS_22_0.pdf

Sector Combustibles			
Cadena	Importación / Refinación	Transporte	Distribución y Comercialización
Petróleo y Derivados	ANCAP (monopolio estatal con excepción en puertos y aeropuertos para aprovisionamiento en tránsito con destino a territorio extranjero) ⁶	ANCAP Recepción hasta refinería Refinería a plantas de distribución	Combustibles líquidos: DUCSA (grupo ANCAP) DISA AXION GLP: Riogas Acodike Megal DUCSA (grupo ANCAP)
Gas Natural	Libre para grandes clientes (volúmenes mayores a 5.000 m3/d).	Gasoducto Cruz del Sur (GDCS) ANCAP (Paysandú)	Montevideo Gas (Montevideo) Conecta (Interior), ambas empresas bajo control estatal
Biocombustibles	ALUR (producción – Grupo ANCAP)		

Tabla 3: Cadena de valor del sector combustibles

Otros actores relevantes en el NAP-E

Además de los actores mencionados propios del sector energético, la implementación del NAP-E requiere de la articulación con otras instituciones. Se identificaron como entidades de interés del NAP-E a diversos ministerios e instituciones del gobierno nacional.

La Dirección Nacional de Cambio Climático (Dinacc), la Dirección Nacional de Emergencias (Sinae), la Dirección Nacional de Aguas (Dinagua), la Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP), el Instituto Nacional de Meteorología (Inumet), el Departamento de Ciencias de la Atmósfera y el Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental de la Udelar son actores clave en distintos ámbitos asociados al NAP-E.

Por otra parte, ministerios como Economía y Finanzas, Ganadería, Agricultura y Pesca, Transporte y Obras Públicas, el Poder Legislativo, el Congreso de Intendentes y los gobiernos departamentales, entes autónomos, servicios descentralizados, otras agencias y organismos como la Agencia de Gobierno Electrónico y Sociedad de la Información y del Conocimiento (AGESIC), la Agencia Nacional de Investigación e Innovación (ANII), la Administración Nacional de Puertos (ANP), la Administración Nacional de Telecomunicaciones (ANTEL), Comisión Administradora del Río Uruguay CARU, Comisión Administradora del Río de la Plata (CARP), las Obras Sanitarias del Estado (OSE), Uruguay XXI, el sector financiero, las empresas aseguradoras, el sector privado y sus cámaras y asociaciones, organismos internacionales, el sector académico y la sociedad civil organizada, entre otros, también son relevantes en distintos componentes del Plan.

⁶ Según art. 320 y 321 Ley 19924

Parte II: Vulnerabilidad Climática del sector energético

Capítulo 4 – Marco conceptual sobre adaptación al cambio climático y sector energético

Conceptualización de la Adaptación al Cambio Climático

La adaptación al cambio climático es definida por el IPCC para los sistemas humanos como el proceso de ajuste al clima real o proyectado y sus efectos, a fin de moderar los daños o aprovechar las oportunidades beneficiosas (IPCC, 2018). La adaptación es, junto con la mitigación, una de las dos estrategias fundamentales para abordar el cambio climático. Son dos conceptos complementarios, aunque con focos bien diferenciados.

Mientras que la mitigación tiene su foco en abordar las causas del cambio climático, es decir, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, la adaptación combate los efectos del cambio climático. En este sentido, el aspecto central de la adaptación es la gestión de los riesgos y, por consiguiente, la reducción de las vulnerabilidades del sistema que se desea proteger o adaptar, en este caso, el sector energético. Por otra parte, dado que los impactos del cambio climático son muy específicos de cada lugar y sistema, los riesgos a gestionar y la adaptación también serán siempre muy específicos al contexto.

Planificar la adaptación implica desarrollar un abordaje sistemático de la gestión de riesgos y un conocimiento detallado del sector energético, tanto actual como futuro. En el apartado siguiente se presentan los conceptos básicos sobre adaptación y lo que se entiende por gestión de riesgos del cambio climático en el marco del NAP-E, para luego hacer una descripción detallada del sector energético y de sus vulnerabilidades en el capítulo 5.

Los riesgos climáticos

El riesgo del cambio climático estará determinado por una serie de factores; en particular y como se puede ver en el esquema, peligros o amenazas y sistemas humanos que estén expuestos, es decir, que sean susceptibles de ser afectados por dichos peligros⁷.

⁷ Las definiciones de este apartado están basadas en el Glosario del IPCC (IPCC, 2018)

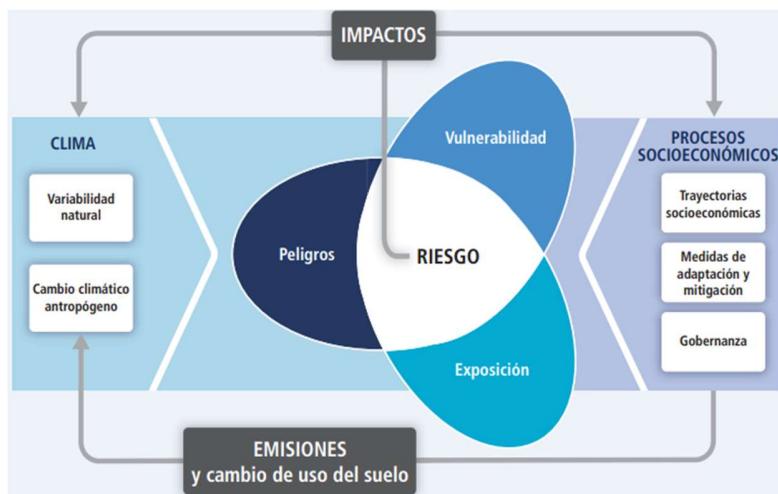


Figura 2: Esquema de riesgos climáticos – Fuente IPCC

Peligros o amenazas

Una amenaza se define como la ocurrencia potencial de una tendencia o suceso físico que puede generar daños y pérdidas. La amenaza en sí misma no es algo gestionable, el fenómeno físico que da lugar a la amenaza ocurrirá de todas maneras, por ejemplo, la ocurrencia y la intensidad de un episodio de precipitaciones extremas o de vientos severos está fuera de la capacidad de gestión. Sin embargo, se puede observar o generar conocimiento sobre dicha amenaza, por ejemplo, para dar alerta temprana o trabajar sobre la vulnerabilidad del sistema afectado.

Vulnerabilidad

La vulnerabilidad es la propensión o predisposición de un sistema a ser afectado negativamente. La misma está compuesta de diversos factores (exposición, susceptibilidad, capacidad adaptativa y resiliencia). La adaptación consistirá precisamente en reducir la vulnerabilidad de los sistemas y, por ende, el riesgo climático.

Exposición

Es la presencia de personas, medios de subsistencia, especies o ecosistemas, funciones, servicios o recursos medioambientales, infraestructura, o activos económicos, sociales o culturales o entornos que podrían verse afectados negativamente. Es decir, para que exista riesgo climático, un sistema debe estar expuesto a una amenaza específica. La relocalización de infraestructuras ubicadas en zonas inundables es una medida típica de reducción de la exposición.

Susceptibilidad

Es el grado en el cual un sistema es afectado positiva o negativamente, directa o indirectamente, por el impacto de una amenaza climática. Las obras de ingeniería que hacen a una infraestructura más resistente ante los embates climáticos son ejemplos de reducción de la susceptibilidad. En el análisis de susceptibilidad y de los impactos, no solo es relevante el impacto sobre la integridad física o el desempeño de una infraestructura específica, sino

también los impactos hacia abajo que se generan. Es decir, la disruptión en los sectores de demanda y sus vulnerabilidades con mirada de equidad social.

Capacidad Adaptativa

Capacidad de los sistemas, las instituciones, los seres humanos y otros organismos para adaptarse a los posibles daños, aprovechar las oportunidades o afrontar las consecuencias. Refiere a la capacidad de un sistema de modificar sus respuestas frente a cambios, e implica un conjunto diverso de atributos vinculados a las capacidades de aprendizaje, innovación, adaptación, así como la interacción entre diferentes sistemas de conocimientos (Instituto Saras)⁸. La creación de capacidades de investigación, generación de conocimiento, las alertas tempranas, o la preparación ante contingencias son algunos ejemplos ilustrativos de generación de capacidad adaptativa.

Resiliencia

Capacidad de los sistemas sociales, económicos o ambientales de afrontar un suceso, tendencia o perturbación de responder y reorganizarse de modo de mantener sus funciones esenciales, su identidad y su estructura y conservando al mismo tiempo la capacidad de adaptación, aprendizaje y transformación. Lograr un sector energético resiliente implica que el mismo siga desempeñando sus funciones fundamentales, es decir, entregando energía de forma segura a la población, minimizando las interrupciones, a pesar de las contingencias climáticas que se presenten.

Riesgo Climático

Es el potencial de que se produzcan consecuencias adversas por las cuales algo de valor está amenazado y el desenlace o la magnitud del desenlace son inciertos. El riesgo climático será una combinación de una amenaza climática y la vulnerabilidad de un sistema, la probabilidad de ocurrencia y la severidad de los impactos. Para reducir el riesgo climático, es necesario generar conocimiento sobre las amenazas, y tomar medidas para reducir la vulnerabilidad. Los sistemas más adaptados serán aquellos que logren reducir su riesgo climático, incluso si se incrementaran las amenazas.

Marco de análisis de la vulnerabilidad climática del sector energético

Las funciones del sector energético

Gestionar los riesgos del cambio climático y planificar la adaptación implica comprender a cabalidad las funciones que desempeña el sistema que se desea proteger, en este caso, el sector energético.

De forma general, la función fundamental que desempeña un sector energético de un país es proveer de acceso de calidad a la energía a su población y el sistema productivo. El acceso de calidad a la energía es una premisa fundamental, una condición *sine qua non* para el desarrollo socioeconómico. No resulta sencillo definir, ni mucho menos medir, qué se entiende por acceso de calidad a la energía, ya que no es un concepto estándar en la literatura

⁸ <https://sarasa-institute.org/es/capacidad-adaptativa/>

internacional. Sin embargo, sí se pueden enumerar algunos aspectos generalmente aceptados como deseables en todo sector energético, en particular, la seguridad, la asequibilidad y la sostenibilidad.

La Agencia Internacional de la Energía (AIE), define la seguridad energética como la disponibilidad ininterrumpida de fuentes de energía a un precio asequible y en cantidades suficientes para cumplir razonablemente con los usos energéticos que proporcionen un nivel de confort⁹. Si bien la definición de la AIE apunta más al nivel de los hogares -ya que tiene foco en pobreza energética- por extensión, se puede obtener una definición análoga para el sistema productivo y los servicios públicos. Por otra parte, en el marco del NAP-E, el acceso de calidad implica también que la energía sea sostenible, es decir, que provenga en la mayor medida posible de energías bajas en carbono, coherente con las políticas nacionales de energía y cambio climático.

Por oposición, todas aquellas amenazas climáticas que, de una u otra manera afecten directa o indirectamente o incrementen el riesgo de que se vean afectadas negativamente la seguridad energética, la asequibilidad o la sostenibilidad, serán relevantes para la adaptación del sector energético a los efectos del NAP-E. Claro está que existen muchos otros atributos deseables de un sector energético pero que, de alguna u otra forma, terminan impactando en alguna de estas tres categorías. La eficiencia, los costos de operación y mantenimiento, la robustez, la capacidad de respuesta ante una disrupción son meramente ejemplos ilustrativos. Más concretamente, cuando ocurre una sequía, el país debe abastecerse con mayor uso de energía fósil e importaciones de electricidad y combustibles, más costosa (asequibilidad) y menos sostenible. Si de otra manera, un evento extremo o recurrente afectara los costos de operación y mantenimiento de una determinada infraestructura, esto afectaría indirectamente a la asequibilidad. Por otra parte, los eventos extremos climáticos que generan disrupciones en el abastecimiento como una caída de líneas de distribución, implica costos de reparación e interrupción del suministro, afectando la seguridad o el acceso e indirectamente la asequibilidad. El análisis de vulnerabilidades realizado en el capítulo siguiente es explícito respecto a la cadena de impactos definiendo para cada una de ellas la amenaza, su tendencia, el horizonte temporal, el tipo de impacto y su criticidad en función de la frecuencia y severidad de los mismos.

Fuentes, tecnologías, infraestructuras y usos energéticos

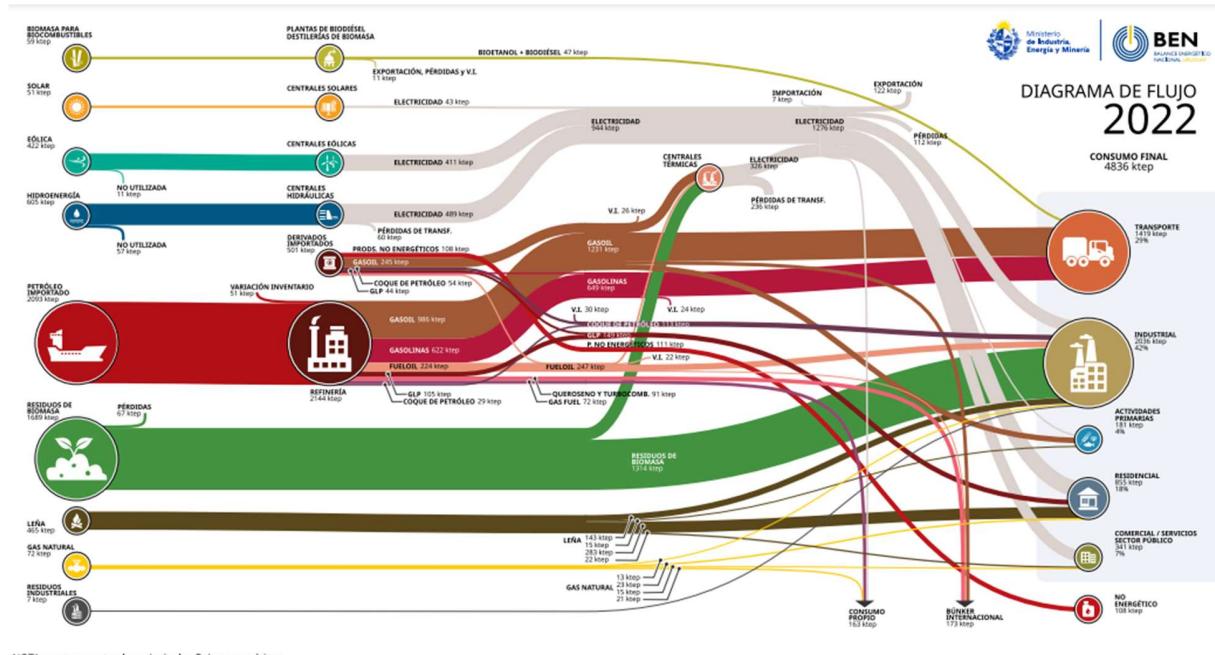
Los impactos climáticos sobre el sector energético pueden darse a lo largo de toda la cadena de valor en cuestión, por eso resulta relevante detenerse para hacer un breve análisis de las cadenas de valor energéticas.

Toda cadena de valor energética parte del aprovechamiento de un recurso natural, tal como el petróleo, el viento o la radiación solar, del que puede obtenerse energía a través de algún tipo de transformación fisicoquímica. Esto es lo que en el balance energético se asocia con el concepto de “energía primaria”. Para poder convertir y aprovechar esa energía y unir la oferta con la demanda, se requieren diversas tecnologías e infraestructuras específicas tales como represas hidroeléctricas, paneles solares, aerogeneradores, líneas de transmisión,

⁹ <https://www.iea.org/topics/energy-security>

oleoductos, centrales térmicas, refinerías o estaciones de servicio entre otros. El último eslabón de la cadena es el consumo, que, a través de diversos equipos o artefactos, utiliza los energéticos para variados usos como pueden ser la iluminación, fuerza motriz, acondicionamiento térmico, calentamiento de agua o cocción por nombrar algunos. La energía transformada es lo que en el balance energético se identifica como “energía secundaria”, mientras que la energía que efectivamente realiza un trabajo útil, es decir, satisface un uso energético final es lo que se llama “energía útil”.

Volviendo a los ejemplos anteriores, una sequía afecta la disponibilidad del recurso natural del cual se obtiene la energía hidroeléctrica y, hacia abajo en la cadena, la capacidad de generación y de cubrir la demanda, obligando a utilizar otras fuentes o recurrir a la importación. Algunos eventos extremos podrían generar impactos sobre la infraestructura de transporte y, por lo tanto, disrupciones en el abastecimiento.



*Figura 3: Diagrama Sankey del sector energético
Fuente Balance Energético Nacional 2022*

Vulnerabilidad funcional o sistémica, vulnerabilidad de las infraestructuras

De lo expuesto anteriormente se puede intuir que existen impactos (y vulnerabilidades) que afectan la capacidad del sistema de cumplir con sus funciones fundamentales -funcional o sistemática- y otras que afectan puntualmente a las infraestructuras. Claro está que la potencial afectación de ciertas infraestructuras de alta criticidad en el desempeño del sector energético puede representar una vulnerabilidad funcional o sistemática.

Este aspecto es de alta relevancia cuando se evalúa la criticidad de los impactos y las medidas de adaptación. Volviendo a los ejemplos, si se incrementaran la frecuencia e intensidad de las sequías o de las olas de calor, serían fenómenos que afectarían al sistema en su conjunto y tendrían altos costos económicos por el estrés que generan sobre el sistema eléctrico. Sin embargo, un evento extremo que afecte fuertemente a un parque eólico específico, si bien

puede ser crítico para el operador de dicho parque y conllevar altos costos económicos, seguramente no genere un problema al nivel del sistema en su conjunto. Por otra parte, afectaciones en infraestructuras críticas cuyas funciones son de difícil sustitución como por ejemplo en los combustibles, la Refinería de La Teja, la Boya Petrolera de José Ignacio o, en el sector eléctrico, la Central Térmica de Punta del Tigre, podrían eventualmente desencadenar afectaciones sistémicas.

El análisis de la criticidad y de los tipos de vulnerabilidad no es una ciencia exacta, y la dificultad de cuantificar los daños y pérdidas de los eventos climáticos es una tarea compleja, en particular por la complejidad de estimar los impactos sobre los sectores de demanda en general y sobre los sectores productivos, los servicios esenciales, la población y los distintos grupos vulnerables. Sin embargo, estas nociones siempre están detrás del análisis de la criticidad de los riesgos climáticos.

Vulnerabilidad en los sectores de demanda (sectores productivos, servicios y residencial)

Como se mencionó, el cambio climático presenta desafíos significativos sobre la oferta, la transmisión y la distribución de energía e impacta sobre los sectores de consumo.

Los eventos climáticos extremos pueden resultar en daños sobre las instalaciones de transmisión y distribución de energía, con la consecuente interrupción del suministro sobre la población, los sectores productivos y los servicios, afectando no solo la salud y el bienestar general de la población, sino la economía y la provisión de servicios.

Asimismo, algunos eventos extremos pueden implicar aumentos importantes de consumo. Por ejemplo, ante eventos de sequía, el sector productivo y el de provisión de agua potable pueden incrementar su demanda de energía para obtener agua de fuentes alternativas. En el ámbito residencial, las olas de calor redundan en aumentos significativos de consumo energético para refrigeración. Esto puede comprometer, además de las implicancias propias que tiene el sistema para hacer frente a los picos de demanda, una sobrecarga en las tarifas eléctricas, pudiendo ser relevante sobre los sectores en situación de vulnerabilidad socioeconómica, exacerbando problemas ya existentes, como la pobreza energética. Asimismo, en algunos casos donde los sectores vulnerables presentan conexiones irregulares al sistema eléctrico, eventos extremos de este tipo que redundan en grandes picos de consumo al interior de los hogares, aumentan fuertemente la probabilidad de incendios, dada la baja seguridad de las conexiones.

Además, las interrupciones en el suministro de energía pueden tener impactos en la salud y el bienestar de la población, especialmente para grupos vulnerables como los ancianos, los enfermos y los niños pequeños (OMS, 2015).

En el caso del sector de combustibles, por ser naturalmente acumulables, tiene una mayor inercia frente a eventos como inundaciones, que pueden aislar zonas impidiendo la distribución y el suministro.

En el sistema eléctrico, estos impactos pueden estimarse a través del análisis del Costo de Falla (CdF), entendido como el valor económico asociado a los perjuicios sufridos por los

usuarios cuando hay déficit de suministro eléctrico o interrupciones en el mismo (Brandino et al; 2008).

La falla puede analizarse desde dos perspectivas: la falta de potencia y la falta de energía. La falta de potencia, entendida como la incapacidad de satisfacer picos de demanda en momentos específicos; aunque suele asociarse con interrupciones breves, puede tener repercusiones significativas en actividades críticas, como la atención médica en hospitales. Por otro lado, la falta de energía implica la interrupción del suministro durante períodos prolongados, como cortes que se extienden por varios días en horarios específicos ([Ferreira Leites Mundell](#), 2009).

En otras palabras, cuando se produce una falla en el suministro, los sobrecostos asociados con las interrupciones en el suministro de energía van más allá de simplemente restaurar el servicio, con repercusiones en términos sociales, de producción y empleo, especialmente en sectores intensivos en energía. En el caso de las empresas pueden enfrentar pérdidas debido a la interrupción de la producción, la pérdida de inventario y la disminución de la productividad. Para los consumidores particulares, las interrupciones en el suministro pueden resultar en costos adicionales asociados con la pérdida de alimentos almacenados y la necesidad de recurrir a fuentes de energía alternativas, como generadores diésel o baterías, que pueden ser costosos y no siempre accesibles para todos los hogares.

Las escalas temporales

Los puntos anteriores llevan naturalmente a otro aspecto relevante en el análisis de la vulnerabilidad: las escalas temporales, ya que estas implican diferentes decisiones a la hora del abordaje de los riesgos climáticos y, consecuentemente, de la definición de medidas de adaptación.

Algunos aspectos, como por ejemplo las tendencias de largo plazo bajo escenarios de cambio climático de ciertas variables de interés como podría ser el aumento de la temperatura y sus extremos, o de las precipitaciones medias son, en general, preocupaciones que atañen a la planificación del sector energético. Por el contrario, eventos extremos como las tormentas eléctricas con fuertes vientos y precipitaciones, cuyas tendencias de largo plazo son imposibles de determinar con el conocimiento actual, tienen un interés necesariamente de cortísimo plazo, por lo que su abordaje podría ir por el lado de mejorar la capacidad de tener sistemas de alerta temprana, optimizar la respuesta ante una disruptión o reforzar la infraestructura si fuera viable.

La especificidad del contexto

El análisis de la vulnerabilidad se estructura en función de cadenas de impacto, bajo la premisa de que la adaptación es muy específica de su contexto.

Un ejemplo ilustrativo sobre la especificidad del contexto puede ser el de las inundaciones. Se espera que el cambio climático incremente la frecuencia e intensidad de las inundaciones, tanto por el aumento del nivel del mar como de los fenómenos de precipitaciones extremas, sin embargo, en este caso, unos pocos metros de distancia pueden determinar si un activo energético específico está expuesto o no a esta amenaza.

Cabe mencionar que dado el nivel de madurez de la capacidad de análisis de riesgos, en esta primera versión del NAP-E, no siempre es posible obtener un grado de detalle muy alto de las cadenas de impacto. En todo caso, siempre se intenta dar el mayor nivel de detalle posible con la información disponible mientras que el propio NAP-E define medidas para profundizar en este aspecto procurando avanzar hacia la sistematización del análisis de riesgos del cambio climático.

Capacidad adaptativa

Un último punto hace referencia a la relevancia de mejorar la capacidad adaptativa para reducir la vulnerabilidad climática. La misma está compuesta de diversos factores que determinan cómo una determinada población está preparada para amortiguar los efectos del cambio climático. Por ejemplo, el conocimiento sobre las amenazas, el desarrollo de sistemas de información, la preparación de los equipos técnicos, incrementar la capacidad de respuesta ante emergencias, entre otros, permitirán reducir la vulnerabilidad de un país o una comunidad, porque le permitirá generar mejores respuestas ante las distintas amenazas.

En este largo camino a recorrer que es la transversalización de la adaptación al cambio climático, resulta fundamental avanzar en la construcción de capacidad adaptativa, abordándose este punto de manera prioritaria en la primera fase de implementación del NAP-E.

En el marco de este documento, el análisis de la vulnerabilidad realizado en el capítulo 5 se refiere exclusivamente a los aspectos más técnicos del funcionamiento del sector energético, sin embargo, se aborda el asunto de la capacidad adaptativa en el capítulo 6, cuando se definen las líneas de acción y diversas medidas del Plan.

Capítulo 5 – Análisis de vulnerabilidad del sector energético uruguayo

Se realiza a continuación una descripción sucinta pero completa del sector energético uruguayo, la oferta energética, las demandas sectoriales, las fuentes utilizadas para satisfacer los usos energéticos, sus cadenas de valor e infraestructuras y su mirada hacia el futuro, con el fin de demarcar el sistema a adaptar y sus incertidumbres. En la sección subsiguiente se hace un análisis de la vulnerabilidad climática del sistema, considerando los aspectos estructurales, los funcionales, y los horizontes temporales de planificación ante las diferentes amenazas, lo cual constituye la base para la identificación de las brechas existentes y la definición de la estrategia y las medidas de adaptación.

Descripción del sector energético uruguayo

La matriz de abastecimiento de energía de Uruguay en 2022 ascendió a 5.669 ktep, siendo un 43% petróleo y derivados, 39% biomasa, 9% electricidad de origen hidráulico, 7% electricidad de origen eólico, 1% energía solar y 1% gas natural. A su vez, en 2022 se generaron 14.759 GWh de electricidad cuya matriz de generación por fuente se compuso de la siguiente manera: 39% hidráulica, 32% eólica, 17% térmica (biomasa), 9% térmica (fósil) y 3% solar.

En términos generales la matriz de abastecimiento energético tiene un componente renovable que ascendió al 56% en 2022, lo cual puede ser considerado alto en términos relativos. Por otra parte, tiene también un importante componente de petróleo y derivados (43%), de los cuales aproximadamente 2/3 corresponden al uso para transporte. El uso de petróleo y derivados presenta un margen de variabilidad en función del respaldo térmico necesario para cubrir las energías renovables intermitentes y los períodos de sequía en la producción de electricidad. En particular, 2022 fue un año relativamente seco y consecuentemente de mayor utilización de combustibles fósiles para la generación eléctrica.

Otro aspecto característico de la matriz energética primaria es la alta proporción de biomasa, que está asociada principalmente a la industria de pasta de celulosa, que utiliza el licor negro, un residuo de su propio proceso productivo, para generar energía -eléctrica y calor- para uso industrial y verter electricidad a la red. Por su tamaño relativo en la economía uruguaya, esto tiene un impacto significativo en la matriz energética. En lo que refiere a biomasa, también es relevante el uso de leña, tanto para necesidades de calefacción a nivel residencial, como a nivel industrial.

En cuanto a la matriz eléctrica, la principal fuente históricamente es la hidroeléctrica, aunque con una alta variabilidad interanual asociada al régimen de precipitaciones. La energía eólica y solar fotovoltaica, desarrolladas principalmente en la última década, son la fuente de aproximadamente la tercera parte de la energía eléctrica, mientras que la biomasa, proveniente principalmente de la industria de papel y celulosa, aunque también de otras centrales de menor escala generalmente asociadas a la industria de la madera o arrocera, proveen una importante porción de la generación eléctrica. La energía térmica fósil y las importaciones de energía eléctrica desde Brasil y Argentina complementan el mapa y se utilizan, como se explicó antes, principalmente como respaldo y equilibrio de los costos del sistema.

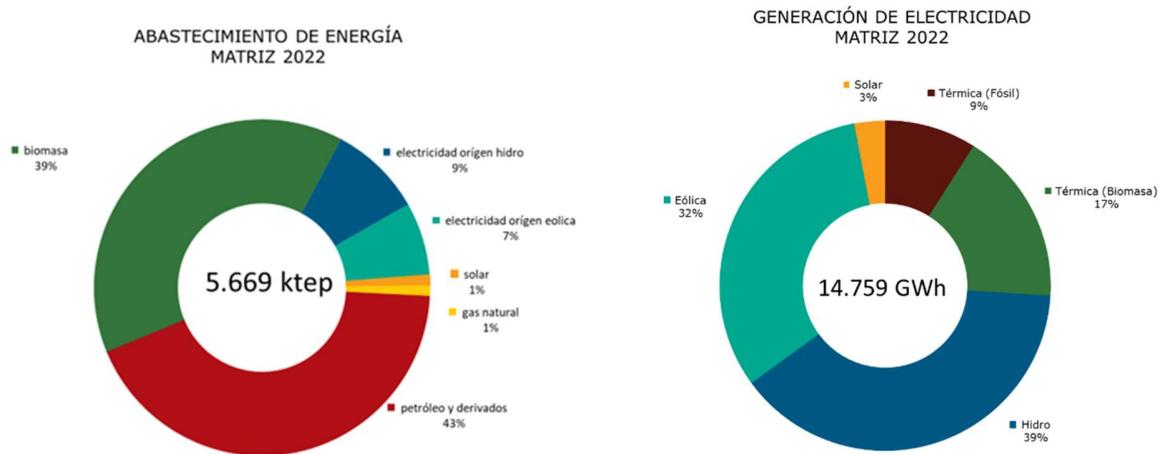
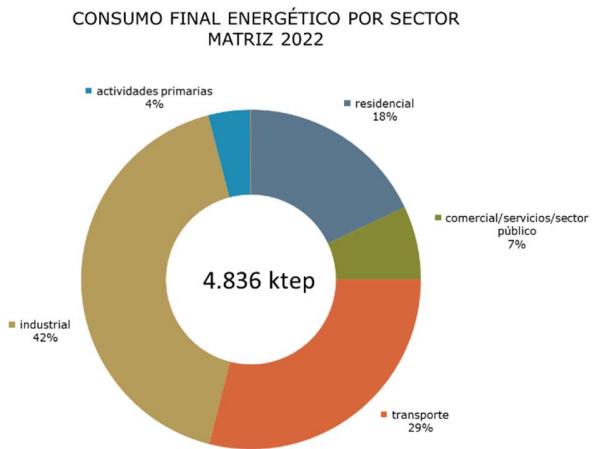


Figura 4: Matriz primaria y matriz eléctrica por fuente

Fuente: Balance Energético Nacional 2022

Desde el punto de vista de la demanda, la misma ascendió en 2022 a 4.836 ktep, y el principal sector de consumo fue el industrial, con el 42% del total, lo cual se vincula al alto peso específico de la industria de papel y celulosa, seguido del transporte con el 29%; su tasa de crecimiento respecto al año anterior fue del 0,5%, en línea con la tendencia de desaceleración del crecimiento económico y del consumo energético. La preponderancia del sector industrial vinculada a las fábricas de pulpa de celulosa se verá acentuada tras que la operación de una tercera planta de mayor capacidad que las dos existentes llegue a su producción de diseño.

El acceso a la energía en el país es muy alto, con una tasa de electrificación del 99,9%. El consumo energético anual per cápita es de 1,391 ktep/1000 habitantes y la intensidad energética del PIB asciende a 2,7 tep/M\$. Uruguay es un país de renta media, con un IDH de 0,804 (alto) y 3,5 millones de habitantes, concentrados mayoritariamente en el sur del país y en su capital, Montevideo.



*Figura 5: Consumo final energético por sector
Balance Energético Nacional 2022*

Combustibles (biomasa, petróleo y derivados y gas natural)

Biomasa

Actualmente constituye la principal fuente energética en la matriz primaria, aunque su consumo se concentra principalmente en el sector industrial, mayoritariamente en las tres plantas de producción de pulpa de celulosa¹⁰ existentes en el país, para cogeneración de vapor y electricidad para consumo propio y para volcar a la red nacional.

La biomasa tiene tres componentes:

- Residuos de biomasa para **generación eléctrica**, en general proyectos de cogeneración de vapor, tanto en la industria papelera como en otros emprendimientos de menor porte.
- **Leña**, para uso principalmente de calefacción residencial y en procesos industriales, así como comercio y servicios.
- Biomasa para **combustibles líquidos**, de uso en el sector transporte, en mezcla de **bioetanol** con gasolinas y **biodiésel** con gasoil.

Generación Eléctrica a partir de biomasa

En el siguiente cuadro se pueden apreciar todas las plantas de generación eléctrica con biomasa existentes en el país. Destacan, lógicamente, las tres plantas vinculadas a la industria de papel y celulosa, las cuales totalizan 655 MW de potencia instalada; mientras que los 76 MW restantes corresponden a diversos emprendimientos de pequeña o microescala asociados a establecimientos productivos, principalmente del sector de la madera y la producción agropecuaria. Es importante destacar que, de esta potencia instalada, solamente están disponibles en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) 397 MW.

¹⁰ La tercera planta de producción de pasta de celulosa entró en operación a mediados de 2023, por lo que sus efectos aún no se ven en los balances energéticos.

Nombre de la Empresa	Potencia Instalada (MW)	Tipo de promoción legal	Fecha autorización	Departamento	Estado	Materia prima
UPM II	314,0	-	<u>05/01/2022 y 11/09/2023</u>	Durazno	EN OPERACIÓN	Licor Negro/Forestal
'CELULOSA Y ENERGÍA PUNTA PEREIRA S.A. MONTES DEL PLATA	180,0	-	<u>03/10/2012 y 04/05/2015</u>	Colonia	EN OPERACIÓN	Licor Negro/Forestal
UPM I	161,0	-	<u>20/07/2007</u>	Río negro	EN OPERACIÓN	Licor Negro
GALOFER S.A.	14,0	Decreto 077/006	<u>22/09/2009</u>	Treinta y Tres	EN OPERACIÓN	Casca de Arroz
LUMIN S.A.	12,0	Decreto 397/007	<u>09/12/2009</u>	Tacuarembó	EN OPERACIÓN	Forestal
BIOENER S.A.	12,0	Decreto 077/006	<u>09/10/2007</u>	Rivera	EN OPERACIÓN	Forestal
ALUR S.A. - PLANTA BELLA UNIÓN	10,0	Decreto 397/007	<u>09/12/2009</u>	Artigas	EN OPERACIÓN	Bagazo / Forestal
FENIROL S.A.	10,0	Decreto 077/006	<u>16/01/2008</u>	Tacuarembó	EN OPERACIÓN	Forestal / Cascara de Arroz
PONLAR SA	7,5	Decreto 397/007	<u>29/09/2011</u>	Rivera	EN OPERACIÓN	Forestal
LIDERDAT S.A. - AZUCARLITO	8,1	-	<u>03/11/2008</u>	Paysandú	EN OPERACIÓN	Forestal
INTENDENCIA MALDONADO - LAS ROSAS	1,0	-	<u>23/02/2005</u>	Maldonado	EN OPERACIÓN	Biogás
Estancias del Lago S.R.L.	0,8	-	<u>20/08/2015</u>	Durazno	EN OPERACIÓN	Biogás
LANAS TRINIDAD S.A.	0,6	Decreto 367/2010	<u>08/05/2013</u>	Flores	EN OPERACIÓN	Biogás
GRANMOLINO S.R.L.	0,15	Microgeneración	Puesta en servicio: 04/11/2021	San José	EN OPERACIÓN	Biogás
RINCON DE ALBALO AS.AGRARIA RL	0,07	Microgeneración	Puesta en servicio: 15/10/2019	San José	EN OPERACIÓN	Biogás
Total	731,2					

Actualizado: 10-2023

Tabla 4: Plantas de generación eléctrica a partir de biomasa
Fuente DNE¹¹

Biocombustibles

Las cuatro plantas de biocombustibles (diésel y etanol) existentes actualmente son propiedad de Alcoholes del Uruguay (ALUR), cuyo socio mayoritario es ANCAP (90%).

- Bella Unión – bioetanol – capacidad nominal: 26.000 m3/año
- Paysandú – bioetanol – capacidad nominal: 70.000 m3/año
- Paso de la Arena, Montevideo (COUSA) – biodiésel – capacidad nominal: 18.000 m3/año
- Capurro, Montevideo – biodiésel – capacidad nominal: 62.000 m3/año

El combustible automotor comercializado actualmente tiene un contenido de 9,8% de bioetanol, y un mandato legal de contenido de bioetanol en la mezcla mínimo de 8,5%. En el caso del biodiésel, actualmente no se está realizando mezcla, tras el cambio de reglamentación en 2022. Hasta ese entonces la mezcla de biodiésel en el gasoil era entre 5% y 7% en volumen.

Leña

La leña es un mercado desregulado. En el Balance 2022 el consumo de leña ascendió a 465,3 ktep lo que equivale aproximadamente al 8% del abastecimiento energético total. De ese

¹¹ <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/publicaciones/plantas-operacion>

valor, un 61% fue utilizado a nivel residencial, esencialmente para necesidades de calefacción en el interior del país, y un 31% a nivel industrial, fundamentalmente en industria frigorífica, otras alimenticias, láctea, química, caucho y plástico y papel y celulosa, que representan el 80% del uso de leña en industria.

Petróleo y derivados

Los derivados del petróleo en Uruguay, en su uso energético, se utilizan principalmente para:

- Transporte (71%), principalmente gasoil y naftas
- Industria (13%), principalmente fueloil
- Agro, pesca y minería (7%), principalmente gasoil para sus embarcaciones y maquinaria
- Residencial (7%), principalmente GLP para cocción, calefacción y otros usos.

Actualmente ANCAP tiene el Monopolio para la importación y refinación de crudo y derivados (Ley 8.764; 1931) para consumo nacional. En la actividad de distribución secundaria participan tres empresas privadas, DUCSA, subsidiaria de ANCAP, la que posee la mayor proporción del mercado, DISA y Axion. Las principales infraestructuras del sector son:

- **Refinería de La Teja**, única en el país, con una capacidad nominal de procesamiento de crudo de 50.000 barriles día, un parque de tanques con capacidad de almacenamiento para 500.000 barriles de crudo y 2,7 millones de barriles de diferentes productos, y un terminal marítimo y terrestre que se utiliza para la expedición de productos hacia las plantas del interior, así como también para la recepción de importaciones de diésel y GLP.
- **Terminal del Este**, en José Ignacio, Maldonado. Consiste en una monoboya, un oleoducto submarino (3.600m) y un parque de tanques con capacidad para almacenar 3.000.000 de barriles de petróleo crudo. Desde allí se bombea el crudo hacia la Refinería de La Teja. El terminal tiene capacidad para recibir barcos de hasta 150.000 m³ de crudo y allí se recibe todo el crudo que entra al país.
- **Oleoducto**, une la Terminal del Este con la Refinería de La Teja. Tiene una extensión de 180 km, un diámetro de 16”, una capacidad de transporte de 80.000 barriles por día y es subterráneo.
- **Planta La Tablada**, es un terminal de distribución de combustibles, ubicado a 8 km de la Refinería de La Teja y unida a la misma por dos poliductos. Distribuye el 85% de los productos producidos en la refinería, abasteciendo la zona sur y este del país. A su vez es la única terminal de distribución de GLP, el cual se entrega a la cadena de distribuidores.
- **Planta Durazno**, es un terminal de distribución de combustibles, ubicado en esta ciudad a 182 km de Montevideo. Se abastece por vía terrestre (camión) desde la Refinería de La Teja y desde allí se distribuye combustibles para Durazno, Rivera, Tacuarembó, Flores y parte de Florida. Dispone de un parque de 13 tanques, con una capacidad total de 30.000 barriles y 6 puestos de carga para camiones.
- **Planta Juan Lacaze**, se encuentra en la ciudad homónima, en el Departamento de Colonia, ubicada a 145 km de la ciudad de Montevideo, en el litoral sudoeste del país, sobre las costas del Río de la Plata. Se abastece por vía fluvial, representa el 10% del

mercado distribuyendo en Colonia y San José. Dispone de 21 tanques con una capacidad total de 67.000 barriles.

- **Planta Treinta y Tres**, se ubica en esta ciudad, en el este del país, a 286 km de Montevideo. Se abastece por vía terrestre (camiones); cubre el 4% del mercado, distribuyendo combustibles en Treinta y Tres, Cerro Largo y Lavalleja. Dispone de 19 tanques y una capacidad de almacenamiento de 26.000 barriles.
- **Planta Paysandú**, ubicada en esta ciudad en el litoral oeste del país, sobre el Río Uruguay, a 385 km de Montevideo. Se abastece por vía fluvial, representa el 6% del mercado y distribuye combustibles a Artigas, Salto, Paysandú y Río Negro. Dispone de 25 tanques, una capacidad de almacenamiento de 163.000 barriles y un cargadero de camiones con 16 puestos.
- **Plantas de Envasado de GLP y red de distribución**. Uruguay posee 3 plantas de envasado de GLP, todas en Montevideo, ubicadas de forma contigua entre sí y próximas a la Terminal de Distribución de La Tablada. Cuatro son las empresas que distribuyen GLP envasado (Riogas, Acodike, DUCSA y MEGAL), contando con una red de distribución de alcance nacional. La distribución del GLP envasado se realiza por camión y también se entrega propano a granel. MEGAL cuenta con una planta propia de envasado (la más pequeña de las tres), mientras que las otras dos son operadas por Acodike y Riogas, pero son propiedad de ANCAP. Si bien existe buena capacidad de envasado y distribución, las necesidades en el invierno obligan a importar GLP y mantener un almacenamiento flotante.
- **Red de Estaciones de Servicio**. Según datos de URSEA, Uruguay cuenta con una red de 472 estaciones de servicio en todo el país, correspondientes a tres sellos: DUCSA - empresa del Grupo ANCAP- (60%), Axion Energy (21%) y Disa (19%).

Gas Natural

El gas natural se utiliza en Uruguay en el sector residencial (32%) para calefacción y cocción, y en menor proporción en el sector comercial (21%), en industria (18%) y consumo propio de la refinería (29%). Se utiliza ocasionalmente para generación eléctrica. El país no cuenta con gas natural, por lo que el mismo se importa en su totalidad desde Argentina vía gasoductos. Las infraestructuras principales consisten en 2 gasoductos de transporte para importación (existe un tercero que no está operativo), y una red de distribución en Montevideo¹², Canelones, Costa de Oro y Paysandú.

Gasoductos de Importación

- **Gasoducto Cruz del Sur (GCDS)¹³:**
 - El sistema se extiende desde Punta Lara (Buenos Aires) en Argentina hasta Montevideo y sus alrededores en Uruguay, pasando por los departamentos de Colonia, San José, Canelones y Montevideo. El trazado es de aproximadamente 200 km, en tramos de 24" y 18", la red de gasoductos laterales tiene una extensión de 200 km adicionales. Tiene una capacidad de transporte de 5 millones de m³/d. El gasoducto es operado por un consorcio de cuatro

¹² <https://dgm.maps.arcgis.com/apps/webappviewer/index.html?id=6c2580208392412a2674cde96f2cd56>

¹³ http://www.gasoductocruzdelsur.com.uy/gas_trazados.php

empresas de hidrocarburos, entre las cuales a ANCAP le corresponde el 20% del paquete accionario.

- **Gasoducto del Litoral – Cr. Federico Slinger (Paysandú):**

- Une la localidad de Colón (Entre Ríos) en Argentina con Paysandú, alimentando algunas industrias y una red de distribución. Tiene una extensión de 24 km y un diámetro máximo de 10". El gasoducto es propiedad de ANCAP y tiene una capacidad de transporte de 1 millón m³/d

Redes de Distribución

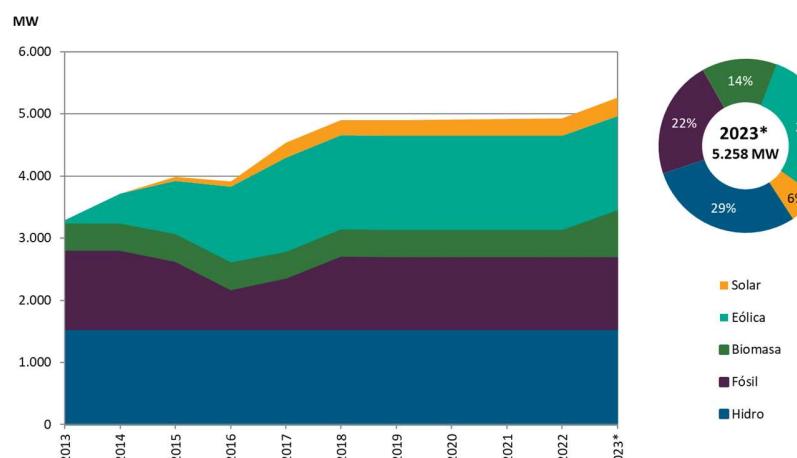
- Existe una red de distribución con caños de polietileno en Montevideo, en toda la zona sur y este principalmente. La empresa Montevideo Gas es quien tiene la concesión para la actividad de distribución en el departamento de Montevideo.
- En el interior del país, existe distribución en las localidades aledañas a Montevideo (Progreso, La Paz, Las Piedras, Canelones, Pando, Costa de Oro), en las localidades cercanas al gasoducto Cruz del Sur en Colonia y San José y también en Paysandú. La empresa Conecta S.A. es titular de la concesión de obra pública para el desarrollo de la actividad en los departamentos del interior del país.
- Desde 2019 las dos distribuidoras de gas natural están bajo dominio del Estado uruguayo a través de un fideicomiso.

Sector Eléctrico

Potencia instalada

Potencia Instalada: 5.258 MW

Según datos del Balance Energético Nacional (BEN) preliminar de 2023 -el cual ya incluye la entrada en operación de la tercera planta de pasta de celulosa-, la potencia instalada de generación asciende a 5.258 MW, abiertos de la siguiente manera.



*Figura 6: Potencia instalada por fuente
Fuente: Balance energético preliminar 2023*

Generación Térmica

Potencia Instalada: 1.908 MW

- **Centrales térmicas (728,6 MW) - biomasa**
 - UPM, Paso de los Toros (314 MW)
 - Montes del Plata, Colonia (180 MW)
 - UPM, Río Negro (161 MW)
 - Otros (73,6 MW)
- **Centrales térmicas (1.106 MW) – diésel o gas natural**
 - Punta del Tigre A, San José (300 MW) – ciclo abierto - diésel o gas
 - Punta del Tigre B, San José (540 MW) – ciclo combinado diésel o gas
 - Centrales Térmica de Respaldo La Tablada, Montevideo (212 MW) – diésel
 - Otras (54 MW)
- **Centrales motores (74 MW) - diésel**
 - Central Batlle, Montevideo (70 MW) – diésel / Fueloil
 - Otros (3,6 MW) – diésel

Hidroelectricidad

Potencia Instalada: 1.538 MW

Uruguay cuenta con 4 represas hidroeléctricas fluviales de embalse, una sobre el Río Uruguay y 3 sobre el Río Negro y no se plantean nuevas incorporaciones de represas de gran porte ya que existe un alto aprovechamiento del potencial hidroeléctrico:

- **Salto Grande – potencia instalada: 1890 MW (de los cuales 945 MW corresponden a Uruguay y los otros 945 MW a Argentina)**
 - Ubicada sobre el Río Uruguay en el departamento de Salto, es una represa binacional con Argentina, la mayor central hidroeléctrica del país. Es gestionada por la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTM).
 - El embalse asciende a 5.000 Hm³
- **Rincón del Bonete – potencia instalada: 152 MW**
 - Ubicada sobre el Río Negro entre los departamentos de Durazno y Tacuarembó
 - Es la primera de las tres represas en términos de la corriente del río
 - Embalse con capacidad de operación de 150 días, con cotas entre 80m y 71m¹⁴
- **Baygorria – potencia instalada 108 MW**
 - Ubicada sobre el Río Negro entre los departamentos de Durazno y Río Negro.
 - El embalse tiene una capacidad de 2,8 días, con su embalse entre cotas de 54m y 52,5m.
- **Constitución (Palmar) – potencia instalada: 333 MW**
 - Ubicada sobre el Río Negro entre los departamentos de Soriano y Río Negro.
 - Capacidad de embalse de 16 días, con cotas de operación entre 40m y 36m.

¹⁴ La capacidad del embalse fue reportada de forma directa por UTE. El indicador teórico que típicamente utilizan es la cantidad de días en que la central consumirá el agua del embalse, si operara a potencia nominal.

Energía Eólica

Potencia instalada: 1.516,5 MW

Los parques eólicos son propiedad mayoritariamente de empresas privadas (1.012,5 MW) que vuelcan su energía al Sistema Interconectado Nacional (SIN), a través de contratos de largo plazo con la empresa eléctrica nacional (UTE). Sin embargo, UTE también posee 504 MW de potencia instalada en parques eólicos, tanto en propiedad 100% (157 MW) como en asociación con terceros (347 MW).

El Balance Energético Nacional detalla 44 puntos de generación eólica, además de 7,3 MW instalados por autoproductores autónomos distribuidos en el país.¹⁵

Generación Solar Fotovoltaica

Potencia instalada: 297 MW

Se identifican 20 generadores diferentes (243 MW), a los que hay que sumarle alrededor de 1.500 microgeneradores y generadores autónomos (51 MW). Los grandes parques se ubican principalmente en el noroeste del país¹⁶, mientras que los microgeneradores en todo el territorio.

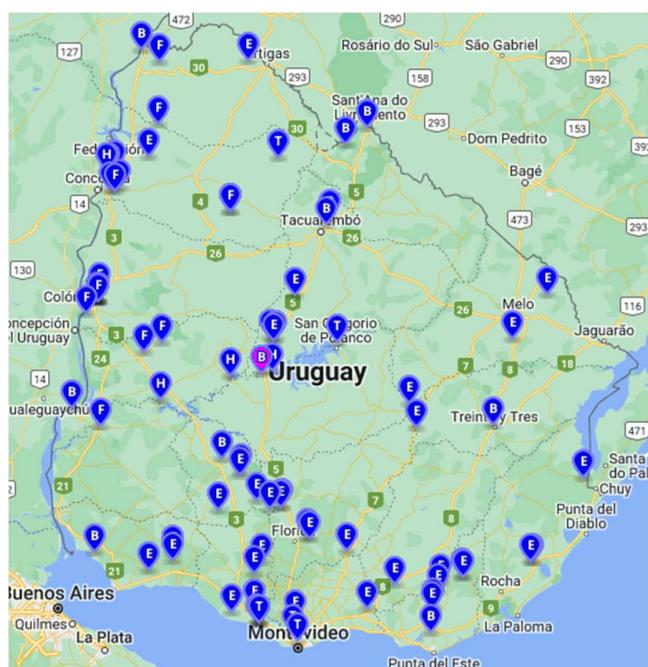


Figura 7: Generadores de energía eléctrica

¹⁵ Se puede consultar el mapa actualizado en la web de UTE (<https://portal.ute.com.uy/institucional/infraestructura/fuentes-de-generacion>).

¹⁶ Idem

Transmisión y Distribución

Uruguay posee acceso casi universal a las redes eléctricas, existiendo una red de trasmisión de 5.811 km de extensión que abarca todo el territorio, y 89.306 km de redes de distribución con acceso a todas las urbanizaciones. Ambos eslabones de la cadena se encuentran bajo régimen de monopolio estatal, siendo UTE la empresa que gestiona, opera y mantiene el servicio y la infraestructura. Actualmente se está construyendo el último tramo de alta tensión (500 KV) entre Salto y Tacuarembó, en el norte del país, para cerrar el anillo de trasmisión y mejorar la seguridad del abastecimiento energético.

El sistema uruguayo se encuentra conectado a Argentina (2.000 MW) en dos puntos (Salto Grande y San Javier) con líneas de 500 KV que van hacia Montevideo y también con Brasil a través de conversoras en Rivera (70 MW) y Cerro Largo (500 MW). Hoy día ambas interconexiones, además de la exportación e importación habituales en función de los costos de generación en cada país, han mostrado su utilidad en la integración energética especialmente en situaciones de crisis hídrica.

Red de UTE mayor a 60 KV

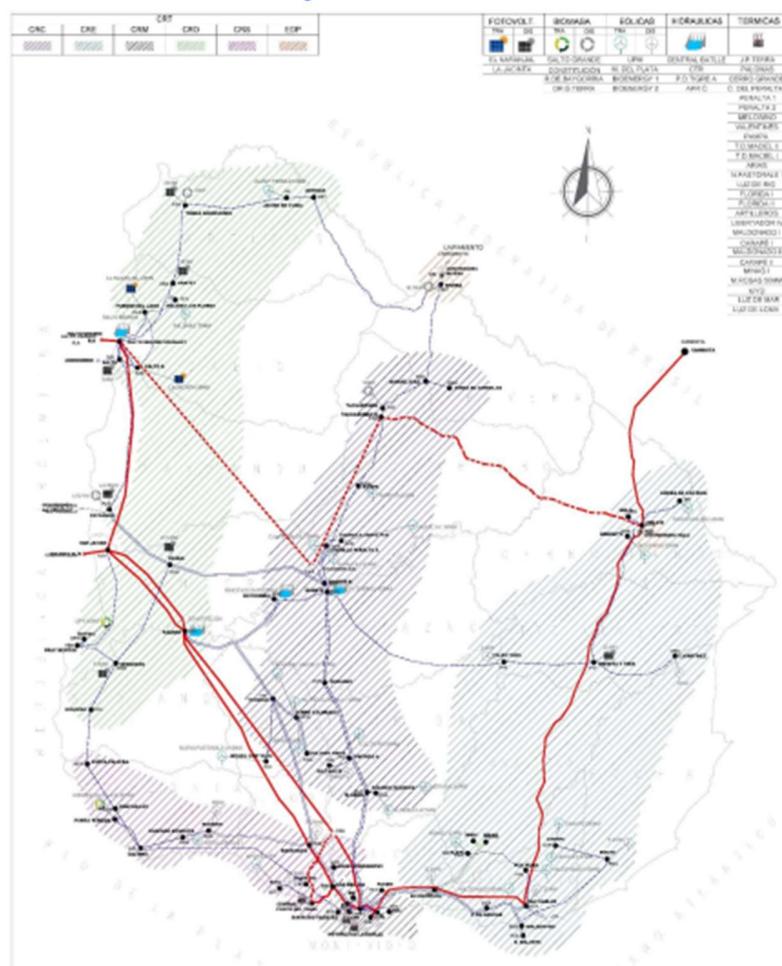


Figura 8: Mapa de líneas de transmisión hasta 60kV –
Fuente Memoria anual UTE 2022

Demanda eléctrica

La demanda nacional de energía eléctrica en 2022 ascendió a 11.547 GWh, habiéndose exportado además 1.416 GWh a Brasil y Argentina, e importado desde los mismos países 84 GWh. Los picos de potencia máximos y mínimos fueron de 2.242 MW (09/12/2022) y 800 MW (13/03/2022). La demanda máxima se registró el 09/12/2022 y fue de 42.215 MWh¹⁷. La temperatura máxima¹⁸ fue de 39,6°C el 14/01/2022, mientras que la mínima se registró el 08/07/2022 y fue de 0°C.

Como se puede apreciar, en Uruguay los picos de consumo están muy vinculados a las bajas temperaturas que se registran durante el invierno, y a las altas temperaturas durante el verano, en ambos casos por la necesidad de acondicionamiento térmico como factor preponderante.

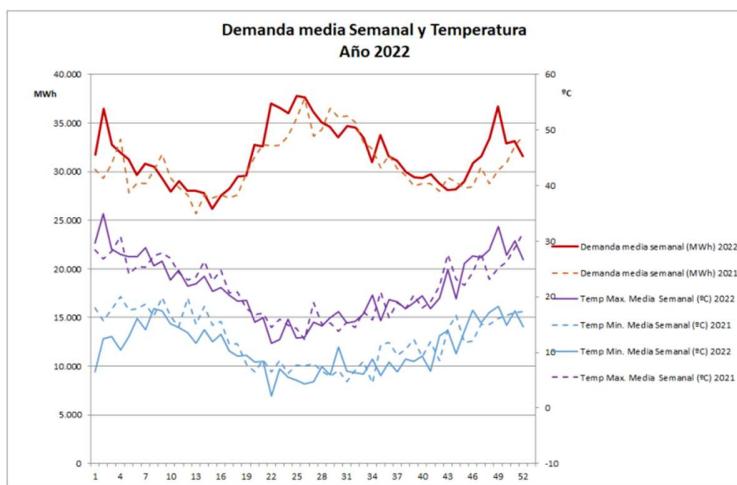


Figura 9: Demanda media semanal y temperatura año 2022

Fuente: ADME

Demanda de combustibles

En el caso de los derivados del petróleo, cuyo uso predominante es el transporte, su consumo es más parejo durante todo el año, aunque con zafras en diciembre para naftas y en mayo y noviembre para diésel. En el caso del gas natural y el GLP sí existe una importante estacionalidad en el invierno debido al uso para calefacción. En el caso de la leña, la zafra también está vinculada a las bajas temperaturas de los meses de invierno.

Energía, comercio exterior, balanza comercial y costo de abastecimiento de la demanda (CAD)

Un último punto para destacar de la matriz energética uruguaya tiene que ver con los vínculos entre abastecimiento energético y su impacto en la balanza comercial, ya que esta representa una de las principales vulnerabilidades del sector energético, por su impacto en las cuentas nacionales y en el costo de la energía para los usuarios.

¹⁷ https://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_526/Informe_Annal_2022.pdf

¹⁸ ADME usa como referencia la estación Melilla, en Montevideo

Uruguay no es productor de hidrocarburos ni cuenta con reservas comercialmente explotables, a pesar de que se continúan realizando esfuerzos exploratorios en la plataforma continental marítima. Por lo tanto, Uruguay importa la totalidad de los hidrocarburos que consume. Se importa el petróleo para su refinación y, eventualmente, derivados de petróleo y también el gas natural que viene por gasoducto desde Argentina. Esto representa actualmente alrededor del 40% de la provisión total de energía y, desde el año 2015, un promedio del 12% del valor de las importaciones totales, oscilando entre el 9% en 2016 y el 15,4% en 2022. Dicha variabilidad viene dada por las necesidades para generación térmica y los precios del petróleo. En tiempos en que la generación térmica convencional y las importaciones eran las únicas alternativas para respaldar a la generación hidráulica, en un año de baja hidraulicidad (sequías) y altos precios del petróleo, este guarismo podría ascender a más del 20%, como pasó por ejemplo en el año 2008, en que dicha cifra alcanzó el 28% del total. Las afectaciones climáticas sobre la generación renovable (en particular las sequías) se ven rápidamente reflejadas en las necesidades de importación de petróleo y electricidad. Consecuentemente se reflejan en el costo de abastecimiento de la demanda y directa o indirectamente en los precios de la energía, en el nivel general de precios de la economía

Generación (GWh)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Hidroeléctrica Salto Grande	4870	3228	3569	5165	4652	2576	5043	5376	4866	4538	4867	3964	4617	2451	2793	3567
Hidroeléctrica Río Negro	3199	1272	1606	3501	1827	2845	3161	4273	2989	3063	2410	2326	3390	1499	2366	1955
Eólico	0	0	42	68	111	111	137	728	2057	2986	3756	4718	4736	5456	4971	4763
Solar	0	0	0	0	0	0	0	1	43	142	241	390	390	423	436	438
Biomasa	23	137	180	272	328	459	533	681	829	862	902	817	852	1027	1032	939
Térmica	1214	3381	2628	1153	2606	3735	1850	661	927	431	221	359	274	805	2451	1282
Total generación local	9306	8018	8024	10160	9524	9726	10724	11720	11711	12022	12397	12574	14259	11661	14049	12944
Importaciones	789	961	1468	387	470	742	0	0	2	25	3	14	0	514	55	84
Exportaciones	-1005	-29	-265	-711	-19	-194	-209	-1267	-1320	-779	-1462	-1077	-3010	-1148	-2844	-1366
Demanda	9090	8950	9227	9836	9976	10274	10516	10454	10392	11268	10939	11511	11249	11027	11260	11662
Precio (USD/MWh)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Hidroeléctrica Salto Grande	5	8	7	5	5	10	5	5	5	6	5	6	6	9	9	7
Hidroeléctrica Río Negro	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Eólico			64	80	87	94	93	100	73	68	65	68	69	71	64	73
Solar							98	95	94	101	99	94	97	102	99	108
Biomasa	54	135	84	63	141	143	118	99	93	90	89	93	93	93	90	98
Térmica	156	233	132	164	225	238	216	210	140	107	128	146	130	127	138	187
Importaciones	83	156	244	110	203	294			7	15	1	116	70	91	61 ^a	
Exportaciones	50	151	3	103	0	22	99	33	5	82	97	63	26	70	183	119
CAD (USD/millones)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Hidroeléctrica Salto Grande	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	29	22	25	25
Hidroeléctrica Río Negro	16	6	8	18	9	14	16	21	15	15	12	12	17	8	12	10
Eólico	0	0	3	5	10	10	13	73	149	203	246	321	329	386	320	347
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	4	14	24	37	38	43	43	47
Biomasa	1	18	15	17	46	66	63	67	77	78	81	76	80	95	93	84
Térmica	190	788	347	189	586	891	399	139	129	46	28	53	36	102	338	240
Restricciones Operativas									0	4	76	39	23	4	7	9.4
Total generación local	232	838	397	255	676	1006	515	326	400	385	492	561	550	660	838	754
Importaciones	66	150	359	43	96	218	1	0	0	0	2	0	33	5	0.5	
Exportaciones	-50	-4	-1	-73	0	-4	-21	-42	-7	-64	-142	-68	-79	-80	-520	-163
CAD	247	983	755	224	772	1220	495	284	393	321	350	495	472	613	322	601
CAD (USD/MWh)	27	110	82	23	77	119	47	27	38	29	32	43	42	56	29	52

Figura 10: Costo de abastecimiento de la demanda 2007-2022

Fuente: Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD) bajo escenario fáctico y contrafáctico. Actualización 2020, 2021 y 2022. AUGPEE, Observatorio de Energía y Desarrollo Sostenible – Universidad Católica del Uruguay

Por otra parte, las inversiones en potencia instalada, principalmente renovable, y en la infraestructura de interconexión, han generado la posibilidad de exportación de excedentes a Brasil y Argentina. En los últimos años Uruguay ha logrado posicionarse y exportar más energía eléctrica de la que importa, con su repercusión en las cuentas públicas, aunque también potencialmente en las emisiones GEI, en función de la fuente que se utilice. Por otra parte, la integración regional brinda una mayor flexibilidad y seguridad al sector energético uruguayo y de sus países vecinos, aunque existe potencial para un mayor desarrollo de estos flujos. Como

se puede apreciar en el cuadro, la variabilidad del CAD ha disminuido desde el desarrollo de las energías renovables, mientras que en años críticos este alcanzaba cifras de 110 USD/MWh (2008) y 119 USD/MWh (2012), en los últimos años, incluyendo años particularmente secos como el 2020, éste no ha superado los 56 USD/MWh para el promedio anual, aunque sí en períodos más cortos (mensuales o trimestrales) en los momentos críticos de las sequías.

En función de la Política Energética 2005-2030, los compromisos establecidos al Acuerdo de París, los éxitos alcanzados en términos del desarrollo de energías renovables, las tendencias internacionales y los proyectos en curso (hidrógeno, movilidad eléctrica, etc.), Uruguay seguirá desarrollando su potencial renovable y buscando sustituir el consumo de hidrocarburos por otras alternativas que reduzcan las emisiones de GEI.

La contracara de contar con una mayor generación renovable es que se tiene una mayor dependencia de recursos naturales variables, los cuales pueden verse más afectados por el cambio climático, así como también implica un mayor despliegue de infraestructura a nivel territorial. Por otra parte, la diversificación de la matriz y su integración con la región genera complementariedades entre las distintas fuentes y sistemas energéticos que han contribuido a incrementar la resiliencia del sistema eléctrico.

Una mirada hacia adelante del sector energético uruguayo

Dado el horizonte naturalmente de largo plazo de un Plan de Adaptación al Cambio Climático, es necesario dar una mirada hacia adelante a las tecnologías o hechos que podrían tener un impacto significativo en el sector energético uruguayo, y en su vulnerabilidad.

En este sentido, las principales iniciativas que se avizoran con un potencial transformador del sector energético son una mayor electrificación de los usos energéticos y por tanto de la demanda energética, el desarrollo del hidrógeno verde, el impulso a la movilidad eléctrica, el cambio modal, la promoción de la eficiencia energética, la gestión de la demanda, redes inteligentes, el almacenamiento, y el posible crecimiento de la generación distribuida en microgeneración.

Hidrógeno Verde

El país se encuentra implementando la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde, y avanzando en el estudio de factibilidad y desarrollo de diversos proyectos productivos en el país. El desarrollo del potencial de la economía del H2 verde y sus derivados, podría implicar multiplicar en varios órdenes de magnitud la infraestructura de generación eléctrica, así como de redes de transporte de electricidad. Esto generaría una densificación de las infraestructuras energéticas expuestas a los riesgos del cambio climático, tanto sobre la infraestructura, como potencialmente de la disponibilidad de agua para el proceso productivo del H2 verde y sus derivados.

Movilidad Sostenible

El transporte es uno de los sectores prioritarios para la descarbonización, dado su peso relativo en las emisiones del país y las buenas condiciones que presenta Uruguay para el

despliegue de soluciones bajas en carbono, en particular la movilidad eléctrica como sustituta de hidrocarburos importados.

En este sentido, tanto el MIEM, como otros organismos del gobierno nacional, departamental y la UTE, están realizando esfuerzos para impulsar el desarrollo de la infraestructura de carga y una mayor incorporación de vehículos eléctricos. Uruguay ha avanzado en el desarrollo de una amplia red de carga con cobertura a nivel de todo el territorio nacional ([link](#)). En 2024 se inauguró el punto número 300 de carga, existiendo al menos uno cada 50 km en las carreteras nacionales. Por otra parte, las ventas de vehículos eléctricos ascendieron a 3.143, casi duplicándose respecto a las ventas del año anterior y alcanzando una porción de mercado de 9% en remises y vehículos de aplicaciones de transporte, 3,4% en taxis, 1,1% en utilitarios.

La movilidad sostenible incluye la movilidad eléctrica, pero reúne también otros componentes, en forma integral, partiendo desde la integración de la movilidad en la planificación territorial hasta la eficiencia y el cambio de energéticos. En este sentido se trabaja en forma interinstitucional y en los distintos niveles de gobierno hacia la aprobación de una Política de Movilidad Urbana Sostenible.

Redes inteligentes, almacenamiento y eficiencia energética

En línea con lo que sucede a nivel global, la incorporación de redes inteligentes puede desplegar grandes oportunidades para generar ganancias en materia de eficiencia del sistema eléctrico. En este sentido, la UTE ha avanzado mediante el despliegue de medidores inteligentes para permitir una mejor gestión de la demanda. A inicios de 2024 se alcanzó la cifra de 1,3 millones de medidores inteligentes instalados, lo cual representa el 80% de los hogares y se proyecta completar en 2024 el 100% de los registros con medidores inteligentes en todo el país¹⁹.

Por otra parte, las tecnologías de almacenamiento eléctrico también van avanzando a nivel internacional, lo cual también permitirá una mejor gestión de la demanda y mayor descentralización, dos aspectos que pueden contribuir a la resiliencia.

Generación Distribuida y Microgeneración

En los últimos años Uruguay ha avanzado en la promoción de la generación distribuida, totalizando 39,2 MW de potencia instalada al cierre de 2022.

Cambios estructurales en la demanda de energía

La mirada de largo plazo conjuga diferentes tendencias e impulsores que afectarán la demanda de energía. Uruguay presenta un bajo crecimiento demográfico y una tasa potencial de crecimiento del PIB del 2,8%²⁰.

Por otra parte, en línea con la tendencia internacional y los esfuerzos de descarbonización se vienen verificando dos efectos contrapuestos, una mayor electrificación de los usos

¹⁹ <https://www.gub.uy/presidencia/comunicacion/noticias/ute-alcanzo-instalacion-medidores-inteligentes-80-hogares-uruguayos>

²⁰ Estimación del Comité de Expertos establecido por el artículo 210 de la Ley N°19.889. Comunicado N°2: <https://www.gub.uy/ministerio-economia-finanzas/sites/ministerio-economia-finanzas/files/2023-06/Comunicado%20N%C2%BA2-%20C%C3%A1lculo%20de%20Producto%20Intern%20Bruto%20%28PIB%29%20Potencial%20y%20Brecha%20del%20PIB.pdf>

energéticos que impulsará al alza la demanda de energía, la cual se verá parcialmente compensada por las ganancias en términos de eficiencia energética.

Dadas las tendencias mencionadas y el tamaño del sector energético uruguayo, la potencial instalación de nuevas industrias intensivas en el uso de energía o el desarrollo de cadenas de valor que potencialmente impulsen un rápido crecimiento de la economía pueden generar saltos discretos o cambios estructurales de demanda en períodos muy cortos de tiempo y, por ende, implicar la actualización del análisis de riesgos climáticos del sector energético. Esto depende de factores económicos ajenos al sector energético, por lo que representa una incertidumbre crítica que debe ser monitoreada para planificar adecuadamente la adaptación

En resumen, y en línea con lo que sucede internacionalmente, se espera que el sector energético uruguayo sea más electrificado, descentralizado y eficiente, con un mayor despliegue de redes inteligentes, una fuerte incorporación de la movilidad eléctrica y, potencialmente, de la economía del hidrógeno verde. Estas incertidumbres, identificadas durante los talleres de elaboración del NAP-E, deberán ser monitoreadas para evaluar los impactos en materia de riesgos climáticos y la adaptación de las infraestructuras y el sector energético.

Análisis de vulnerabilidades del sector energético uruguayo

El análisis de la vulnerabilidad se hace en función de las amenazas que se identificaron como significativas durante las distintas etapas de consulta en la elaboración del NAP-E, el conocimiento existente para el país de sus características actuales y tendencias de evolución futura bajo diversos escenarios de cambio climático, y cómo estas tienen la potencialidad de generar disruptpciones en el sector energético a través de diferentes cadenas de impacto.

En todos los casos se recorren los impactos a lo largo de toda la cadena de valor; es decir desde los recursos energéticos (hídrico, solar, eólico, etc.) y las infraestructuras, hasta la demanda de energía. El análisis se hace considerando tanto la vulnerabilidad funcional o sistemática, es decir, aquella vinculada a la afectación del adecuado cumplimiento de las funciones esenciales del sector energético, y la estructural o puntual, es decir, aquella vinculada al adecuado funcionamiento de las infraestructuras. A su vez, se pone la mirada en los horizontes temporales de planificación, ya que la vulnerabilidad responde tanto a tendencias de largo plazo y fenómenos lentos, típicamente asociados a cambios más estructurales, y a fenómenos más puntuales como diversos eventos extremos. Dentro de este espectro, el horizonte temporal define el abordaje específico de las medidas de adaptación.

A continuación, se presentan concretamente las vulnerabilidades del sector energético, desde el punto de vista de las amenazas, impactos y riesgos. A su vez, también se identificaron otro tipo de brechas para el desarrollo del marco de implementación de la adaptación cuyo abordaje contribuiría a reducir la vulnerabilidad. Éstas se vinculan principalmente a la capacidad institucional de los organismos públicos y las empresas y la disponibilidad de información y conocimiento climático sobre adaptación, tanto en los equipos técnicos como en los niveles de decisión. Estas brechas son abordadas en el capítulo 6 y en el Anexo I, y dan pie a las líneas de acción, así como también a diversas medidas del NAP-E.

Aumento de la temperatura media. Olas de calor y de frío

Conocimiento actual

En Uruguay, se estima que la temperatura mínima y máxima media anual muestran claras tendencias positivas desde 1961 a la fecha tanto al norte como al sur del país. En el caso de la temperatura mínima la tendencia es mayor en el norte mostrando un aumento de 1,7°C en 56 años, mientras que el sur muestra una tendencia de 0,5°C en el mismo período. La temperatura máxima tiene mayor tendencia positiva también en el norte del país, con un aumento cercano a 0,7°C en todo el período; en el sur es del orden de 0,5°C (Barreiro, Arizmendi y Trinchín, 2019, p.34).

En cuanto a las temperaturas medias se observa que aumentó cerca de 0,8°C comparando las décadas 1961-1980 y 1995-2015. A nivel estacional se observa un aumento de la temperatura media en todas las temporadas. La región este del país muestra un calentamiento de entre 1,2 y 1,6°C, mientras que el litoral oeste y sur tienen un calentamiento más moderado. El área metropolitana muestra un calentamiento cercano a 0,7°C (Barreiro, Arizmendi y Trinchín, 2019, p.35).

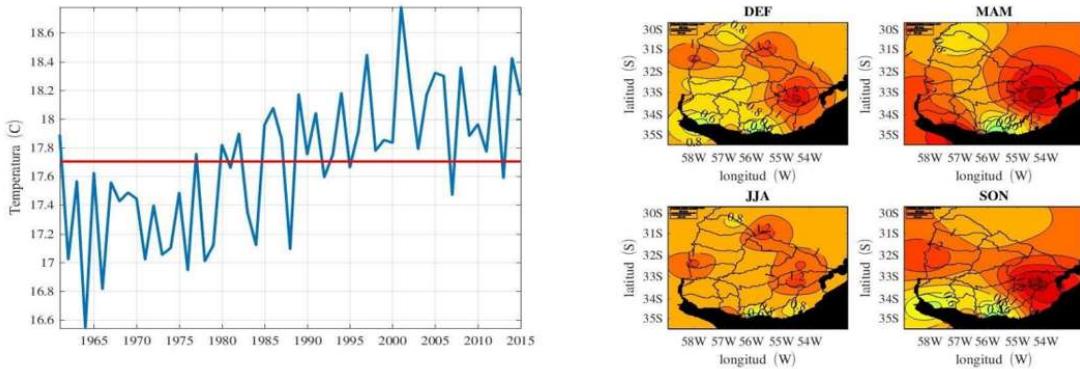


Figura 11: Evolución y tendencia de temperatura media en Uruguay y por estaciones

A futuro, las proyecciones para Uruguay muestran un aumento en la temperatura media anual casi lineal en el tiempo. Asimismo, a mayor forzante radiativo antropogénico mayor es el aumento de temperatura a fin de siglo. Para el horizonte cercano (2020-2044), los modelos proyectan entre 0,5 y 1,6 °C de calentamiento con respecto a 1981-2010 y no hay grandes diferencias entre escenarios. Para el horizonte lejano (2075-2099) los modelos proyectan entre 1,5 y 5,5 °C de calentamiento respecto a 1981-2010 y depende fuertemente del escenario socioeconómico y las trayectorias de emisiones que se consideren: SSP245 muestra un aumento entre 1.5 y 3.0 °C, SSP370 entre 2.2 y 4.6 °C y SSP585 entre 2.6 y 5.5 °C. En cuanto a extremos podemos mencionar que de acuerdo con los modelos CMIP5 las olas de calor en nuestra región aumentarán en número y duración para fin de siglo XXI. El cambio proyectado es mayor al norte del país siendo cercano a un 150% (Carril et al 2016). Para terminar, es importante resaltar que un aumento en la temperatura vendrá acompañado con un aumento en el contenido de vapor de agua en la atmósfera por lo que es esperable que se intensifiquen las tormentas y precipitaciones en ausencia de otros cambios. (Barreiro et al., 2021, p.4)

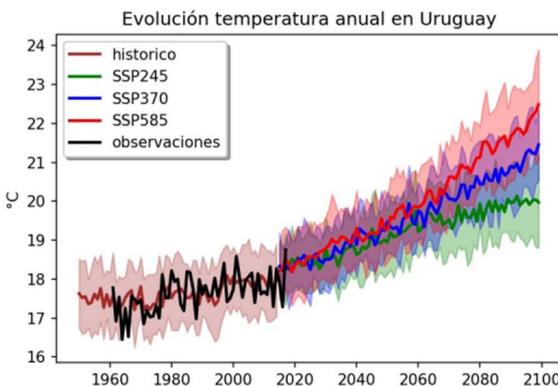


Figura 12: Evolución de la temperatura media en distintos escenarios socioeconómicos

Los estudios sugieren que existe evidencia robusta de un aumento observado de temperatura desde mediados del siglo pasado, con ciertos patrones geográficos y estacionales. A su vez, los escenarios de cambio climático muestran también una tendencia robusta al aumento de la temperatura, la cual dependerá del forzante radiativo que finalmente se manifieste. Por otra

parte, aparejado a la modificación de las temperaturas medias y la distribución de temperaturas, se modifican también la probabilidad de ocurrencia de días/noches frías, días/noches cálidas, olas de frío y olas de calor; fenómenos de particular relevancia para el sector energético. En este sentido, si bien existe cierta evidencia hacia una mayor ocurrencia de olas de calor, principalmente en el norte del país, se requieren estudios de profundización.

Vulnerabilidades

Tanto el abastecimiento de energía como su consumo están fuertemente relacionados con la temperatura.

En primer lugar, la generación térmica depende críticamente de la disponibilidad de agua para los procesos de generación -cuando se utiliza vapor (ciclo Rankine)- y enfriamiento. En el caso de las turbinas de gas (ciclo Brayton), la temperatura del aire (que afecta su densidad) afecta la eficiencia del proceso, ya que a una mayor temperatura, menor densidad y mayores necesidades de compresión. El impacto finalmente dependerá de la tecnología utilizada y de si son ciclos abiertos o ciclos combinados, pero la temperatura del aire, y de los cuerpos de agua, así como su disponibilidad, es crítica para los procesos de generación térmica. Estimaciones realizadas para EEUU, plantean que la disponibilidad de las centrales térmicas (a carbón, a gas natural o nucleares) puede reducirse entre 0,25% y 0,72% por cada 1°C adicional de temperatura ambiente (Penmetsa y Holbert, 2020). A su vez, a nivel global existen estimaciones en la misma dirección, Coffel y Mankin (2021) plantean que el cambio climático hasta la fecha ha reducido el despacho de las centrales térmicas en 0,75-1 puntos porcentuales y que, con cada aumento adicional de 1 °C, dicha reducción sería de 0,8-1,2 puntos porcentuales en los picos de demanda, conduciendo a mayores costos operativos y requiriendo capacidad adicional para compensar dichas pérdidas.

Por otra parte, la capacidad de carga de las líneas de transmisión también se ve reducida por el aumento de la temperatura, estimaciones realizadas también para EEUU muestran que para mediados de siglo la capacidad de transporte eléctrico podría verse reducida entre 1,9% y 5,8% en verano, en relación al período 1990-2010 (Bartos et al., 2016). Si bien estas estimaciones dependen mucho de las condiciones locales y no son específicas de la realidad uruguaya, dan cuenta de las potenciales afectaciones y de la necesidad de incorporar este aspecto en la planificación del sistema eléctrico.

Por último, desde el punto de vista de la demanda, tanto las altas, como las bajas temperaturas impactan fuertemente el consumo de energía, en particular por las necesidades de acondicionamiento térmico. De hecho, como se puede apreciar en el gráfico, los picos de demanda eléctrica se dan en los días más cálidos del verano y en los días más fríos del invierno. Esto genera situaciones de estrés en el sistema eléctrico, en particular asociado a olas de calor, ya que es un fenómeno que puede combinarse con períodos de sequía y días de escasos vientos. Desde el punto de vista de los combustibles, aquellos asociados a calefacción como el gas natural y, particularmente el GLP, presentan marcados picos de demanda durante el invierno, incrementando las necesidades de importación y el costo de la canasta de energéticos para la población. Como se explicó anteriormente, los impactos no son neutros para los distintos grupos sociales, aspecto que se reconoce y se trabajará en el marco del NAP-E, empezando por identificar las brechas y generar conocimiento sobre dichos impactos.

Precipitaciones y sequías

Conocimiento actual

La disponibilidad de agua para la generación eléctrica en Uruguay, por las características de las presas y los cursos de agua en los cuales se realiza el aprovechamiento hidroeléctrico, depende fundamentalmente del régimen de precipitaciones -y del escurrimiento-. El país cuenta con una alta variabilidad interanual de precipitaciones en la que se intercalan períodos de sequía (de hasta 2-3 años) con años húmedos y neutros.

La información histórica, muestra que tanto al norte como al sur del país hay una tendencia positiva hacia el aumento en las precipitaciones desde 1961 hasta 2017. En el norte los acumulados anuales pasaron de 1.325 mm a 1.450 mm en ese período, lo que implica un aumento cercano al 10%. En la región sur la tendencia fue mayor, en el entorno del 15-20 %, pasando de 1.100 mm a 1.300 mm. A nivel trimestral el aumento en las lluvias en Uruguay se observa durante verano, otoño y primavera con valores máximos de 40-50 mm en un trimestre (figura 23). En verano el aumento es mayor en la región norte, mientras que en otoño la tendencia positiva es mayor en el litoral este del país. En primavera el aumento es menor. Por el contrario, en invierno la región norte del país muestra una clara tendencia a la disminución de lluvias, mientras que el resto del país no ha sufrido cambios (Barreiro, Arizmendi y Trinchín, 2019, p.28-29).

Sin embargo, respecto a las precipitaciones, si bien los promedios muestran una tendencia, también es necesario conocer mejor el fenómeno que las ocasiona, ya que no es trivial ni el lugar en que llueve ni su intensidad. El mismo estudio plantea que a nivel anual existe una tendencia positiva en la ocurrencia de extremos de lluvia diarios en todo el país cercana al 5-10% (Barreiro, Arizmendi y Trinchín, p.33)

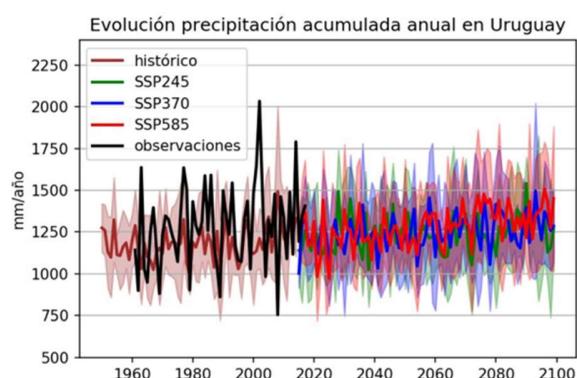


Figura 13: Evolución de las precipitaciones en distintos escenarios socioeconómicos

Las proyecciones a futuro de las precipitaciones medias anuales en todo el país muestran gran variabilidad interanual superpuesta a una tendencia gradual positiva. El acumulado anual de lluvias sobre Uruguay muestra un cambio entre -5 y 10% para el horizonte cercano y entre -7 y 35% para el horizonte lejano dependiendo del escenario y del modelo (Barreiro et al., 2021, p.7). Por lo tanto, existe cierta incertidumbre respecto a la posible evolución (positiva o negativa) de las precipitaciones promedio. Por otra parte, otros estudios realizados para el

país muestran potenciales evoluciones en ambas direcciones, tanto con ganancias²¹ como con pérdidas para la generación hidroeléctrica media²².

Vulnerabilidad

Claramente, una reducción de las precipitaciones, cambios a nivel estacional, cambios en los fenómenos extremos, o en la dinámica de las sequías, tendrían un impacto negativo en la capacidad de generación hidroeléctrica, la cual representa casi el 40% de la generación eléctrica, y actúa como almacenamiento de energía y regulador del sistema para cubrir la variabilidad de la generación renovable eólica y solar fotovoltaica. Los cambios en el escurrimiento que pueden producirse como consecuencia de los cambios en el uso del suelo también son claves en el agua que llega a los embalses.

Desde el punto de vista de la generación eléctrica, las sequías configuran la mayor vulnerabilidad del sistema. A modo de ejemplo, entre 2020 y 2022²³, años relativamente secos, el CAD total fue de USD 613 millones y USD 601 millones respectivamente, aproximadamente un 38% por encima del promedio 2017-2019, años con altos niveles relativos de precipitaciones en las cuencas de los ríos con generación hidroeléctrica. Por otra parte, el CAD unitario alcanzó valores por encima de 100 USD/MWh en el primer cuatrimestre de 2023, muy por encima del promedio de los últimos años²⁴. En cuanto a las emisiones GEI, el factor de emisión del SIN se triplicó para el mismo período de comparación, pasando de un promedio de 16,9 tCO₂/GWh entre 2017-2019 a un promedio de 52,4 tCO₂/GWh considerando los años 2020 y 2022 (BEN 2022). Como se puede apreciar, estos fenómenos provocaron no solamente importantes erogaciones para el país, sino que también afectaron la capacidad de cumplimiento de los compromisos nacionales de mitigación del cambio climático.

Además, la sequía ha dejado al descubierto otras vulnerabilidades, tales como los problemas en la operabilidad de la Refinería de La Teja o la Central de Punta del Tigre debido al aumento de la salinidad del agua corriente utilizada para alimentar las calderas.

En cuanto a las precipitaciones extremas, y su potencial para generar inundaciones, son una amenaza importante para la infraestructura energética, dependiendo de su ubicación, es decir, si se encuentra en una zona potencialmente inundable (actual o futura), y de sus contenciones y capacidad de desagüe. Se profundiza sobre este punto en el apartado sobre inundaciones en este mismo capítulo.

Recurso solar

La generación solar fotovoltaica y la energía solar térmica dependen esencialmente de la radiación solar que puedan captar. Uruguay ha elaborado su mapa solar (<http://les.edu.uy/online/msuv2/>) y mantiene una red de medición de recursos solares con

²¹ Para Salto Grande o el realizado en el marco del proyecto ScreenALC (OLADE)

²² Banco Mundial (2021). <https://www.bancomundial.org/es/region/lac/publication/impacto-del-cambio-climatico-en-la-generacion-electrica-en-los-paises-del-cono-sur>

²³ No se considera el valor correspondiente a 2021, también un año relativamente seco, debido a que está fuertemente distorsionado por el gran volumen de exportaciones de energía a Brasil.

²⁴ (AUGPEE, 2023; Observatorio de Energía y Desarrollo Sustentable de UCUDAL, Monitor de Energía Eléctrica, varias ediciones 2023-24).

tecnología moderna y buena distribución geográfica, gestionada por el Laboratorio de Energía Solar (<http://les.edu.uy/>) de la Universidad de la República.

La energía solar fotovoltaica, considerando todas las escalas, cubre solamente el 3% de la generación de energía eléctrica actual, sin embargo, es de esperar que en los próximos años tenga un crecimiento significativo, tanto por los costos de la tecnología como por su potencial de complementación horaria a lo largo del día con la eólica (el pico de generación solar es durante el valle de la eólica). El eventual desarrollo de la economía del hidrógeno podría potenciar aún más el desarrollo de la energía solar fotovoltaica. Claramente, la evolución del recurso solar y la temperatura determinarán los factores de planta y su integración con otras fuentes.

En este sentido, si bien hoy existe un buen sistema de registro de datos, la red comenzó a desplegarse recién en el año 2010, por lo que no existe suficiente información histórica como para realizar estudios bajo escenarios de cambio climático.

Vientos

La intensidad de los vientos resulta crítica para la generación eólica, la cual provee, actualmente, alrededor del 40% de la generación eléctrica en el país. A su vez, la ocurrencia de fenómenos extremos de viento es crítica para diversas infraestructuras energéticas tales como líneas de transmisión y distribución eléctrica, aerogeneradores, Terminal del Este, parques solares y la Refinería de La Teja. Por otra parte, los fenómenos extremos de viento suelen asociarse a otros extremos como precipitaciones extremas, tormentas eléctricas, granizo, oleaje y subida del nivel del mar.

El país cuenta con una red de medición -a 10 metros de altura- en estaciones meteorológicas, y más recientemente con la información que generan los parques eólicos, estos sí, a la altura de los aerogeneradores -100m aproximadamente-. Por lo tanto, las tendencias de los vientos se pueden calcular solamente usando datos de reanálisis ya que el registro histórico de mediciones *in-situ* es corto (Barreiro et al, 2021, p.10).

Uruguay ha elaborado su mapa eólico²⁵ pero no se cuenta con suficientes proyecciones de escenarios de cambio climático que puedan determinar la evolución del recurso eólico. El estudio Análisis de los impactos del cambio climático en la generación eléctrica en el conosur, [Banco Mundial](#), 2023) plantea un leve aumento de los mismos y del factor de carga de las centrales eólicas. Barreiro et al (2021) plantean el potencial aumento de fenómenos extremos de viento, pero se entiende que no existe aún evidencia suficiente como para ser concluyentes respecto al impacto en el potencial de generación eólica.

Vientos extremos

Los vientos severos en el país están asociados a los ciclones extratropicales y a los fenómenos de mesoescala, tales como complejos convectivos y líneas de turbonada. Los vientos fuertes suelen asociarse a tormentas severas y esto se debe principalmente a la generación de corrientes convectivas descendentes, las cuales tienen escalas de decenas de metros a varios kilómetros y duran unos minutos. Estas corrientes descendentes pueden alcanzar

²⁵ <http://www.energiaeolica.gub.uy/index.php?page=mapa-eolico-de-uruguay>

velocidades superiores a los 200 km/h. Los vientos asociados al pasaje de tormentas severas pueden causar extensos daños también debido a la generación de tornados, como el ocurrido en Dolores en 2016. Por otro lado, los ciclones extratropicales tienen escalas más grandes, sinópticas, y la extensión horizontal de los vientos intensos asociados es del orden de cientos de kilómetros pudiendo durar varias horas. La velocidad de los vientos sostenidos (promedio en 10 minutos) en superficie puede alcanzar los 100 km/h en casos extremos, con rachas de viento superiores en zonas costeras. Los ciclones son el principal agente causante de daños importantes en la infraestructura costera ya que sus fuertes vientos no sólo impactan directamente sobre construcciones terrestres, sino que también generan oleaje y suba del nivel del mar. En consonancia con lo anterior, Durañona et al (2016) concluyen que la mayoría de los eventos de viento intenso ocurren en situaciones de actividad convectiva intensa, es decir estarían asociados a complejos convectivos de mesoescala, líneas de turbonada o frentes fríos, y no son de escala sinóptica. Asimismo, Durañona et al (2019) muestran que en la región sureste el pasaje de ciclones intensos tiene un rol más importante (Barreiro et al., p.11).

En cuanto al estudio de los vientos extremos, el análisis de escenarios de cambio climático se ha realizado a través de la caracterización de regímenes típicos de viento, muestran que se han intensificado los eventos de vientos extremos y que los cambios proyectados en los vientos extremos en invierno son robustos, siendo esperable que la frecuencia de ocurrencia de estos eventos siga aumentando en la zona costera. Es importante resaltar que, aunque la frecuencia de ocurrencia de algunos patrones de circulación recurrentes no muestren tendencias significativas, el aumento de humedad consecuencia del calentamiento global puede dar lugar a tormentas y precipitaciones más intensas, que tendrán corrientes convectivas descendentes más fuertes. Este parece ser el caso de otoño y verano, por lo que es esperable que a futuro los eventos de viento extremo se intensifiquen en todo el país, pero principalmente al norte del río Negro, en estas temporadas. En primavera, las proyecciones indican una disminución en los vientos extremos en la región suroeste del país y aumento en el este.

La ocurrencia de fenómenos de vientos severos afecta, principalmente, las líneas de transmisión y distribución eléctricas, generando disruptiones recurrentes en el abastecimiento impactando a los sectores de demanda.

Aumento del Nivel del Mar

El aumento del nivel del mar, en particular por la pérdida de masa de hielo en los polos, puede generar impactos significativos en la infraestructura costera. En el caso de Uruguay el incremento del nivel medio del mar en aguas abiertas próximo a la desembocadura del Río de La Plata, la estimación media con su incertidumbre, definida por el percentil del 5% y del 95%, es de 41,8 [25,6-60,3] cm y 57,9 [35,2-85,4] cm para el escenario RCP4.5 y RCP8.5, respectivamente, para finales de este siglo (IH Cantabria-NAP Costas, p.2).

En lo que refiere al sector energético uruguayo, algunas infraestructuras críticas como la Central Térmica de Punta del Tigre, la Refinería de La Teja y la Terminal del Este, se encuentran ubicadas en zonas bajas sobre la costa. En el caso de Punta del Tigre, puede aumentar el riesgo de inundaciones en la zona de la central, mientras que, en el caso de la Refinería de La

Teja, también, aunque asociado a toda la operativa de la Bahía de Montevideo. En el caso de la Terminal del Este, único punto de recepción de petróleo crudo en el país, a través de una monoboya ubicada 3 km mar adentro, el oleaje afecta a las ventanas de operación y las posibilidades de descarga de grandes buques.

Precipitaciones extremas, inundaciones y tormentas

Las tormentas son uno de los fenómenos climáticos de mayor impacto en la infraestructura energética del país. En general, estos fenómenos asocian precipitaciones extremas -y potenciales inundaciones-, vientos extremos -como se mencionó en el apartado correspondiente- y descargas atmosféricas, que afectan de diferentes maneras al sistema, generando cortes en el suministro eléctrico y potenciales riesgos para el sector hidrocarburos.

Tanto los vientos extremos, como las descargas atmosféricas, son identificados a nivel internacional como las principales causas de cortes por impactos sobre las líneas de transmisión y distribución eléctrica (Yang et al., 2017; Durañona, 2019; Kondrateva et al., 2020). Por otra parte, las tormentas eléctricas pueden generar sobrecargas en cualquier infraestructura eléctrica. A nivel nacional, aunque no se dispone de una recopilación pública de esta información, estos fenómenos también han sido identificados como la principal preocupación para ese segmento de transmisión y distribución.

Las tormentas eléctricas, de alta frecuencia en el país, generan además afectaciones sobre los aerogeneradores, a los que se le debe realizar mantenimientos específicos en sus palas por este motivo. Por otra parte, toda la infraestructura de hidrocarburos, en particular los tanques de almacenamiento requieren de protecciones específicas para evitar incendios y explosiones.

En cuanto a las tormentas en las que precipita granizo, las infraestructuras potencialmente más afectadas son los paneles solares fotovoltaicos, ya que el impacto genera rotura de módulos.

Las inundaciones, pueden ocurrir por el desborde de riberas, asociados a precipitaciones abundantes, generalmente durante varios días, en la cuenca de los ríos; por el desborde de cañadas, que por su menor volumen de agua puede asociarse a fenómenos más puntuales; costeras, ya sea por marea meteorológica, astronómica u oleaje; y de drenaje pluvial urbano, asociado a fenómenos de precipitaciones intensas en zonas urbanas, en las que se sobrepasa la capacidad de drenaje²⁶. El alto nivel del mar puede, además, dificultar el drenaje de inundaciones, acentuando la gravedad de estos fenómenos.

Las inundaciones son potencialmente muy dañinas para cualquier infraestructura energética que se vea expuesta. En particular, algunas infraestructuras críticas como la Refinería de La Teja, en la cual una inundación por drenaje pluvial podría generar daños mayores, como sucedió por ejemplo en la Refinería de La Plata, Argentina, en 2013; la central térmica de Punta del Tigre, la cual se encuentra en una zona baja y en la línea costera; la terminal de distribución de combustibles de Paysandú, que está en zona inundable, y diversas infraestructuras tales

²⁶ Ver Atlas Nacional de Inundaciones y Drenaje Pluvial Urbano. <https://www.gub.uy/ministerio-ambiente/politicas-y-gestion/atlas-nacional-inundaciones-drenaje-pluvial-urbano-version-febrero-2022>

como subestaciones eléctricas, estaciones de servicio, y otras que, bajo escenarios de cambio climático, podrían quedar en zonas que hoy no son inundables pero que sí lo serán en el futuro. En tal sentido, DINAGUA elabora periódicamente los Atlas de Inundaciones, en los que evalúa los riesgos de inundaciones y sus períodos de retorno para la infraestructura civil y la población en todo el territorio nacional, aunque no se incluye un análisis específico de infraestructura energética.

Los estudios realizados para el país dicen que el aumento en el acumulado -de precipitaciones- viene acompañado de un aumento en la frecuencia de ocurrencia de eventos extremos de lluvia y una disminución en el número de días con lluvias débiles para fin de siglo XXI. Estos cambios son mayores para un escenario de mayor uso de combustible fósil (Barreir et al., p.8). A su vez, plantean el aumento de episodios de vientos extremos y tormentas convectivas, fundamentalmente en el norte del país.

Incendios forestales

Los incendios forestales son recurrentes en el país, en particular en la temporada estival. Las altas temperaturas, la baja humedad ambiente, la ausencia de precipitaciones (en particular en períodos de sequías prolongadas) y los vientos fuertes, son factores que favorecen su ocurrencia. Si bien no sería sencillo realizar una proyección bajo escenarios de cambio climático del riesgo de incendios forestales, sí es de esperar que los factores que aumentan el riesgo de ocurrencia de este tipo de incendios se vean intensificados con el cambio climático.

Entre noviembre de 2022 y marzo de 2023 se registraron 3.604 incendios que afectaron un total de 26.260 hectáreas. Los departamentos con mayor superficie afectada fueron Canelones, Río Negro, Artigas, Soriano y Maldonado²⁷. Por otra parte, en 2021 tuvo lugar el incendio forestal más grande registrado en el país, con una afectación mayor a las 37.000 hectáreas en los departamentos de Río Negro y Paysandú, sobre el litoral del Río Uruguay.

Desde el punto de vista del sector energético, el mayor riesgo fue identificado para las líneas e infraestructura de transmisión y distribución, en función de la zona del país en que se encuentren.

²⁷ <https://www.gub.uy/sistema-nacional-emergencias/comunicacion/noticias/balance-temporada-3604-intervenciones-bomberos-26260-hectareas-afectadas>

Parte III: Estrategia de Implementación, Medidas de Adaptación y Seguimiento

Capítulo 6: Estrategia de Implementación

Propósito y Visión Estratégica del NAP-E

El NAP-E tiene como propósito principal contribuir a mejorar la capacidad de adaptación, fortalecer la resiliencia y reducir la vulnerabilidad climática del sector energético. Para ello, es necesario establecer una visión, una estrategia y una serie de medidas concretas de corto, mediano y largo plazo.

Para lograr este propósito, resulta fundamental que la adaptación se defina como un eje transversal del sector energético, es decir, que se incorpore en las decisiones de política energética, en las de la planificación del sistema y sus expansiones, y en el diseño, operación y mantenimiento de las infraestructuras energéticas. En otras palabras, pretende transversalizar la adaptación, en los diferentes niveles, tanto de decisión como técnicos, para que sea considerada como una variable más de la ecuación en los diferentes procesos de decisión del sector, y que el mismo esté alineado con los esfuerzos de descarbonización del sector energético. Esta expectativa, requiere un trabajo de largo aliento, más tratándose de una temática con un grado de madurez relativamente bajo, tanto a nivel nacional como internacional, y en la que necesariamente se va haciendo camino al andar.

Como se menciona varias veces en este documento, la incertidumbre, tanto climática, como del avance tecnológico en el sector energético subyacen a la estrategia planteada en este Plan. Asumiendo que el grado de incertidumbre es alto, y que la adaptación no es una meta estática a la que se arriba a través de diferentes caminos, sino un objetivo móvil al que es necesario acercarse mediante aproximaciones sucesivas, el NAP-E necesariamente asume una estrategia iterativa, adaptativa y flexible, que permite ir incorporando los aprendizajes y los nuevos contextos y desafíos, para cumplir con el propósito de integrar la adaptación a las decisiones cotidianas del sistema. Dicho de otra manera, el NAP-E asume un abordaje de política adaptativa que, en la medida que avance, podrá delinear con mayor precisión los caminos de adaptación, sus árboles de decisión, sus alertas y sus medidas.

Visto de otra manera, la estrategia de adaptación definida y las medidas propuestas, se abocan en instaurar los procesos necesarios para integrar la adaptación. Esto implica tener una visión clara de largo plazo que establezca el deber ser del sector energético, una gobernanza eficaz que direccione el proceso, un sistema de monitoreo, evaluación y aprendizaje (MEL) que permita realizar el seguimiento e identificar los desvíos para actuar en consecuencia; y mecanismos para sensibilizar a los tomadores de decisión, desarrollar las capacidades en los equipos técnicos; sistematizar los análisis de riesgos climáticos y tomar medidas para incrementar la capacidad adaptativa y reducir las vulnerabilidades del sector energético.

Lo anterior, implica que diversos actores involucrados en la toma de decisiones sobre el sector energético incorporen integralmente la adaptación. En tal sentido, el NAP-E ha sido co-construido con una amplia variedad de actores del sector, los cuales han sido consultados en las distintas instancias de la elaboración. En particular, las empresas públicas de energía que, como establece la Política Energética 2005-2030 “son el principal instrumento para la aplicación” de las políticas sectoriales han sido actores de su construcción. Para la etapa de implementación del Plan se propone el mismo principio y se establece un Comité de Dirección compartido entre MIEM, UTE y ANCAP; así como también se prevé contar con puntos focales en diversas instituciones y el establecimiento de mesas técnicas de trabajo para asegurar una adecuada articulación.

Por último, el NAP-E se alinea con las diferentes políticas, planes y compromisos nacionales, comprometiéndose a impulsar la sostenibilidad en un sentido más amplio.

Para lograr este fin, el NAP-E define cinco líneas de acción y tres fases de implementación con ambición creciente, y una visión aspiracional de largo plazo sobre el sector energético y su adaptación para que siga cumpliendo con las funciones fundamentales de brindar acceso de calidad a la energía para toda la población y el sistema productivo. Las medidas de adaptación se definen con precisión para la primera fase (2024-2026), ya que las medidas de las etapas subsiguientes dependerán de los resultados de la primera fase y de los nuevos contextos que se presenten.

Principios del NAP-E

Por lo expuesto anteriormente, se han definido los siguientes principios para la implementación del plan:

Integración

El foco principal del NAP-E es que la adaptación sea integrada positivamente en la toma de decisiones del sector energético; es decir, que la adaptación se transversalice en los procesos de planificación del sistema y en el diseño, operación y mantenimiento de sus infraestructuras.

Esto implica entender la adaptación como un proceso de aprendizaje continuo en el que se debe trabajar junto a los actores del sector creando capacidades y generando información y conocimiento útil, precisamente, para que la adaptación se incorpore en la ecuación de la toma de decisiones.

Iterativo, adaptativo y flexible

Por las características propias de la adaptación, la alta incertidumbre sobre la cual se debe planificar y las condiciones cambiantes, tanto desde el punto de vista climático, como energético e institucional, se plantea un abordaje iterativo, adaptativo y flexible, es decir, que bajo la premisa de que un sistema no puede estar adaptado, se procura lograr la adaptación mediante aproximaciones sucesivas.

Co-construido

La eficacia de las medidas y su implementación depende críticamente del abordaje conjunto con las diversas partes interesadas del sector energético. El enfoque de co-construcción primó durante la etapa de elaboración y será crítico durante la etapa de implementación.

Transparente

La adaptación es un tema de prioridad nacional, por lo que la información generada en el marco del NAP-E se considera un bien público y se socializará a todas las partes interesadas y el público en general, con el fin de proveer de información útil para la toma de decisiones en el sector energético.

Sostenibilidad

Las medidas del NAP-E y su implementación deben contribuir a promover la sostenibilidad en un sentido más amplio, como por ejemplo las sinergias con la mitigación, el avance en el cumplimiento de los ODS, incorporar la perspectiva de género y diversidad y promover la igualdad y el desarrollo social.

Perspectiva de Género

El NAP-E se alinea íntegramente con la Estrategia de Género y Cambio Climático de Uruguay, procurando contribuir a la equidad de género desde diversas aristas. Por un lado, categorizando las medidas de adaptación en función de su sensibilidad al género, procurando el equilibrio en los espacios consultivos y de generación de capacidades y estableciendo indicadores desagregados por sexo, mientras que por otro se busca identificar y evaluar los impactos diferenciales entre varones y mujeres que el cambio climático pueda generar a través del sector energético. Sobre este último punto se desarrolla una medida específica en la primera fase de implementación del NAP-E, con el fin de profundizar en el conocimiento específico y desplegar acciones correctivas a futuro.

Objetivos del NAP-E

Objetivo General

El NAP-E tiene como objetivo principal reducir de forma permanente la vulnerabilidad climática del sector energético uruguayo, para que este siga cumpliendo satisfactoriamente su función esencial de brindar a la población acceso de calidad a la energía y contribuir al desarrollo sostenible del país.

Objetivos Específicos

- Instaurar los procesos, arreglos institucionales y mecanismos de articulación para incorporar la adaptación al cambio climático en los distintos niveles de decisión (estratégica y operativa) del sector energético.
- Sensibilizar y generar capacidades institucionales sobre adaptación en energía a los niveles de decisión y técnicos de las diferentes instituciones públicas y privadas del sector energético en el país
- Avanzar en la generación de información y conocimiento sobre escenarios climáticos y sus impactos en el sector energético en el país.

- Proveer de información útil para la toma de decisiones en la planificación, operación y mantenimiento del sector energético
- Generar capacidades para el análisis de riesgos climáticos de la infraestructura energética actual, futura, y el abordaje de los potenciales riesgos catastróficos.
- Definir la mirada de largo plazo del sector energético y el sistema de monitoreo e indicadores para establecer un enfoque de política adaptativo

Líneas de acción del NAP-E

El NAP-E define cinco líneas de acción que responden a diversas brechas identificadas en el proceso de elaboración, las mismas se describen a continuación. Todas las líneas de acción son de largo plazo, de acción permanente y de ambición creciente durante las tres fases de implementación del plan.

Gobernanza

La adaptación en energía requiere consolidar una gobernanza robusta que permita avanzar en los diferentes frentes de trabajo. En este sentido, resulta fundamental incluir a los principales actores del sector energético, tanto a nivel de decisión como a nivel técnico, para generar una adecuada coordinación e implementación de las medidas propuestas, así como también sistematizar y socializar los aprendizajes.

Esta línea de trabajo define los arreglos institucionales tanto a nivel técnico como estratégico, asegurando que el NAP-E y su implementación sea co-construida entre los principales actores del sector.

Fortalecimiento de capacidades y sensibilización

La adaptación, en términos generales, tiene un nivel de madurez menor que la mitigación. Por lo tanto, existe un menor nivel de entendimiento sobre la problemática, tanto en los equipos técnicos como en los tomadores de decisión. Diseñar, evaluar e implementar medidas de adaptación requiere, antes que nada, un liderazgo comprometido y sensible a la temática y equipos técnicos capaces de llevar adelante las acciones pertinentes.

Si bien el sector energético en Uruguay cuenta con equipos técnicos de buen nivel, el análisis realizado durante la elaboración del NAP-E reveló que era necesario y prioritario impulsar de forma sistemática la sensibilización y la creación de capacidades sobre adaptación en el sector energético en los distintos niveles de forma de equalizar el conocimiento y facilitar su integración a la toma de decisiones.

Esta línea de acción procura asegurar que todos los actores del sector energético estén sensibilizados y cuenten con capacidades para abordar esta temática.

Gestión de información y conocimiento

La información existente sobre los impactos climáticos del sector energético se encuentra de forma dispersa en diversos organismos y la misma no siempre es pública ni suficiente para los intereses específicos de la adaptación. Para identificar y evaluar de forma cuantitativa los

riesgos y tomar mejores decisiones, es necesario poder contar con información adecuada y accesible para todas las partes interesadas.

A través de esta línea se propone precisamente avanzar en superar estas brechas, procurando asegurar un mejor registro y flujo de información sobre las variables hidrometeorológicas, de los fenómenos climáticos, de los costos que genera sobre la infraestructura, el abastecimiento y la demanda energética y de los riesgos a los cuales está expuesta.

Reducción de vulnerabilidades del sector energético

Esta línea busca concretamente que el sector energético se prepare y pueda responder ante las amenazas del cambio climático. Si bien las vulnerabilidades del sistema se describieron, con el nivel de información disponible en la actualidad, en el capítulo 5, es necesario seguir profundizando en el conocimiento sobre las amenazas, su posible evolución, impactos y riesgos sobre el sector energético. La reducción de vulnerabilidades del sector implica acciones a nivel de la planificación, incorporando las tendencias de largo plazo, así como también en otras escalas temporales, como la respuesta a eventos extremos.

Esta línea procura, precisamente, avanzar en el análisis de riesgos del sector energético y sus infraestructuras, para poder gestionarlos adecuadamente, minimizando los daños y pérdidas del sistema y asegurando que siga cumpliendo sus funciones adecuadamente al menor costo posible, considerando fundamentalmente las afectaciones sobre los sectores de demanda, en particular las personas, los servicios esenciales y el sector productivo, con mirada de equidad social.

Monitoreo, Evaluación y Aprendizaje (MEL, por sus siglas en inglés)

Esta última línea de trabajo pretende asentar el proceso de seguimiento y mejora continua, definiendo el sistema de indicadores y las instancias de reporte, jugando un rol fundamental en la implementación del NAP-E, en particular, en el proceso iterativo y como enfoque de política inherentemente adaptativo. En el capítulo 7 se describe esta línea con mayor detalle.

Fases de Implementación del Plan

El NAP-E se plantea en tres fases de implementación, con ambición creciente y flexibles, en consistencia con el abordaje de política adaptativa que subyace al Plan. A continuación, se hace una breve descripción de cada fase y luego, en el diagrama, se pueden apreciar las expectativas para cada una.

A continuación, se presenta un esquema de las fases y líneas de acción y más adelante la descripción de las mismas.

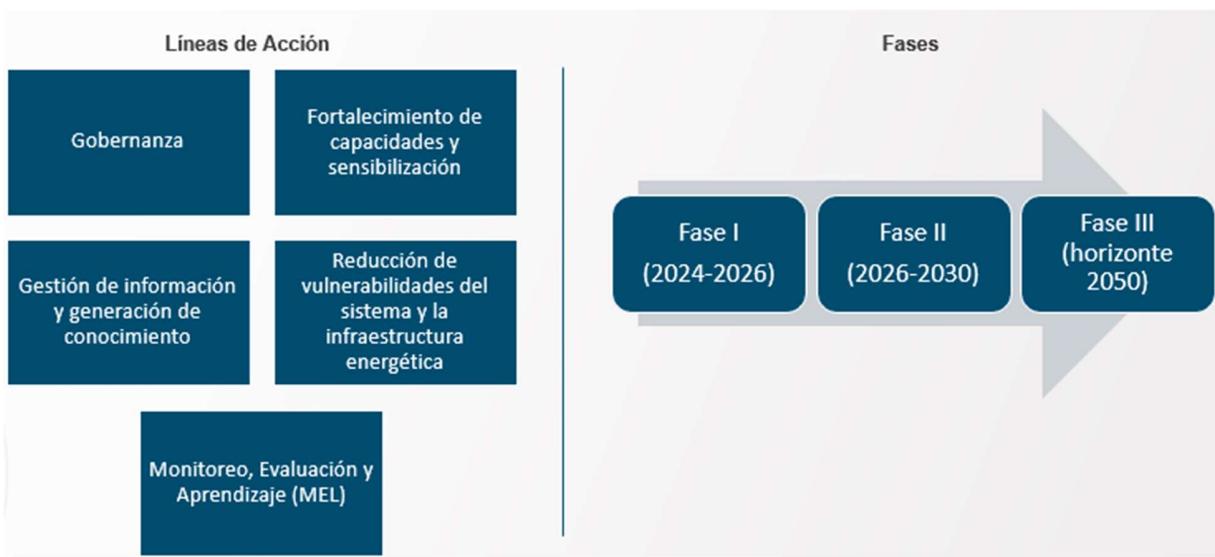


Figura 14: Esquema líneas de acción y fases de implementación

La **Primera Fase de implementación (2024-2026)**, responde a la necesidad de corto plazo de sentar las bases para la incorporación y transversalización de la adaptación en el sector energético. En este sentido, el foco está en instaurar y echar a andar los procesos fundamentales para la integración de la adaptación. Es la fase del Plan para la cual se definen medidas concretas para cada línea de trabajo y tiene su foco en la instauración de una gobernanza eficaz, en la sensibilización y la creación de capacidades en los diferentes niveles de las principales partes interesadas del sector y en avanzar en el desarrollo de los sistemas de información, en el conocimiento climático y en los análisis de riesgos climáticos del sistema y sus infraestructuras y en el desarrollo del sistema de monitoreo, evaluación y aprendizaje.

En la **Segunda Fase de Implementación (2026-2030)**, definida con horizonte al 2030 para que sea consistente con los plazos de las CDNs, se espera que dé continuidad y que profundice sobre los logros y resultados de la Primera Fase, en particular, avanzando sobre un plan de inversiones para la adaptación. Se prevé una revisión mayor del NAP-E a mediados de este período, que incorpore los avances en cuanto a información climática y la situación del sector energético; y la definición de las medidas de la fase subsiguiente, con horizonte 2035, alineado a la CDN correspondiente. Se estima que aún no es posible definir medidas específicas para esta fase, dado que su definición está supeditada a los resultados de la primera fase y de los indicadores del MEL.

La **Tercera Fase de Implementación (2030-2050)**, dará continuidad al proceso iterativo y de adaptación progresiva. No es posible definir medidas concretas para esta fase en el momento actual, aunque sí una visión aspiracional del sector energético, y un mecanismo de gobernanza y seguimiento de la adaptación para aproximarse iterativamente a esta.

Expectativas primera fase

- Gobernanza instaurada y funcionando adecuadamente
- Fortalecer las capacidades de los equipos técnicos de las diferentes instituciones en materia de adaptación al cambio climático en el sector energía.
- Tomadores de decisión adecuadamente informados y sensibilizados sobre la temática
- Haber avanzado significativamente en el desarrollo de un sistema de gestión de información energética y climática para la adaptación.
- Haber desarrollado estudios bajo escenarios de cambio climático de las amenazas y fenómenos climáticos identificados como prioritarios para su abordaje
- Haber avanzado significativamente en el conocimiento y las capacidades de análisis y gestión de riesgos climáticos por parte de las empresas operadoras del sistema.
- Haber avanzado significativamente en la capacidad de análisis de riesgos para el diseño de nueva infraestructura y en la evaluación preliminar de los riesgos potencialmente catastróficos.
- Sistema MEL implementado y funcionando adecuadamente
- Plan de medidas de adaptación para el período 2026-2030

Expectativas segunda fase

- Desarrollo y puesta en implementación de un plan de inversiones para la reducción del riesgo climático.
- Sistematización de los procesos de análisis y gestión de riesgo climático, tanto para el sistema y la infraestructura existente y nueva
- Profundización en el conocimiento de las amenazas climáticas
- Primera revisión mayor del NAP-E realizada
- Medidas definidas para la CDN2 cumplidas
- Plan de medidas de adaptación para el período 2030-2035 definidas, en línea con la CDN correspondiente y otros compromisos que suma el país en materia de adaptación.

Expectativas tercera fase

- Un sector energético con la adaptación plenamente incorporada en sus procesos de decisión a nivel de la planificación, diseño, operación y mantenimiento del sector energético y sus infraestructuras.

Medidas de Adaptación (Fase I)

A continuación, se listan brevemente las medidas de adaptación para la Primera Fase de Implementación del NAP-E. El detalle de estas medidas puede consultarse en el Anexo I.

Línea de Acción	Medidas (Fase I)
Gobernanza	<ul style="list-style-type: none"> 1. Conformación del Comité de Dirección Estratégico 2. Conformación del Grupo de Trabajo Técnico interinstitucional para la adaptación en el sector energía
Fortalecimiento de capacidades y sensibilización	<ul style="list-style-type: none"> 3. Sensibilización de los niveles de decisión y los equipos técnicos 4. Elaboración e implementación de un plan de capacitación permanente para los equipos técnicos
Gestión de información y generación de conocimiento	<ul style="list-style-type: none"> 5. Diagnóstico de brechas de información y conocimiento climático para la adaptación en el sector energético 6. Desarrollo de un sistema de gestión de información energética para la adaptación 7. Análisis de los potenciales impactos climáticos del sistema energético sobre los sectores de consumo 8. Estimar los costos de la “no adaptación” 9. Implementación de estudios de escenarios climáticos sobre variables/fenómenos prioritarios para el sector energético
Reducción de vulnerabilidades del sector energético	<ul style="list-style-type: none"> 10. Análisis (screening) de infraestructura expuesta a riesgo de inundación 11. Análisis preliminar de afectaciones del cambio climático en el marco de la actualización de las normas ISO 12. Desarrollar planes de adecuación de la infraestructura energética existente ante eventos extremos 13. Generación de recomendaciones para incorporar análisis de riesgos del cambio climático en nuevas infraestructuras. 14. Análisis exploratorio de vulnerabilidad ante riesgos catastróficos. 15. Plan de género del NAP-E
Monitoreo, Evaluación y Aprendizaje (MEL)	<ul style="list-style-type: none"> 16. Crear capacidades en el diseño y seguimiento de indicadores de capacidad adaptativa 17. Desarrollo e implementación del sistema de monitoreo, evaluación y aprendizaje (MEL)

Capítulo 7: Monitoreo, Evaluación y Aprendizaje (MEL)

El seguimiento adecuado de la adaptación del sector energético y del propio NAP-E implica la definición de un set de indicadores e instancias de revisión que permita identificar desvíos y definir medidas correctivas. Por lo tanto, el sistema de Monitoreo, Evaluación y Aprendizaje (MEL, por sus siglas en inglés) juega un rol fundamental para la implementación de una estrategia de adaptación como la que se ha definido para el NAP-E, es decir, adaptativa y flexible, y que entiende la adaptación como un proceso de trabajo iterativo integrado en las decisiones de planificación, operación y mantenimiento del sector energético.

De esta manera, el MEL, junto a la gobernanza, son los dos ejes que guiarán las definiciones estratégicas y la implementación del NAP-E, mientras que el resto de las líneas de trabajo del NAP-E tienen su foco en acciones concretas para la reducción de las vulnerabilidades identificadas.

El MEL define dos aspectos fundamentales, en primer lugar, las instancias de revisión y reporte de avances del NAP-E y en segundo lugar, los indicadores a monitorear.

Como se puede apreciar debajo, el esquema de revisión plantea instancias de revisión periódica, de seguimiento, y estratégica, en que una revisión mayor es necesaria.

Instancias de revisión

1. Informes de avance y seguimiento anuales.
2. Revisión a año cerrado en función de los indicadores del MRV.
3. Revisión estratégica al cierre de cada fase (2026 y 2030), con instancia intermedia propuesta para 2028, alineado a los períodos de las CDNs.

En cuanto a los indicadores, los mismos se definen en varias capas y buscan dar seguimiento de forma simultánea a diferentes aspectos de interés

El primer grupo de indicadores aborda el desempeño general del sector energético, ya que, en última instancia, esto permitirá decir si el mismo está cumpliendo con sus funciones fundamentales de proveer energía segura, asequible y sostenible a la población y el sector productivo y si está sufriendo disruptiones significativas por aspectos climáticos. En general, son indicadores que tienen vínculo con los utilizados por los distintos organismos del Estado para monitorear el sistema energético y que se publican regularmente como, por ejemplo, el Balance Energético Nacional, informes de UTE, ADME, ANCAP, URSEA o DNE, entre otros. Por otra parte, el sentido de creación de algunos indicadores responde a otros motivos y pueden requerir complementarse, para evidenciar la vinculación climática de los impactos en el desempeño. Además, el hecho de que un sistema se esté desempeñando de forma satisfactoria no implica que realmente sea resiliente o que esté efectivamente adaptado y adaptándose al cambio climático.

Ejemplos de indicadores a analizar: Costo de abastecimiento de la demanda eléctrica (CAD), Costos de abastecimiento de combustibles, Emisiones del sector energético / factor de emisión del sistema interconectado nacional (SIN), Indicadores de calidad de servicio.

También se define un segundo grupo de indicadores que pretende monitorear las amenazas, la vulnerabilidad y los impactos climáticos sobre el sector energético, es decir, el riesgo climático. Este segundo grupo de indicadores tiene como objetivo identificar si las amenazas identificadas se están intensificando y si se están produciendo afectaciones (daños y pérdidas) por motivos climáticos. Este aspecto es fundamental para evaluar los riesgos y la costo-efectividad de las medidas de adaptación y su priorización. Por último, dentro de este segundo grupo se encuentran diversas medidas que pretenden evaluar la capacidad adaptativa del sistema, para evaluar si, por ejemplo, las infraestructuras actuales o futuras están preparadas para soportar y responder ante los riesgos climáticos, o si la planificación energética está incorporando la última información y conocimiento sobre escenarios climáticos.

Ejemplo de indicadores a analizar: seguimiento de variables hidrometeorológicas y fenómenos climáticos que representan amenazas para el sector energético (temperatura, precipitaciones, vientos, radiación, eventos extremos, entre otros), daños y pérdidas sobre el sector energético, seguimiento de exposición y capacidad adaptativa (análisis de riesgos en infraestructuras críticas y nuevas).

Un último grupo de indicadores está vinculado a la gestión propia del NAP-E, es decir, miden el progreso en la implementación y si se está cumpliendo adecuadamente con los avances comprometidos.

Ejemplo de indicadores a analizar: % de avance de cada una de las medidas de adaptación definidas.

La definición precisa de los indicadores se realizará durante la implementación del NAP-E. Se han definido dos medidas específicas para la primera fase que apuntan a tal fin. Esto se debe a que la definición de indicadores requiere un trabajo con los diferentes organismos generadores de información para desarrollar indicadores medibles y sostenibles en el tiempo. Por otra parte, durante la etapa de preparación del NAP-E se identificaron brechas de conocimiento en indicadores de capacidad adaptativa, las cuales se abordan en la primera fase de implementación.

Anexo I: Descripción de las Medidas de Adaptación de la Fase I

Medida 1

Nombre de la Medida	Conformación del Comité de Dirección Estratégico
Línea de Acción	Gobernanza
Brecha identificada	Transversalizar la adaptación implica la coordinación a nivel estratégico con organismos y empresas clave para la definición, implementación y seguimiento de las medidas y sus resultados
Objetivo	Asegurar la consistencia y la coordinación de las acciones entre el MIEM, responsable de la política energética, UTE y ANCAP, empresas estatales energéticas con un rol determinante en la planificación energética, la inversión, la operación y el mantenimiento de la infraestructura
Descripción	Establecer un Comité de Dirección de alto nivel, conformado por el MIEM, ANCAP y UTE, responsable de definir, implementar y dar seguimiento a las medidas de adaptación y el enfoque estratégico del NAP-E y su vinculación a nivel nacional e internacional, de forma de asegurar el trabajo conjunto entre estos actores, la consistencia de los esfuerzos de adaptación en el sector.
Acciones	<ul style="list-style-type: none"> - Designar a los representantes de MIEM, UTE y ANCAP que conformarán el Comité de Dirección - Definir el funcionamiento del mismo - Definir equipo de coordinación del NAP-E - Aprobar el Programa de acción de la primera fase
Entidad Responsable	ANCAP, MIEM, UTE
Otras entidades	-
Plazo de ejecución	Inmediato, tras la aprobación del Plan
Requerimientos	Contratación de un coordinador
Financiamiento	No aplica
Sensibilidad al género	a definir
Verificación	Comité establecido y funcionando, resoluciones de designación, actas de las reuniones, coordinador designado

Medida 2

Nombre de la Medida	Conformación del Grupo de Trabajo Técnico interinstitucional para la adaptación en el sector energía
Línea de Acción	Gobernanza
Brecha identificada	Transversalizar la adaptación implica la coordinación a nivel técnico con organismos y empresas clave para la definición, implementación y seguimiento de las medidas y sus resultados
Objetivo	Contar con un grupo de trabajo colaborativo y permanente en el cual participen los niveles técnicos de los diversos organismos con responsabilidad sobre el sector energético y su adaptación, de forma de facilitar la implementación de las medidas de adaptación.
Descripción	La adaptación implica la articulación de diversos saberes y responsabilidades institucionales, tanto del sector público, como del sector privado y la academia. El Grupo de Trabajo Técnico permitirá, precisamente, coordinar adecuadamente los esfuerzos de adaptación, facilitar la coordinación institucional, aprovechar las sinergias existentes y lograr una mayor apropiación de la temática a nivel técnico. Entre otras funciones, servirá como espacio de intercambio de conocimiento y aprendizajes, coordinación técnica de acciones de adaptación, asegurando su transversalización.
Acciones	<ul style="list-style-type: none"> - Designar oficialmente a los puntos focales en las instituciones definidas y establecer su funcionamiento - Definir, siempre que corresponda y el grupo lo entienda conveniente, mesas de trabajo técnicas para el abordaje de diversas temáticas de adaptación en energía - Elaborar propuesta de Programa para la primera fase de implementación
Entidad Responsable	ANCAP, MIEM, UTE,
Otras entidades	ADME, ALUR, ANCAP, AUGPEE, CTM-Salto Grande, INUMET, MA-DINACC, MA-DINAGUA, OPP, SINAЕ, SNRCC, UDELAR (FCIEN y FING), URSEA y UTE y otras que se identifiquen por parte del propio grupo de trabajo
Plazo de ejecución	Inmediato, tras la aprobación del Plan
Requerimientos	Coordinador contratado y recursos humanos de las instituciones responsables
Financiamiento	No aplica
Sensibilidad al género	a definir
Verificación	Grupo de Trabajo en funcionamiento, designaciones realizadas, reporte anual de actuación

Medida 3

Nombre de la Medida	Sensibilización de los niveles de decisión y los equipos técnicos
Línea de Acción	Fortalecimiento de capacidades y sensibilización
Brecha identificada	La transversalización de la adaptación implica contar con un liderazgo sensible al tema y bien informado que facilite la incorporación de la adaptación en la toma de decisiones, así como también de equipos técnicos con entendimiento sobre la temática. Sin embargo, tanto los tomadores de decisión de los diferentes organismos de gobierno y empresas públicas como sus equipos técnicos, no necesariamente tienen el entendimiento sobre la temática o no están bien informados sobre la misma, lo cual hace que la adaptación no sea adecuadamente considerada las decisiones. Esto, a su vez, genera desafíos en la capacidad de acción de los equipos técnicos.
Objetivo	Sensibilizar a los niveles de decisión del gobierno, las empresas estatales y otros actores del sector energético para facilitar la incorporación de la adaptación en la toma de decisiones del sector energético.
Descripción	Realizar una campaña de sensibilización a los tomadores de decisión del sector energético y los equipos técnicos de las diferentes instituciones, a través de diversas acciones a la medida de cada actor. En general, se espera generar instancias cortas de intercambio con decisores y más largas con los equipos técnicos, en las que se presenten de forma sucinta la problemática de la adaptación en energía, el NAP-E, los avances en el país, los riesgos climáticos y el rol de la organización
Acciones	<ul style="list-style-type: none"> - Preparación, coordinación y ejecución de instancias breves de sensibilización (30'-1h) con tomadores de decisión - Preparación, coordinación y ejecución de instancias de sensibilización con los equipos técnicos de las instituciones relevantes - Establecer un canal de comunicación permanente para futuras instancias de actualización
Entidad Responsable	Comité de Dirección NAP-E
Otras entidades	ADME, ALUR, ANCAP, AUGPEE, Congreso de Intendentes, CTM-Salto Grande, INUMET, MA-DINACC, MA-DINAGUA, OPP, Parlamento Nacional, SINAE, SNRCC, UDELAR (FCIEN y FING), URSEA, UTE y otras que se identifiquen
Plazo de ejecución	1 año y 1/2

Requerimientos	Consultoría para preparación de materiales y realización de reuniones con tomadores de decisión y los equipos técnicos de las entidades que se definan
Financiamiento	A definir
Sensibilidad al género	a definir
Verificación	Instancias de intercambio con las entidades definidas realizadas

Medida 4

Nombre de la Medida	Elaboración e implementación de un plan de capacitación permanente para los equipos técnicos
Línea de Acción	Fortalecimiento de capacidades y sensibilización
Brecha identificada	Se requiere nivelar el conocimiento de los equipos técnicos de las diferentes entidades del sector energético en aspectos específicos sobre adaptación al cambio climático, así como también de los avances y estudios realizados para el país, incluidos los del propio NAP-E. Este aspecto limita la capacidad de los equipos técnicos de incorporar la adaptación y, en consecuencia, la implementación de medidas.
Objetivo	Proveer del conocimiento técnico y mantener actualizados sobre adaptación en energía a los equipos técnicos de las diferentes entidades del sector.
Descripción	A través de instancias de capacitación e intercambio se transmitirá a los equipos técnicos de las diferentes instituciones del sector energía, conocimientos sobre adaptación y de los avances que se realicen para el país. Se espera tener mínimamente instancias anuales de capacitación y discusión, e instancias ad-hoc en función de novedades que así lo ameriten (presentación de resultados de estudios, etc.)
Acciones	- Elaborar un plan de capacitación sobre adaptación al cambio climático para los equipos técnicos y establecer mecanismo de actualización permanente. - Implementar el plan de capacitación de la primera fase
Entidad Responsable	Comité de Dirección NAP-E
Otras entidades	ADME, ALUR, ANCAP, AUGPEE, CTM-Salto Grande, INUMET, MA-DINACC, MA-DINAGUA, OPP, SINAE, SNRCC, UDELAR (FCIEN y FING), URSEA, UTE y otros que se identifiquen y otras que se estime conveniente
Plazo de ejecución	1 año y 1/2
Requerimientos	Consultoría para preparación de materiales y realización de las capacitaciones
Financiamiento	A definir
Sensibilidad al género	a definir
Verificación	Instancias de capacitación realizadas

Medida 5

Nombre de la Medida	Diagnóstico de brechas de información y conocimiento climático para la adaptación en el sector energético
Línea de Acción	Gestión de información y generación de conocimiento
Brecha identificada	El estudio de las amenazas climáticas para el sector energético requiere de información de base, registros y series largas y consistentes que permitan realizar estudios de escenarios climáticos. Esa información no siempre está disponible en el país o puede presentar ciertas brechas (en los registros, en la apertura territorial, en la historia de la serie, etc.) para los intereses del sector energético.
Objetivo	Disponer de una línea de base de la información y el conocimiento climático en el país con el fin de priorizar los estudios sobre escenarios climáticos a realizar, así como de un camino crítico para el cierre de brechas
Descripción	El informe de brechas deberá realizar una línea de base de la información y conocimiento sobre amenazas climáticas disponible en el país, estableciendo cómo puede ser aprovechado el conocimiento ya generado, así como también qué es posible estudiar con la información disponible y cómo superar las brechas de aquello que sería deseable pero no podría abarcarse actualmente; proveyendo información útil para la priorización y ejecución de estudios de profundización.
Acciones	Realizar un estudio que defina una línea de base sobre información y conocimiento climático para la adaptación en energía, y las prioridades para su cierre.
Entidad Responsable	MIEM
Otras entidades	FCIEN
Plazo de ejecución	6 meses
Requerimientos	Requiere consultoría experta
Financiamiento	A definir
Sensibilidad al género	a definir
Verificación	Estudio publicado

Medida 6

Nombre de la Medida	Desarrollo de un sistema de gestión de información energética para la adaptación
Línea de Acción	Gestión de información y generación de conocimiento
Brecha identificada	La planificación y gestión de la adaptación requiere disponer con información adecuada. Si bien el sector energético cuenta con buena información, la misma suele encontrarse dispersa y no necesariamente atiende a las necesidades específicas de la adaptación.
Objetivo	Disponer de un sistema de gestión de información energética para la planificación y gestión de la adaptación.
Descripción	Diseñar e implementar un sistema de gestión de información energética para la adaptación, que incluya al menos, la gobernanza, los datos de entrada, de salida, y los flujos de información para asegurar el seguimiento de las amenazas y los impactos climáticos sobre el sector, en coordinación con las empresas e instituciones públicas relevantes.
Acciones	<ul style="list-style-type: none"> - Definición de la información a monitorear, los flujos, las fuentes y la gobernanza de los datos, en acuerdo con las entidades generadoras de los datos - Adaptación, en acuerdo con las entidades generadoras de datos, de la información a recopilar y reportar - Implementación del sistema de información para seguimiento de amenazas e impactos climáticos - Elaboración de informe de seguimiento que establezca avances, brechas y acciones para superarlas - Desarrollar y poner en marcha el repositorio de información y su estrategia de socialización.
Entidad Responsable	Comité de Dirección
Otras entidades	ADME, ANCAP, DINAGUA, INUMET, URSEA, UTE y todas las entidades que generan información relevante para la adaptación en energía.
Plazo de ejecución	2 años
Requerimientos	Requiere una consultoría diseñar el sistema, posiblemente también soluciones de IT
Financiamiento	A definir
Sensibilidad al género	a definir
Verificación	Sistema de información implementado y en funcionamiento

Medida 7

Nombre de la Medida	Análisis de los potenciales impactos climáticos del sistema energético sobre los sectores de consumo
Línea de Acción	Gestión de información y generación de conocimiento
Brecha identificada	<p>Los impactos del cambio climático sobre el sector energético afectan el cometido de asegurar la disponibilidad de un servicio esencial. Esto impacta sobre todos los sectores de producción de bienes y servicios, comercio y residencial.</p> <p>Por otra parte, los diferentes grupos sociales vulnerables, reforzados en distintas interseccionalidades están más expuestos a los impactos negativos.</p> <p>Si bien el país cuenta con buena información de base sobre las interrupciones del suministro energético, no se conoce en profundidad sobre qué sectores y grupos poblacionales recae con mayor impacto.</p>
Objetivo	Generar información sobre las vulnerabilidades de los distintos sectores de demanda de energía, ante los impactos del cambio climático, incluyendo el análisis de género y generaciones y otras vulnerabilidades sociales.
Descripción	<p>Realizar un estudio sobre las vulnerabilidades de los distintos sectores de demanda de energía, ante los impactos del cambio climático, incluyendo el análisis de género y generaciones y considerando otras vulnerabilidades sociales.</p> <p>Este estudio aportará a la definición de acciones dirigidas a reducir la vulnerabilidad en los sectores del consumo y al Plan de Género de la segunda fase del NAP-E, generando insumos para la interacción con otras políticas, proyectos, programas y cometidos institucionales.</p>
Acciones	Elaborar un estudio que genere información sobre las vulnerabilidades climáticas de los distintos sectores de demanda, así como recomendaciones para reducir las vulnerabilidades identificadas.
Entidad Responsable	Comité de Dirección NAP-E
Otras entidades	MA-Dinacc
Plazo de ejecución	2 años
Requerimientos	Consultoría experta
Financiamiento	A definir
Sensibilidad al género	a definir
Verificación	Informe publicado

Medida 8

Nombre de la Medida	Estimar los costos de “no adaptarse”
Línea de Acción	Gestión de información y generación de conocimiento
Brecha identificada	Los altos niveles de incertidumbre, en parte, por la complejidad de realizar estimaciones sobre los impactos climáticos al sector energético, dificultan la realización de análisis costo-beneficio y la evaluación de la efectividad de las medidas de adaptación y el diálogo con tomadores de decisión
Objetivo	Disponer de estimaciones del costo de “no adaptarse” que facilite la comunicación de la línea de base de los impactos del cambio climático en el sector y la evaluación de medidas de adaptación
Descripción	La planificación de la adaptación requiere de información adecuada para la definición de medidas. Contar con una línea de base sobre el costo de “no adaptarse” que considere los diversos escenarios climáticos y las distintas cadenas de valor energéticas, facilitaría la evaluación de medidas efectivas de adaptación, así como el diálogo con tomadores de decisión y otras partes interesadas.
Acciones	Realizar un estudio para el país que estime el costo de “no adaptarse” en el sector energía
Entidad Responsable	Comité de Dirección NAP-E
Otras entidades	MEF, MA, OPP
Plazo de ejecución	2 años
Requerimientos	Requiere una consultoría experta
Financiamiento	A definir
Sensibilidad al género	a definir
Verificación	Informe sobre el costo de “no adaptarse” publicado

Medida 9

Nombre de la Medida	Implementación de estudios de escenarios climáticos sobre variables/fenómenos prioritarios para el sector energético
Línea de Acción	Gestión de información y generación de conocimiento
Brecha identificada	Si bien se cuenta con información de valor sobre escenarios climáticos para el país, es necesario profundizar en el conocimiento en las amenazas específicas para el sector energético e informar a los decisores y equipos técnicos a cargo de la planificación del sistema, su operación y mantenimiento y el diseño y gestión de la integridad de las infraestructuras.
Objetivo	Proveer información y conocimiento útil sobre la posible evolución de las variables y fenómenos climáticos relevantes para el sector energético, para que sea incorporada en la planificación del sector energético y su adaptación.
Descripción	El diseño de medidas de adaptación requiere, necesariamente, disponer de información que permita evaluar las vulnerabilidades del sector ante el cambio climático. El desarrollo de escenarios climáticos para aquellas amenazas que se prioricen por su potencial impacto en el sector energético es fundamental para comprender las vulnerabilidades y la costo-efectividad de las medidas de adaptación.
Acciones	<ul style="list-style-type: none"> - Realizar un informe(s) sobre escenarios climáticos para las variables o fenómenos priorizados para la planificación del sistema energético, su infraestructura, y su adaptación. - Desarrollar un mecanismo que asegure que dichos informes sean incorporados a la planificación energética, y la operación y mantenimiento del sistema y la gestión de integridad de sus infraestructuras. - Desarrollar un orden de prioridad para futuros estudios que hoy no se puedan realizar ya sea porque no son prioritarios o porque no se dispone de información suficiente. - Brindar máxima divulgación de sus resultados
Entidad Responsable	Comité de Dirección NAP-E
Otras entidades	FCIEN
Plazo de ejecución	2 años
Requerimientos	Requiere de consultorías, depende de finalmente cuántas amenazas se deseé estudiar
Financiamiento	A definir
Sensibilidad al género	a definir

Verificación	Estudios realizados, divulgados y apropiados por las instituciones correspondientes
--------------	---

Medida 10

Nombre de la Medida	Análisis (screening) de infraestructura expuesta a riesgo de inundación
Línea de Acción	Reducción de vulnerabilidades del sector energético
Brecha identificada	Las inundaciones son una amenaza relevante para la infraestructura energética en el país, fundamentalmente la distribución eléctrica y activos críticos potencialmente expuestos. A pesar de que se dispone de información sobre líneas de inundación, sus períodos de retorno, sobre escenarios de cambio climático, y sobre la ubicación precisa de la infraestructura energética, y que se realiza el análisis de riesgo de inundaciones para infraestructura urbana, no se ha realizado este cruzamiento con los activos del sector energético.
Objetivo	Realizar un screening de riesgo de inundación sobre infraestructura energética para identificar activos potencialmente expuestos, y planificar su adecuación o relocalización.
Descripción	Realizar un informe que evalúe el grado de exposición de los activos energéticos a la amenaza de inundación, y su potencial impacto sobre el sistema energético en su conjunto, de forma de poder desarrollar intervenciones para la adaptación de los activos existentes, así como también para considerarlo en futuros desarrollos de infraestructura.
Acciones	Realizar un informe sobre la exposición de activos energéticos a riesgo de inundaciones, considerando escenarios de cambio climático
Entidad Responsable	Comité de Dirección NAP-E
Otras entidades	DINAGUA
Plazo de ejecución	1 año y 1/2
Requerimientos	Se procura realizar con recursos de los ministerios y las empresas
Financiamiento	A definir
Sensibilidad al género	a definir
Verificación	Informes publicados

Medida 11

Nombre de la Medida	Análisis preliminar de afectaciones del cambio climático en el marco de la actualización de las normas ISO
Línea de Acción	Reducción de vulnerabilidades del sector energético
Brecha identificada	Una normativa reciente de ISO exige que todas aquellas empresas que están certificadas en sus sistemas de gestión, en particular el de calidad (ISO 9001) y ambiental (ISO 14001) deberán identificar y asentar los efectos del cambio climático en sus operaciones y partes interesadas, antes del cierre de 2024, para sostener la certificación. Esto representa una oportunidad para trabajar en la identificación de vulnerabilidades y en la transversalización de la adaptación en las empresas del sector, ya que necesariamente deberán hacer este ejercicio.
Objetivo	Integrar la planificación y gestión de la adaptación en las empresas del sector alineándola con estándares internacionales
Descripción	Trabajar en conjunto a las empresas del sector y establecer canales de comunicación permanentes para apoyar la identificación y gestión de los efectos del cambio climático y las vulnerabilidades, en el marco de los estándares y certificaciones ISO, como paso preliminar para la elaboración de planes de adecuación de la infraestructura, la alineación con estándares internacionales sobre adaptación y la integración de la adaptación en la gestión de las empresas
Acciones	<ul style="list-style-type: none"> - Compartir con UTE y ANCAP los resultados de los talleres de riesgos sobre la infraestructura. - Compartir información útil a las empresas del sector para apoyar la identificación de los impactos del cambio climático - Realizar talleres y reuniones bilaterales de intercambio para la identificación de los impactos del cambio climático y realizar un informe de sistematización
Entidad Responsable	Comité de Dirección NAP-E
Otras entidades	UNIT, empresas certificadas
Plazo de ejecución	1 año
Requerimientos	Se procura realizar con recursos de los ministerios y las empresas
Financiamiento	A definir
Sensibilidad al género	a definir
Verificación	Informe de sistematización

Medida 12

Nombre de la Medida	Desarrollar planes de adecuación de la infraestructura energética existente ante eventos extremos
Línea de Acción	Reducción de vulnerabilidades del sector energético
Brecha identificada	El cambio climático puede acarrear nuevas amenazas o intensificar las existentes, modificando el perfil de riesgos, tanto de las infraestructuras energéticas actuales como de las que se desarrollarían en el futuro. Si bien el diseño, la operación y el mantenimiento de las infraestructuras se realiza bajo estándares y normas internacionales, éstos no necesariamente están adaptados a un aumento previsible de la frecuencia e intensidad de ciertos eventos extremos.
Objetivo	Sistematizar el análisis los riesgos del cambio climático para la infraestructura energética actual
Descripción	Realizar un análisis de riesgos del cambio climático y elaborar un plan de adecuación de aquella infraestructura que se considere crítica para el sistema energético o que se encuentre altamente expuesta al riesgo climático. Dicho plan debería contener un plan de acción con un monto estimado de inversión.
Acciones	<ul style="list-style-type: none"> - Definir un orden de prioridades (infraestructura crítica) y una metodología para el análisis de riesgos del cambio climático en la infraestructura existente - Realizar los análisis de riesgos y definir un plan de adecuación de infraestructura crítica
Entidad Responsable	Comité de Dirección NAP-E
Otras entidades	
Plazo de ejecución	2 años
Requerimientos	Puede requerir consultoría externa, pero requiere también recursos de las empresas
Financiamiento	A definir
Sensibilidad al género	a definir
Verificación	Planes de adecuación realizados

Medida 13

Nombre de la Medida	Desarrollar un informe de recomendaciones para incorporar análisis de riesgos del cambio climático en nuevas infraestructuras
Línea de Acción	Reducción de vulnerabilidades del sector energético
Brecha identificada	El cambio climático puede acarrear nuevas amenazas o intensificar las existentes, modificando el perfil de riesgos, tanto de las infraestructuras energéticas actuales como de las que se desarrollarían en el futuro. Si bien el diseño, la operación y el mantenimiento de las infraestructuras se realiza bajo estándares y normas internacionales, éstos no necesariamente están adaptados a un aumento previsible de la frecuencia e intensidad de ciertos eventos extremos.
Objetivo	Sistematizar las brechas para la incorporación de análisis de riesgos del cambio climático para nueva infraestructura energética
Descripción	Realizar un informe de recomendaciones para la incorporación de una metodología de análisis de riesgos del cambio climático en infraestructura energética, con foco en nueva infraestructura energética.
Acciones	<ul style="list-style-type: none"> - Análisis de las diferentes metodologías existentes para análisis de riesgos del cambio climático en nueva infraestructura - Desarrollo de un informe de recomendación para la adopción de dichas metodologías
Entidad Responsable	Comité de Dirección NAP-E
Otras entidades	OPP e instituciones que establecen estándares de diseño
Plazo de ejecución	2 años
Requerimientos	Consultoría experta
Financiamiento	A definir
Sensibilidad al género	a definir
Verificación	Informe de recomendaciones realizado

Medida 14

Nombre de la Medida	Análisis exploratorio de vulnerabilidad ante riesgos catastróficos
Línea de Acción	Reducción de vulnerabilidades del sector energético
Brecha identificada	Se estima que el cambio climático puede incrementar la frecuencia e intensidad de los fenómenos extremos, aumentando la probabilidad de ocurrencia o modificando los potenciales riesgos catastróficos para el sector energético. En tal sentido, resulta necesario realizar un análisis exploratorio de dichos riesgos para preparar al país para abordarlos adecuadamente.
Objetivo	Realizar un análisis exploratorio de vulnerabilidad y riesgos catastróficos, con el fin de generar insumos para preparar al país
Descripción	Mediante un proceso de consulta y talleres con los actores del sector, se procura identificar las amenazas capaces de generar impactos catastróficos en el sistema energético uruguayo y definir una hoja de ruta para su abordaje.
Acciones	Implementar un proceso de consulta para identificar y sintetizar en un reporte los riesgos climáticos potencialmente catastróficos para el país y una estrategia de abordaje.
Entidad Responsable	Comité de Dirección NAP-E
Otras entidades	SINAЕ, Academia
Plazo de ejecución	2 años
Requerimientos	Puede requerir una consultoría para implementar la metodología de consulta y la síntesis de los aprendizajes además de recursos de las instituciones
Financiamiento	A definir
Sensibilidad al género	a definir
Verificación	Informe de síntesis publicado

Medida 15

Nombre de la Medida	Plan de género del NAP-E
Línea de Acción	Reducción de vulnerabilidades del sector energético
Brecha identificada	Las medidas del NAP-E propuestas requieren del análisis de la categorización de la sensibilidad al género y asegurar los mecanismos para incorporar de manera integral la perspectiva de género a las acciones de adaptación que se definan en el marco del NAP-E
Objetivo	Incorporar la visión de género en las medidas del NAP-E y establecer un plan de acción para asegurar su integración.
Descripción	Desarrollar el análisis de género de las medidas propuestas en el NAP-E y definir las acciones para abordar las brechas de género. En el desarrollo de otras medidas como la de análisis del impacto sobre los sectores del consumo se generará información adicional que permitirá una revisión del alcance y proponer nuevas acciones para responder a las brechas que allí se identifiquen.
Acciones	Elaboración e implementación del Plan de género del NAP-E
Entidad Responsable	Comité de Dirección NAP-E
Otras entidades	MA-Dinacc
Plazo de ejecución	2 años
Requerimientos	Consultoría externa
Financiamiento	A definir
Sensibilidad al género	a definir
Verificación	Plan de género elaborado

Medida 16

Nombre de la Medida	Crear capacidades en el diseño y seguimiento de indicadores de capacidad adaptativa
Línea de Acción	Monitoreo, evaluación y aprendizaje
Brecha identificada	El plan de adaptación requiere definir una serie de indicadores que permitan gestionar la vulnerabilidad climática y sus desvíos. Los conocimientos sobre indicadores de capacidad adaptativa son escasos en el país, por lo que resulta necesario profundizar las capacidades en esta área ya que es uno de los principales componentes de la vulnerabilidad climática.
Objetivo	Crear capacidades en el país sobre gestión e indicadores de capacidad adaptativa
Descripción	Realización de una instancia de capacitación sobre gestión e indicadores de capacidad adaptativa, para una audiencia amplia de los organismos públicos relevantes y un informe de recomendaciones para la incorporación de los mismos.
Acciones	<ul style="list-style-type: none"> - Implementar una instancia de capacitación sobre indicadores de resiliencia y capacidad adaptativa - Desarrollar un informe de recomendaciones para la incorporación de indicadores de capacidad adaptativa
Entidad Responsable	MIEM
Otras entidades	MA, SNRCC
Plazo de ejecución	6 meses
Requerimientos	Requiere una consultoría para preparar y facilitar la capacitación y el informe de recomendaciones
Financiamiento	A definir
Sensibilidad al género	a definir
Verificación	Capacitaciones realizadas, informe publicado

Medida 17

Nombre de la Medida	Desarrollo e implementación del sistema de monitoreo, evaluación y aprendizaje (MEL)
Línea de Acción	Monitoreo, evaluación y aprendizaje
Brecha identificada	El plan de adaptación requiere definir una serie de indicadores que permitan gestionar la vulnerabilidad climática y sus desvíos. Si bien algunos indicadores se han definido desde el momento cero de implementación del NAP-E, también existen brechas, como por ejemplo de disponibilidad de información o conocimiento, para el desarrollo de otros indicadores de interés.
Objetivo	Implementar un sistema de monitoreo, evaluación y aprendizaje que permita hacer un seguimiento adecuado del plan y sus desvíos
Descripción	El sistema MEL requiere de monitorear indicadores y disponer de datos que no son generados por el MIEM, sino que deben solicitarse a diferentes instituciones y empresas. La medida procura que se definan adecuadamente los indicadores necesarios para el seguimiento del plan, y que se asegure el adecuado flujo de información.
Acciones	<ul style="list-style-type: none"> - Definición de los indicadores a monitorear y de los datos de base necesarios para su cálculo. - Definición de los mecanismos de flujo de información para alimentar el sistema MEL, en coordinación con otros actores - Definición de brechas de datos e información y una estrategia de cierre de las mismas.
Entidad Responsable	Comité de Dirección NAP-E
Otras entidades	MA
Plazo de ejecución	1 año
Requerimientos	Coordinador del NAP-E, técnicos MA y del grupo técnico
Financiamiento	A definir
Sensibilidad al género	a definir
Verificación	Indicadores del MEL implementados

Referencias bibliográficas

- Primera Contribución Determinada a Nivel Nacional (2017).
<https://www.gub.uy/ministerio-ambiente/politicas-y-gestion/primera-contribucion-determinada-nivel-nacional>
- Segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional (2022).
<https://www.gub.uy/ministerio-ambiente/comunicacion/noticias/uruguay-presento-su-segunda-contribucion-determinada-nivel-nacional>
- AUGPEE (2023). Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD) bajo escenario fáctico y contrafáctico. <https://augpee.org.uy/wp-content/uploads/2023/04/Informe-observatorio-de-Energ%C3%ADa-y-Desarrollo-Sustentable-AUGPEE.pdf>
- Balance Energético Nacional, Libro BEN (2022).
<https://ben.miem.gub.uy/descargas/1balance/1-1-Libro-BEN2022.pdf>
- Banco Mundial (2023). Evaluación del Impacto del Cambio Climático en la Generación Eléctrica en los Países del Cono Sur: Informe Final.
<https://documents.worldbank.org/en/publication/documents-reports/documentdetail/099706209062333677/1du02f576bf50b31a040ac0a59e0e05e1eb3cffa>
- Barreiro, Arizmendi y Trinchín (2019). Variabilidad observada del clima en Uruguay.
<https://www.ambiente.gub.uy/oan/documentos/Producto-2.pdf>
- Barreiro, Arizmendi, Díaz y Trinchín (2021). Análisis del clima y escenarios de cambio y variabilidad climática en Uruguay. https://www.gub.uy/ministerio-ambiente/sites/ministerio-ambiente/files/documentos/publicaciones/FCIEN_An%C3%A1lisis%20del%20clima%20y%20escenarios%20de%20cambio%20y%20variabilidad%20clim%C3%A1tica%20en%20Uruguay.pdf
- Bartos, Chester, Johnson, Gorman, Eisenberg, Bates (2016). Impacts of rising air temperatures on electric transmission ampacity and peak electricity load in the United States. Journal: Environmental Research Letters. DOI 10.1088/1748-9326/11/11/114008
- Brandino; A, León; M, Pérez; S Influencia del Costo de Falla en la Gestión del Sistema Hidrotérmico Uruguayo
- Coffel, Ethan y Mankin, Justin (2021) *Environ. Res. Lett.* **16** 024043
- Durañona, V. (2019). A first characterization of high winds that affect the energy distribution system of Uruguay and their related effects.
- Estrategia Climática de Largo Plazo, Uruguay. ECLP (2021).
<https://www.gub.uy/ministerio-ambiente/estrategia-largo-plazo-uruguay>
- Ferreira Leites Mundell (2009) Modelos utilizados para el despacho energético óptimo (DEO)
- IH Cantabria. Proyecciones de cambio climático del oleaje y residuo del nivel del mar en Uruguay. Documento preparatorio de NAP-Costas.
<https://www.ambiente.gub.uy/oan/documentos/Proyecciones-de-cambio-clim%C3%A1tico-del-oleaje-y-residuo-del-nivel-del-mar-en-Uruguay.pdf>

- IPCC (2018). Anexo I: Glosario [Matthews J.B.R. (ed.)]. En: Calentamiento global de 1,5 °C, Informe especial del IPCC sobre los impactos del calentamiento global de 1,5 °C con respecto a los niveles preindustriales y las trayectorias correspondientes que deberían seguir las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero, en el contexto del reforzamiento de la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, el desarrollo sostenible y los esfuerzos por erradicar la pobreza [Masson-Delmotte V., P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J.B.R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M.I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor y T. Waterfield (eds.)].
- Kondrateva, O., Myasnikova, E. y Laktionov, O. (2020). Analysis of the Climatic Factors Influence on the Overhead Transmission Lines Reliability. https://www.researchgate.net/publication/348375510_Analysis_of_the_Climatic_Factors_Influence_on_the_Overhead_Transmission_Lines_Reliability
- Observatorio de Energía y Desarrollo Sostenible, UCUDAL. Monitor de Energía Eléctrica, varias ediciones 2023-2024.
- OMS, 2015 Heatwaves and health: guidance on warning-system development
- Penmetsa, V. and Holbert K.E. (2020), "Climate Change Effects on Thermal Power Generation and Projected Losses in Generation and Income in the U.S. for the Period 2020–2050," *2020 52nd North American Power Symposium (NAPS)*, Tempe, AZ, USA, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/NAPS50074.2021.9449688.
- Política Nacional de Cambio Climático. PNCC (2017). https://www.gub.uy/ministerio-ambiente/sites/ministerio-ambiente/files/documentos/publicaciones/Politica_CC_1.pdf
- Ritchie, Hannah (2020) - "Sector by sector: where do global greenhouse gas emissions come from?" Published online at OurWorldInData.org. Retrieved from: '<https://ourworldindata.org/ghg-emissions-by-sector>' [Online Resource]
- Yang, S., Zhou, W., Zhu, S., Wang, L., Ye, L., XIA, X., Li, H. (2017). Failure probability estimation of overhead transmission lines considering the spatial and temporal variation in severe weather. https://www.researchgate.net/publication/323685288_Failure_probability_estimation_of_overhead_transmission_lines_considering_the_spatial_and_temporal_variation_in_severe_weather