

NOTA TÉCNICA N° IDB-TN-3267

Transitando hacia un sistema eléctrico confiable, asequible y sostenible

En la ciudad Amazónica de Iquitos,
Perú

Lina Escobar Rangel
Jose Ramón Gomez

Banco Interamericano de Desarrollo
División de Energía

Enero 2026



Transitando hacia un sistema eléctrico confiable, asequible y sostenible

En la ciudad amazónica de Iquitos, Perú

Lina Escobar Rangel
Jose Ramón Gomez

Banco Interamericano de Desarrollo
División de Energía

Enero 2026



**Catalogación en la fuente proporcionada por la
Biblioteca Felipe Herrera del
Banco Interamericano de Desarrollo**

Escobar Rangel, Lina.

Transitando hacia un sistema eléctrico confiable, asequible y sostenible: en la
ciudad de Iquitos, Perú / Lina Escobar Rangel, José Ramón Gómez.

p. cm. — (Nota técnica del BID ; 3267)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Electric power-Peru. 2. Distributed resources (Electric utilities)-Peru. 3.
Electric utilities-Peru. 4. Renewable energy sources-Peru. I. Gómez, José
Ramón. II. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía. III.
Título. IV. Serie.

IDB-TN-3267

JEL Codes: K32, L5, L52, L9, L94

Keywords: Confiabilidad, Iquitos, sistema eléctrico aislado, inversiones, energía
renovable, redes de distribución, transición energética.

<http://www.iadb.org>

Copyright © 2026 Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Esta obra se encuentra sujeta a una
licencia Creative Commons CC BY 3.0 IGO (<https://creativecommons.org/licenses/by/3.0/igo/legalcode>).
Se deberá cumplir los términos y condiciones señalados en el enlace URL y otorgar el respectivo
reconocimiento al BID.

En alcance a la sección 8 de la licencia indicada, cualquier mediación relacionada con disputas que
surjan bajo esta licencia será llevada a cabo de conformidad con el Reglamento de Mediación de la
OMPI. Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse
amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la Comisión de las Naciones
Unidas para el Derecho Mercantil (CNUDMI). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al
reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia y
requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones que forman parte integral de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta obra son exclusivamente de los autores y no necesariamente reflejan
el punto de vista del BID, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



Transitando hacia un sistema eléctrico confiable, asequible y sostenible

En ciudad amazónica de Iquitos, Perú



AUTORES

Lina Escobar Rangel
Jose Ramon Gomez



Transitando hacia un sistema eléctrico confiable, asequible y sostenible

En ciudad amazónica de Iquitos, Perú

AUTORES

Lina Escobar Rangel
Jose Ramon Gomez



Contenidos

Resumen ejecutivo

6

Introducción

10

Situación actual del sistema eléctrico de Iquitos

Riesgos de abastecimiento en la generación | 16

Dificultades en la operación de las redes | 17

13

Alternativas de expansión en generación para Iquitos

Trayectorias futuras de demanda de energía eléctrica para Iquitos | 21

Alternativas de inversión en la generación de energía | 24

20

Resultados trayectoria de demanda crecimiento vegetativo “BAU” | 25

Resultados trayectoria de demanda “Refrigeración + Aire Acondicionado” | 27

Resultados trayectoria de demanda “Electrica” | 29

Evolución de las emisiones de dióxido de carbono y uso de combustible | 31

Infraestructura de subtransmisión y distribución eléctrica | 34

Conclusiones y recomendaciones

43

Anexo metodológico

Anexo 1 | 56

Anexo 2 | 62

55

Referencias

66

Agradecimientos

.....

Este trabajo es parte de la agenda de conocimiento desarrollada por la División de Energía del Banco Interamericano de Desarrollo, la cual tiene por objetivo desarrollar conocimiento de vanguardia y programas de asistencia técnica para los países de América Latina y el Caribe. Los productos de conocimiento generados tienen la intención de informar, guiar y ofrecer un menú de recomendaciones a los hacedores de políticas y participantes en los mercados energéticos, incluidos los consumidores, las empresas de servicios públicos y los reguladores.

El informe fue elaborado bajo la dirección general de Marcelino Madrigal (Jefe de la División de Energía). El líder del equipo de trabajo es Lina Escobar Rangel. Los principales autores del informe son Lina Escobar Rangel y Jose Ramon Gomez. El equipo agradece a Lenin H. Balza y a Javier Beverinotti por sus comentarios y revisión. Esta nota técnica toma parte de los resultados del estudio “Hoja de ruta para la descarbonización de Iquitos” desarrollado por la firma Corpoema como parte de la asistencia técnica del BID al Ministerio de Energía y Minas del Perú. Agradecemos a la Dirección General de Eficiencia Energética del Ministerio de Energía y Minas del Perú por los comentarios metodológicos de este estudio, así como a Electro Oriente y a FONAFE por la información y apoyo durante la realización del proyecto.



Resumen ejecutivo



Transitando hacia un sistema eléctrico
confiable, asequible y sostenible en ciudad
amazónica de Iquitos, Perú

Resumen ejecutivo



Iquitos, la ciudad más grande de la Amazonía peruana, enfrenta desafíos en su abastecimiento eléctrico al estar aislada del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y depender principalmente de combustibles líquidos para la generación. Esta dependencia no solo genera riesgos de suministro, sino también de asequibilidad debido a los altos y volátiles costos de estos combustibles, además de ser poco sostenible por su impacto ambiental. En este contexto, la transición a energías renovables representa una oportunidad para diversificar fuentes energéticas, reducir costos y disminuir emisiones de gases de efecto invernadero. Este documento explora alternativas para que Iquitos diversifique su parque generador, fortalezca su red eléctrica y estima las inversiones necesarias para lograrlo.

Actualmente, Iquitos consume cerca de 357,75 GWh/año de electricidad generada por centrales térmicas, con un costo de más de 50 millones de USD al año y emisiones de 256 mil toneladas de CO₂ equivalentes. Esto resulta aproximadamente en un consumo per-cápita 2,5 veces menor, 30% más costoso y 1,8 veces más contaminante que el de Lima. La infraestructura de transmisión de Iquitos viene registrando mayores niveles de cargabilidad por el crecimiento de la demanda y tiene índices de frecuencia y duración interrupciones superiores a lo permitido por regulación. Esta situación, evidencia la necesidad de inversiones que le permitan al sistema eléctrico, diversificar sus fuentes de generación y reforzar su sistema de transmisión y distribución para garantizar un suministro seguro y confiable.

En este contexto, las energías renovables y las nuevas tecnologías digitales son una oportunidad para mitigar los riesgos de abastecimiento y mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico de Iquitos. Por ello, en esta nota técnica se exploran algunas posibles configuraciones del parque generador, bajo 3 posibles trayectorias de demanda al futuro. De igual forma, se ha estudiado las inversiones necesarias para fortalecer la red de subtransmisión, refuerzos en el sistema de distribución e implementación de nuevas tecnologías para la digitalización para la mejora de la operación de las redes. Lo anterior, como una estrategia de fortalecimiento integral del sistema eléctrico para la ciudad de Iquitos.

Los análisis realizados muestran que en el corto plazo la energía solar con baterías es la opción de menor costo para diversificar y fortalecer el abastecimiento eléctrico en Iquitos. Esta tecnología tanto a gran como a pequeña escala no solo tiene menores costos que los combustibles fósiles con los que actualmente se atiende la demanda, sino que permite mitigar las salidas de las unidades térmicas. En el mediano plazo, la energía solar sigue siendo necesaria, pero debe ser complementada con tecnologías que garanticen confiabilidad. Para garantizar este atributo la energía hidráulica y las baterías son opciones que compiten con el hidrogeno verde, tecnología que si logra reducir sus costos de inversión podría ser atractiva para almacenamiento. En el largo plazo, la interconexión con el SEIN puede ser una alternativa viable siempre que el crecimiento de demanda sea acelerado y significativo. Las inversiones en materia de generación de energía se encuentran en el rango entre los mil y 4 mil millones de dólares en el periodo 2024-2050.

En materia de redes, las inversiones son urgentes y necesarias en cualquier escenario de demanda y de expansión de la generación. En el corto plazo, se debe reforzar la infraestructura de subtransmisión con la repotenciación de las subestaciones existentes, la construcción de nuevas subestaciones para cubrir el crecimiento de la demanda fuera de la ciudad y el fortalecimiento de las líneas de transmisión a través de la construcción de dobles circuitos. Para la red de distribución, además de la instalación de nuevos transformadores, urge la instalación de reconectores y de un sistema de monitoreo en tiempo real que permita ver la operación y el aislamiento de fallas. Las inversiones en los activos de subtransmisión y distribución de Iquitos se encuentran en el rango de 40 a 85 millones de dólares.

Las inversiones para el sistema eléctrico de Iquitos deben estar acompañada por un fortalecimiento de Electro Oriente (ELOR) como operador del sistema y encargado de la atención a los clientes finales. ELOR debe ser el pilar fundamental en el proceso del fortalecimiento. Para ello, su gobernanza de estar orientada a alcanzar mayores niveles de eficiencia operativa y sostenibilidad financiera. Al establecer estructuras claras de toma de decisiones, mecanismos de control interno y transparencia en la gestión, que genere confianza entre los inversionistas, entidades financieras y demás partes interesadas.

Finalmente, la regulación de sistemas aislados puede modernizarse para viabilizar inversiones sostenibles en regiones de difícil acceso como la selva peruana. La señales regulatorias deben actualizarse no solo para reconocer las particularidades operativas y financieras de las empresas públicas que prestan el servicio eléctrico

en estas zonas, permitiéndoles recuperar costos reales y acceder a financiamiento; sino también habilitar la inversión en nuevas tecnologías de generación con energía renovable no convencional y tecnologías digitales e innovadoras para la operación de las redes, que no solo mejoran la eficiencia y calidad del servicio, sino que también permiten una gestión más resiliente y adaptada a las condiciones geográficas y sociales del territorio.

Dar una solución sostenible al problema eléctrico de Iquitos es posible. Las inversiones en generación pueden ser acometidas por el sector privado, siempre que se adopten decisiones que habiliten la participación de nuevas tecnologías en el sistema eléctrico local. El fortalecimiento de las redes requiere de inversiones públicas acompañadas por un proceso de mejora corporativa del responsable del servicio, que permitan ejecutar los proyectos que requiere la red eléctrica de forma oportuna. Finalmente, es esencial que todo este proceso esté respaldado por actualizaciones regulatorias que brinden estabilidad, incentivos adecuados y coherencia al marco normativo, permitiendo que el sistema eléctrico en Iquitos evolucione hacia uno más confiable, eficiente y sostenible.



Introducción



Transitando hacia un sistema eléctrico
confiable, asequible y sostenible en ciudad
amazónica de Iquitos, Perú

Introducción

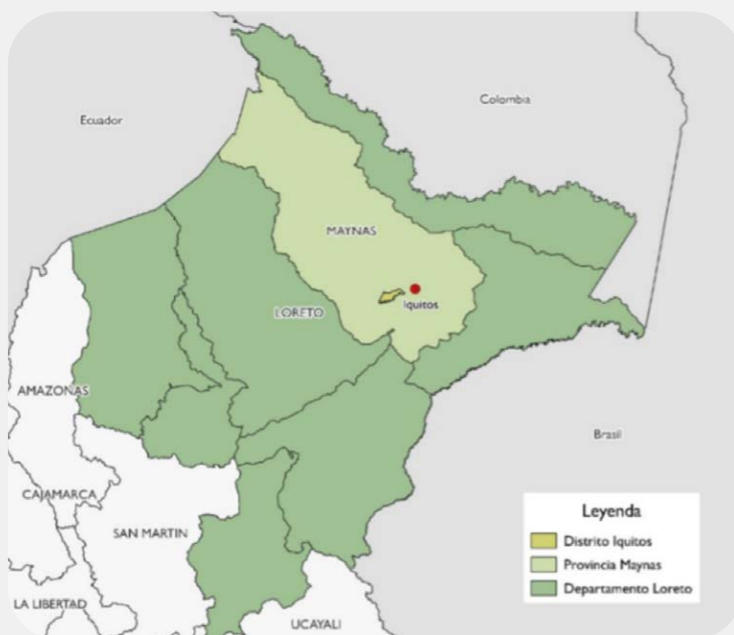
.....

La Amazonía tiene un rol en la regulación del clima global. Sus bosques capturan CO₂, mantiene ciclos de agua que impactan en las precipitaciones y temperaturas de Sudamérica y más allá. Sin embargo, la preservación de este ecosistema se encuentra en riesgo. La deforestación, la contaminación de ríos y suelos y el uso de combustibles fósiles, entre otros, amenazan los equilibrios de los ecosistemas amazónicos.

La alta dependencia en combustibles fósiles sumada a las dificultades de acceso y aislamiento de algunas zonas, además de tener impactos ambientales, genera riesgos de abastecimiento y asequibilidad a la energía eléctrica, lo que tiene un impacto en la calidad de vida y el desarrollo económico de la región. Iquitos, el centro urbano más grande de la región amazónica del Perú (más de 475.000 habitantes) no es ajena a esta realidad.

Ilustración 1

Ubicación de la ciudad de Iquitos



Iquitos se encuentra en el departamento de Loreto, al extremo sur de la provincia de Maynas y por su localización puede ser considerada como una isla. Por un lado, no está conectada al resto del país por carretera, y solo es accesible por avión o barco. Por el otro, Iquitos está desconectada del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), por lo que su abastecimiento eléctrico depende de generación in situ que funciona 100% con combustibles fósiles a través de una red de transmisión y distribución, que hoy tiene los peores indicadores de calidad de suministro del país.

En este contexto, las fuentes de energía renovable son una oportunidad para mitigar los riesgos de suministro, reducir los costos de la energía eléctrica y mejorar la sostenibilidad del sistema. De otro lado, las inversiones en transmisión y las tecnologías digitales también pueden aportar en el fortalecimiento de las redes y con ello, contribuir al mejoramiento en la calidad del servicio. Por ello, en este documento se exploran alternativas de inversión que requiere el sistema eléctrico de Iquitos para abastecer su demanda de forma segura, confiable, asequible y sostenible.

Este documento se divide en cuatro (4) secciones contando esta introducción. A continuación, se presenta la situación actual del sistema eléctrico de Iquitos. Luego, se analizan escenarios de demanda, oferta de energía eléctrica a 2050 y las inversiones necesarias para materializarlos. En última sección se presentan los resultados agregados del análisis y se concluye con una serie de recomendaciones.



Situación actual del sistema eléctrico de Iquitos

.....

Riesgos de abastecimiento en la generación | 16

Dificultades en la operación de las redes | 17

Situación actual del sistema eléctrico de Iquitos

.....

En Perú existen dos tipos de sistemas eléctricos, el sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) que agrupa el 99% de los clientes, mientras que los Sistemas Aislados (SSAA) el 1% restante. El SSAA más grande para la atención de demanda domiciliaria es el de la ciudad de Iquitos.

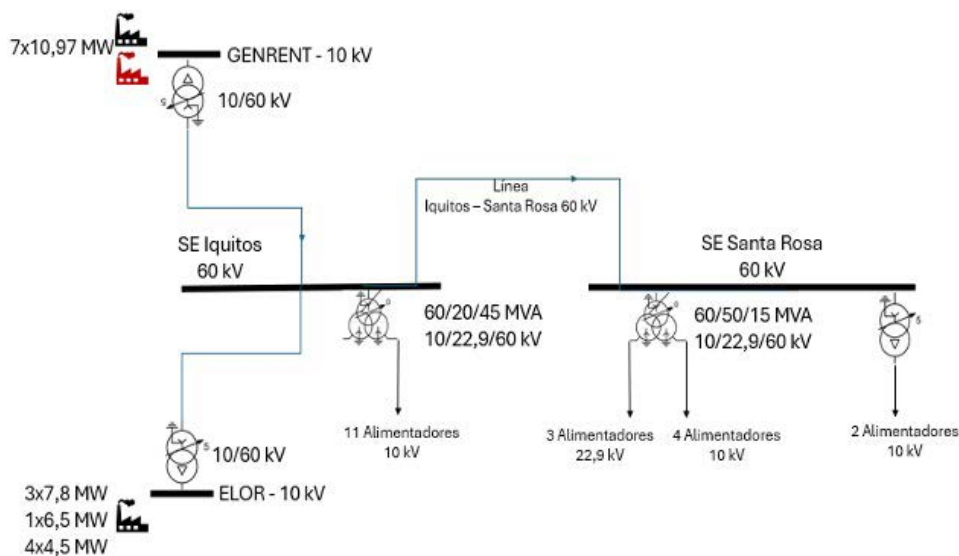
La capacidad instalada en generación del sistema de eléctrico aislado de Iquitos se compone, por un lado, por los 73 MW instalados en la CT Iquitos de Electro Oriente (ELOR)¹ de los cuales 18 MW se encuentran operativos y 79.76 MW de Genrent. El 100% de estas centrales son térmicas operan con combustibles líquidos (residual y diésel). En 2023, se registró un consumo de 21 millones de galones de combustibles fósiles en Genrent, en donde el 94,24% fue residual y el 5,75% restante fue diésel. ELOR también utiliza residual y diésel, sin embargo, desde 2021 se ha disminuido el consumo de residual, optando por diésel como fuente primaria de energía.

El abastecimiento de combustibles líquidos a Iquitos proviene de la Refinería Iquitos, operada por Petroperú. Esta refinería tiene una capacidad de procesamiento de 12.000 barriles de petróleo crudo por día, los cuales son capaces de abastecer a Loreto, San Martín y Ucayali, así como a zonas fronterizas como Leticia (Colombia) y Tabatinga (Brasil). Por la falta de conectividad vial, el combustible es transportado por vía fluvial en barcazas a través de los ríos amazónicos. Para esto, la refinería cuenta con muelles flotantes y un poliducto para facilitar la distribución interna (Petroperú, 2023).

1. (Osinermin, 2023)

Ilustración 2

Sistema eléctrico aislado de Iquitos



El sistema de transmisión de Iquitos se compone de dos subestaciones (SE) de 60 kV, la SE Iquitos y la SE Santa Rosa distanciadas a 5,5 km una de la otra, así como un barraje a 10 kV para conectar 11 alimentadores. Adicionalmente hay dos transformadores con potencia de 14 MVA, 60/10 kV para los barrajes de generación de ELOR y Gentrent

El operador responsable del sistema eléctrico de Iquitos es ELOR. ELOR es una empresa pública que hace parte del portafolio de FONAFE² que tiene activos de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Su área de concesión comprende los departamentos de Amazonas, Loreto, San Martín y parte de Cajamarca. Esta empresa representa el 2% del total de venta de energía del Perú y atiende a un total de 588 mil usuarios, 130 mil en Loreto³. Los usuarios de Loreto se encuentran distribuidos en 21 sistemas aislados, siendo el de Iquitos el más grande con 97 mil clientes. El consumo de energía de Iquitos en 2024 fue del orden de 417 GWh-año y una demanda máxima de 72.66 MW.

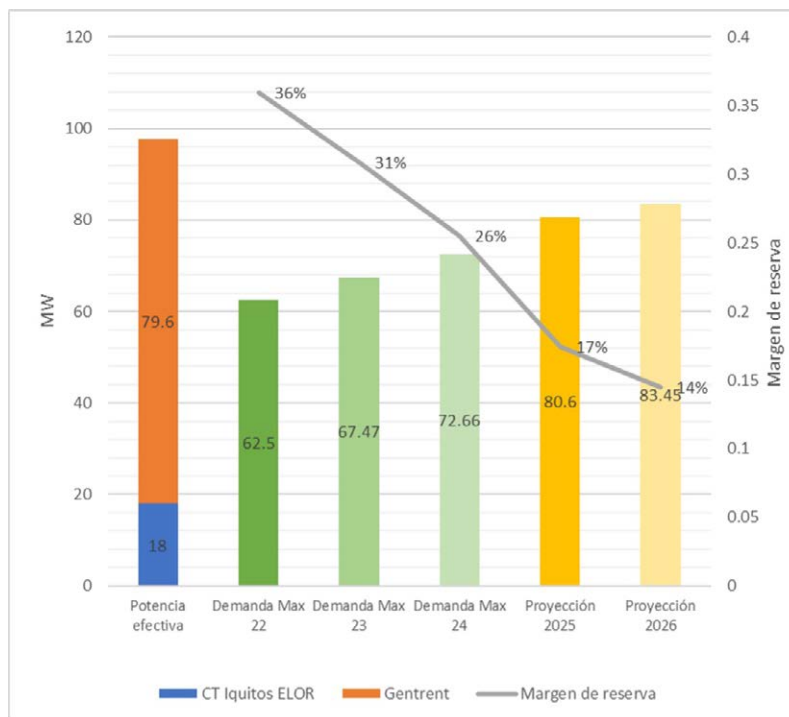
2. Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE) es la empresa que se encarga de administrar las empresas públicas de Perú. Tiene bajo su ámbito 35 empresas públicas y una entidad por encargo, pertenecientes a los rubros de: Electricidad, Finanzas, Saneamiento, Hidrocarburos y Remediación, Transporte e Infraestructura, Servicios y Producción, Salud, Defensa y otros.

3. Ver **FONAFE 2024**

Riesgos de abastecimiento en la generación

El sistema eléctrico de Iquitos enfrenta riesgos de abastecimiento debido a su condición de sistema aislado y dependencia de plantas térmicas que operan con combustibles fósiles. A pesar de que el sistema tiene un margen de reserva⁴ mayor al 20%, este se ha venido reduciendo, tanto así que, en 2024, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) declaró el sistema eléctrico de Iquitos en emergencia por una falta crítica de capacidad en generación, lo que ponía en riesgo la confiabilidad del suministro eléctricos y por ello, autorizó medidas temporales para cubrir un déficit de hasta 24 MW (MINEM, 2024).

Ilustración 3
Capacidad efectiva vs demanda máxima



Fuente: ELOR, elaboración propia

⁴. Es el resultado de restar a 100%, la proporción entre demanda máxima y capacidad efectiva.

A la falta de capacidad de generación, se suma que el despacho de energía en el sistema eléctrico de Iquitos entre Genrent y ELOR se realiza sin planificación económica, por lo que no se garantiza que se realice a mínimo costo. Las normas de operación y despacho han sido fijadas en el Contrato de Suministro que tiene el Estado con Genrent, las cuales solo aplicarán hasta la integración de Iquitos al SEIN (Osinergmin, 2020). Por ello, en la **Ley 32249** (que recientemente modificó la Ley 28832) se habilita al MINEM para encargar al Comité de Operación Económica del Sistema (COES) para que coordine la operación y se pueda tener un despacho al mínimo costo.

Esta situación pone en relieve la urgencia de explorar alternativas para robustecer el parque de generación eléctrica, asegurando un suministro confiable y sostenible frente al crecimiento de la demanda y los desafíos operativos actuales. Es necesario considerar opciones tecnológicas eficientes, diversificadas y sostenibles —incluyendo fuentes renovables— que permitan una mayor confiabilidad del sistema, así como esquemas de inversión que viabilicen su implementación de manera oportuna y articulada con la planificación del sistema eléctrico.

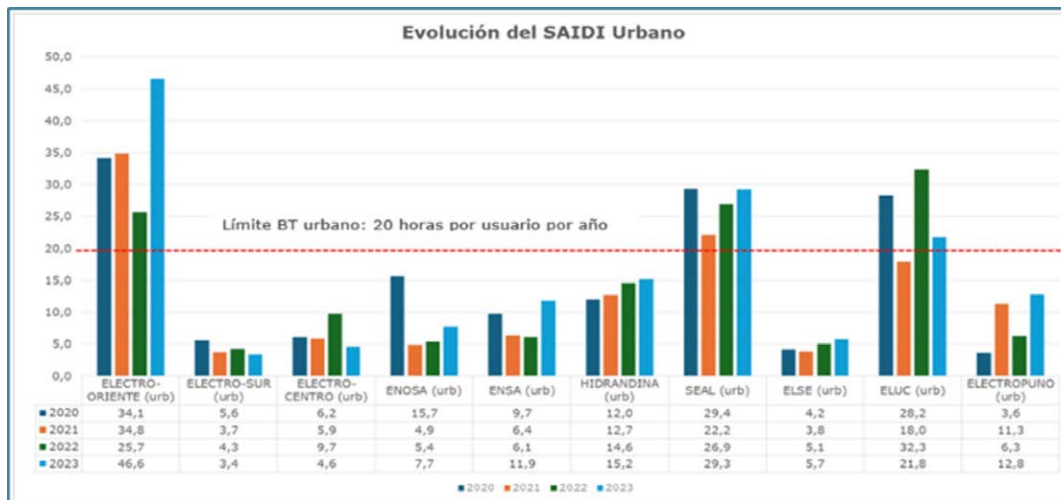
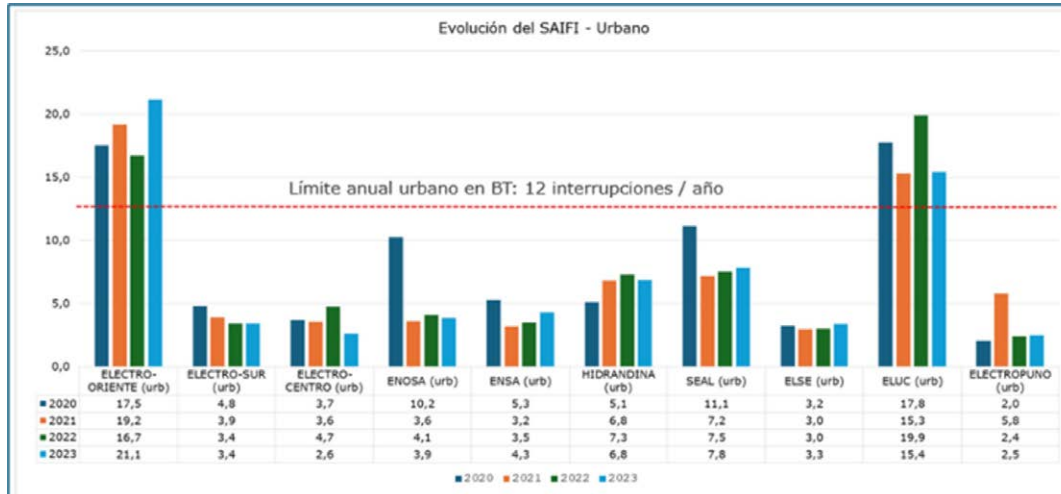
Dificultades en la operación de las redes

Los grandes activos en la transmisión del sistema eléctrico de Iquitos son las SE Iquitos y Santa Rosa y la línea de transmisión que las interconecta. De acuerdo con información de ELOR algunos transformadores en las SE registran altas cargabilidades y otros registran una tendencia al alta. La línea de transmisión que las une, además de ser una terna simple, registró en 2024, un factor de uso máximo de 70.85%. Teniendo en cuenta que la demanda máxima de Iquitos viene creciendo a una tasa promedio anual del 7% se prevé que la capacidad de estos activos se agote en el corto plazo.

ELOR como operador del sistema de subtransmisión y distribución de Iquitos no cuenta con un sistema de monitoreo en tiempo real de la operación, ni un protocolo de comunicaciones con los demás generadores. Esta situación aumenta la probabilidad de fallas en el sistema por mala interpretación de maniobras y no hay trazabilidad de estas, por lo que no se pueden asignar correctamente las responsabilidades.

Ilustración 4

Indicadores de calidad SAIDI-SAIFI para Iquitos (BID, 2024)



Por el lado de las redes de distribución de Iquitos, se evidencia la ausencia de reconectores, por lo que ante cualquier evento se generan interrupciones del servicio desde el alimentador, aumentando la demanda no atendida.

Esta situación se evidencia en los elevados índices de frecuencia y duración de interrupciones (SAIDI – SAIFI) de ELOR frente a otras empresas distribuidoras del Perú y a los máximos permitidos por regulación. Desde 2020, tanto la frecuencia

como la duración de interrupciones que han tenido los clientes de ELOR han sobrepasado los límites anuales permitidos por la regulación y son los mayores del país.



Alternativas de expansión en generación para Iquitos

.....

Trayectorias futuras de demanda de energía eléctrica para Iquitos | **21**

Alternativas de inversión en la generación de energía | **24**

Resultados trayectoria de demanda crecimiento vegetativo “BAU” | **25**

Resultados trayectoria de demanda “Refrigeración + Aire Acondicionado” | **27**

Resultados trayectoria de demanda “Eléctrica” | **29**

Evolución de las emisiones de dióxido de carbono y uso de combustible | **31**

Infraestructura de subtransmisión y distribución eléctrica | **34**

Transitando hacia un sistema eléctrico confiable, asequible y sostenible en ciudad amazónica de Iquitos, Perú

Alternativas de expansión en generación para Iquitos

.....

Con el objetivo de atender el crecimiento sostenido de la demanda eléctrica en Iquitos de forma segura, confiable y asequible, se presentan a continuación una serie de alternativas referenciales y teóricas de expansión de la capacidad de generación. Estas propuestas no constituyen soluciones definitivas, ni contemplan todas las posibles soluciones tecnológicas, son una guía preliminar que orienta sobre posibles rutas de acción frente a los desafíos actuales del abastecimiento energético. Su implementación deberá ser complementada con estudios técnicos detallados que evalúen su viabilidad técnica, económica, ambiental y social, asegurando así una respuesta integral y sostenible a las necesidades energéticas de la región.

Este ejercicio parte con la estimación de tres trayectorias de demanda. Cada trayectoria supone un crecimiento diferente de la demanda de energía eléctrica a partir de diferentes supuestos sobre el comportamiento del consumo en Iquitos.

Con las trayectorias de demanda como punto de partida, se continua con el análisis de 3 configuraciones del parque generador, con el fin de identificar cuál podría ser el de mínimo costo y los trade-offs entre alternativas. Antes de continuar, vale precisar que los resultados aquí presentados dependen una serie de supuestos y metodologías. En el Anexo de esta nota se puede encontrar más información sobre la información, supuestos y simplificaciones adoptadas para el análisis.

Trayectorias futuras de demanda de energía eléctrica para Iquitos

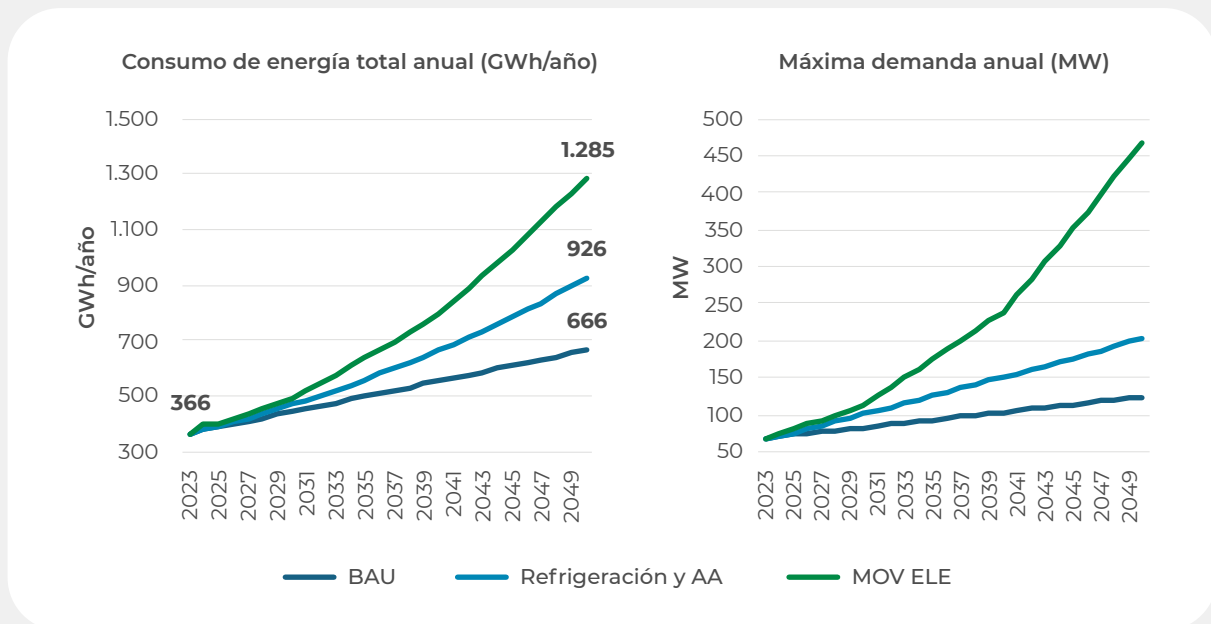
El punto de partida del análisis es la proyección de tres trayectorias de demanda de energía eléctrica de Iquitos al 2050, bajo diferentes supuestos. En el primero, la demanda de energía eléctrica crece de forma vegetativa, en la segunda

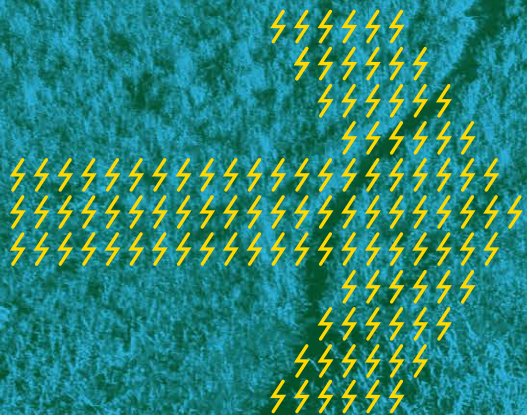
se incluyen cargas por adquisición de nuevo equipamiento y en la tercera, se adiciona la demanda de sectores que se electrifican, como es el transporte.

La primera trayectoria se denomina (*Business As Usual* BAU) que considera un crecimiento promedio anual de 2,2% correspondiente con un crecimiento lento de la demanda. La segunda trayectoria que se referencia con “Refrigeración y AA” incluye la demanda adicional que se podría observar con la integración de nuevos equipos de refrigeración y acondicionamiento térmicos en los hogares y sector comercial. En este caso, se asume un aumento en la tenencia de aire acondicionado y neveras, con este supuesto el crecimiento promedio de anual es de 4,2%. Finalmente, en la tercera trayectoria (movilidad eléctrica) se añade demanda proveniente por la introducción de motos eléctricas, con este último supuesto, la demanda tiene un crecimiento promedio anual de 7.7%. Cabe destacar que la electrificación del 100% de las motos a 2050 corresponde al 45,8% del total de vehículos presentes en el parque automotor de Iquitos.

Ilustración 5

Trayectorias estimadas de demanda eléctrica en Iquitos bajo diferentes supuestos





Alternativas de inversión en la generación de energía

El segundo paso de este ejercicio es definir diferentes configuraciones de generación de energía eléctrica que contribuyan a la diversificación del sistema eléctrico de Iquitos. Para atender de forma segura y confiable la demanda futura de energía eléctrica de Iquitos, a grandes rasgos, se pueden identificar dos caminos: aumentar la capacidad instalada in situ o la interconexión con el SEIN. Cada uno de los caminos, así como de las tecnologías que se utilizan en ellos tienen diferentes temporalidades, niveles de inversión, de rendimiento y de riesgo.

Para aumentar la capacidad instalada en Iquitos y diversificar las fuentes de energía, las posibilidades tecnológicas que se han considerado en este estudio son las fuentes renovables: centrales hidráulicas y solares⁵. Dado que estas tecnologías dependen de la disponibilidad de un recurso variable, para garantizar la confiabilidad del suministro se debe analizar la conveniencia de sistemas de almacenamiento, en este caso se han estudiado: baterías o hidrogeno verde.

Con respecto a la interconexión al SEIN, es pertinente destacar que ese proyecto de transmisión fue ya impulsado a través de un esquema de alianza público – privada (APP) en 2014. ProInversión, por encargo del Ministerio de Energía y Minas, adjudicó este proyecto para la concesión del diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento de esta línea, sin embargo, el proyecto no se llevó a cabo. En este ejercicio, se supone que el proyecto de interconexión consiste en una línea de transmisión que abarcaría 600 km aproximadamente, desde la subestación más cercana al SEIN hasta Iquitos y que supondría unas inversiones similares las del proyecto ya licitado, traídas a valor presente.

En el marco de este estudio se consideraron 3 configuraciones de matriz eléctrica. La primera se denomina “Independencia Energética” que considera generación solar fotovoltaica e hidráulica de pequeña escala y como complemento sistema de baterías (BESS). La segunda configuración es “A la vanguardia” en el que la confiabilidad del sistema la estaría dando el almacenamiento de energía en forma de hidrogeno verde. Finalmente, la última configuración es la de la “Interconexión” con el SEIN, que supone la entrada de la línea después de 2040.

⁵. No se incluyó energía eólica porque esta región no cuenta con el recurso necesario para que sea eficiente instalar esta tecnología. Tampoco se contemplaron otras tecnologías en desarrollo por la incertidumbre en sus costos e implementación en el Perú o en la Amazonía.

Resultados trayectoria de demanda crecimiento vegetativo “BAU”

Los resultados de capacidad instalada necesaria para atender la demanda en la trayectoria BAU con cada una de las configuraciones de matriz eléctrica se presentan en la Ilustración 6. Es preciso señalar que la demanda máxima de Iquitos en esta trayectoria pasa de 68 MW a 124 en 2050 y la generación anual de algo menos de 400 GWh-año a algo cercano a los 600 GWh-año.

De estos resultados se puede destacar que el camino de “Independencia energética” resulta en una expansión del parque de 100 MW a más de 600 MW a 2050, mientras que en “A la vanguardia” e “Interconexión” la generación in situ estaría en 314 MW y 481 MW⁶, respectivamente. Esta situación se presenta por la mayor densidad energética del hidrógeno frente a las baterías. Por lo que el hidrogeno verde puede ser una alternativa viable si es que existen limitantes en el crecimiento de la generación solar in situ por falta de terrenos.

Otro aspecto que se debe señalar es que aun si se opta por la interconexión con el SEIN, dados los tiempos de planeamiento y construcción de líneas de transmisión, Iquitos va a requerir de al menos 246 MW de capacidad solar complementados con 30 MW de generación solar a nivel distribuido in situ para abastecer su demanda en el corto plazo.

En cuanto a las inversiones requeridas se estima que la configuración de mínimo costo es la de “Independencia Energética” en donde el total de inversiones está cerca a los mil millones de dólares. Le sigue la configuración con hidrógeno con inversiones del orden de 1.3 mil millones y finalmente, la configuración más costosa sería la interconexión con una inversión total de más de 2 mil millones de dólares.

De estos resultados se concluye que, si la demanda esperada para la ciudad de Iquitos a 2050 tiene un crecimiento entre el 2% y 3% anual, posiblemente la forma de mínimo costo para atender esos incrementos sería a través de la generación solar acompañada de baterías. Se requerirán a 2050, 276 MW de capacidad solar, 246 MW de centrales a gran escala⁷ y 30 en generación distribuida (GD).

6. La capacidad de la línea sería de 300 MW, por lo que in situ solo se requeriría de 481 MW. LA línea se supone que entra en el año 2041.

7. En el estudio se asumió que no hay restricción de terreno para la construcción de centrales solares. Sin embargo, se reconoce que Iquitos por estar en medio de la Amazonía no tiene abundancia relativa de tierras no intervenidas, por lo que para construir esta capacidad se tendría que hacer sin deforestar.

Potencialmente, se podría considerar el almacenamiento con hidrógeno, bajo el supuesto que en las próximas décadas se reduzca el costo de inversión de electrolizadores para la producción de hidrogeno verde y que los espacios para aumentar la capacidad solar se vayan agotando.

Ilustración 6
Capacidad instalada trayectoria BAU

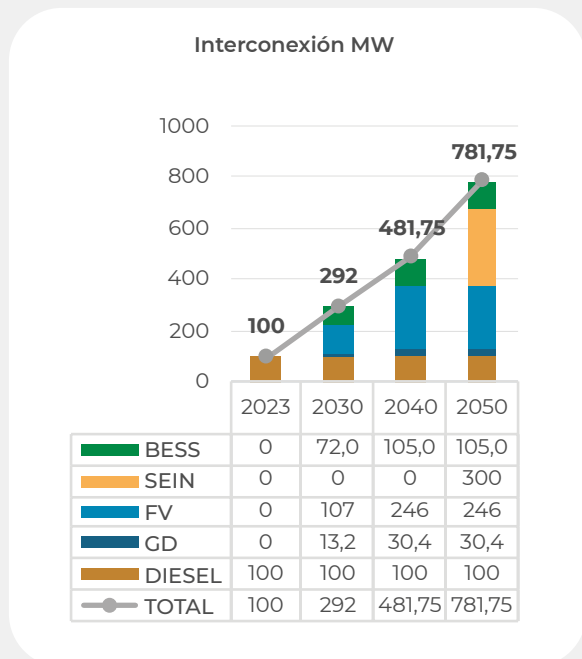
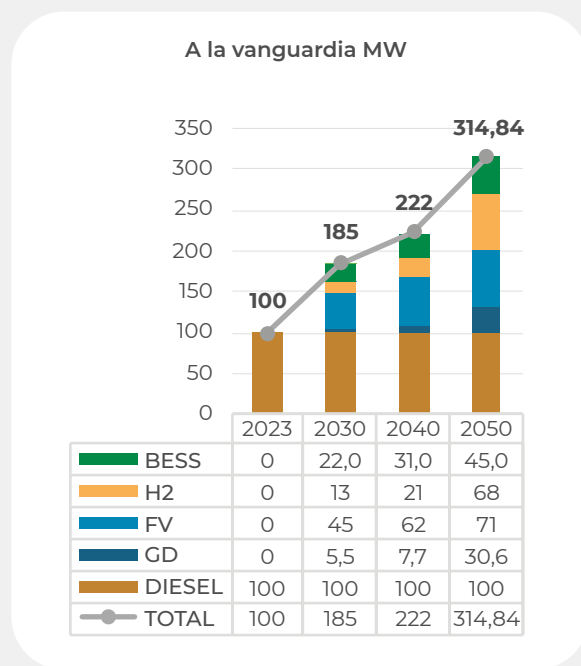
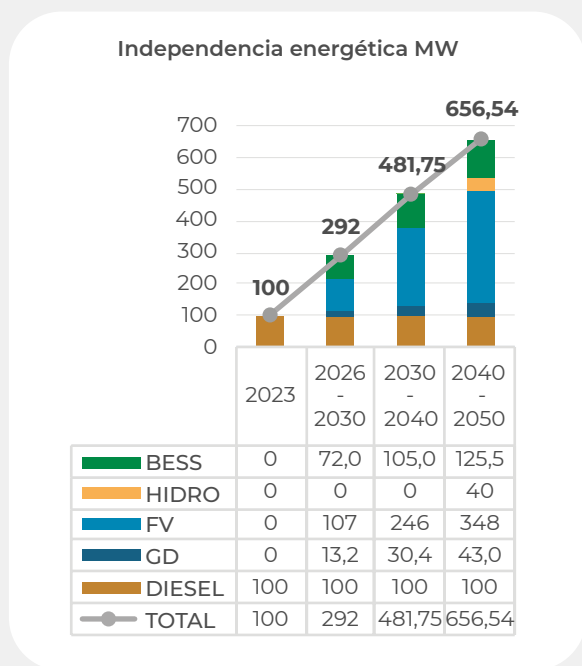


Tabla 1

Inversiones para demanda BAU (\$ Millones USD)

Escenarios	Demanda BAU				CAPEX TOTAL	2026-2030	2030-2040	2040-2050
	FV	GD	BESS	Otros				
Independencia	\$ 487	\$ 96	\$ 251	\$ 255	\$ 1.090	\$ 335	\$ 293	\$ 462
A la Vanguardia	\$ 96	\$ 68	\$ 90	\$ 1.046	\$ 1.301	\$ 316	\$ 170	\$ 814
Interconexión	\$ 332	\$ 68	\$ 210	\$ 1.702	\$ 2.313	\$ 317	\$ 293	\$ 1.702

Resultados trayectoria de demanda “Refrigeración + Aire Acondicionado”

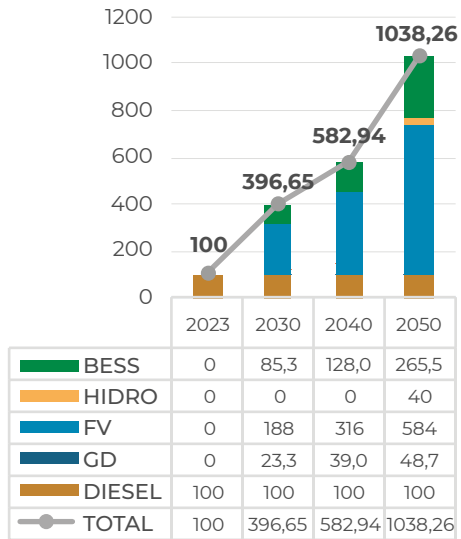
La segunda trayectoria de demanda estimada para Iquitos es una en la que a la demanda vegetativa se le adiciona nuevas cargas provenientes del aumento en la tenencia de refrigeración y aire acondicionado. Bajo esta trayectoria la generación anual alcanza en 2050 los 926 GWh-año y una demanda máxima de 200 MW, más del doble de la actual.

Los resultados de esta trayectoria de demanda son similares a los observados en la trayectoria BAU. La capacidad solar y baterías tienen protagonismo en el corto y mediano plazo como fuente de menor costo para abastecer la demanda. Si en el corto plazo, la demanda de energía eléctrica de Iquitos crece con tasas mayores al 4%, se requerirían 188 MW de capacidad solar en gran escala y 23 MW en generación distribuida acompañados con baterías de 83 MW o 13 MW de hidrógeno.

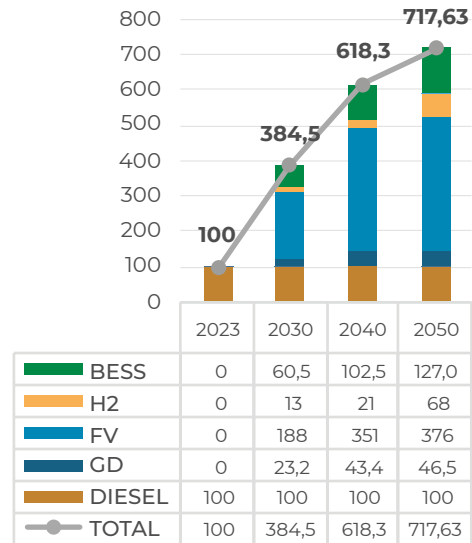
Ilustración 7

Capacidad instalada trayectoria neveras + AC

Independencia energética MW



A la vanguardia MW



Interconexión MW

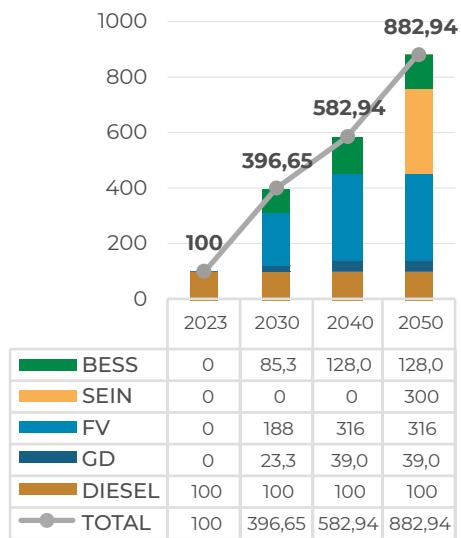


Tabla 2

Inversiones requeridas para demanda Neveras + AC (\$ Millones USD)

Escenarios	Refrigeración+ AA				CAPEX TOTAL	2026-2030	2030-2040	2040-2050
	FV	GD	BESS	Otros				
Independencia	\$ 788	\$ 109	\$ 531	\$ 255	\$ 1.684	\$ 476	\$ 293	\$ 914
A la vanguardia	\$ 507	\$ 104	\$ 254	\$ 1.046	\$ 1.912	\$ 626	\$ 473	\$ 812
Interconexión	\$ 426	\$ 77	\$ 256	\$ 1.702	\$ 2.461	\$ 476	\$ 302	\$ 1.702

Para atender este mayor nivel de demanda, se requeriría por lo menos 500 millones de dólares de más en inversiones en comparación con la trayectoria de la demanda BAU. Al igual que en el caso anterior, la configuración del parque de generación eléctrica que minimiza el costo es el de “Independencia Energética” que se sustenta en generación solar y BESS. Incluir almacenamiento con hidrogeno verde, la inversión aumenta en un 13% y atender la demanda a través de la interconexión requeriría un 31% más de capital, frente a la expansión con solar y baterías.

Resultados trayectoria de demanda “Eléctrica”

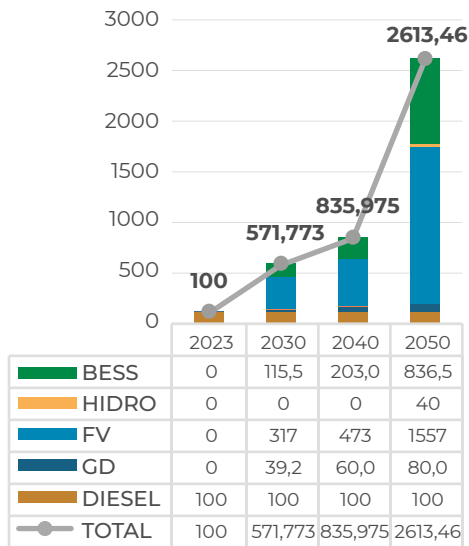
Para la última trayectoria de demanda, se supone un crecimiento anual superior al de los dos precedentes, gracias a la sustitución de combustibles fósiles a energía eléctrica en el sector transporte. Con esta mayor demanda, la capacidad instalada in situ que debería tener Iquitos sería del orden de los 2000 MW, es decir un crecimiento de 900% en 30 años, salvo que se decida interconectar con el SEIN en cuyo caso la capacidad in situ sería de orden de 1000 MW.

Nuevamente se observa la necesidad, en todos los casos, de adicionar capacidad solar en el corto plazo del orden de 300 MW para cubrir la demanda de aquí al 2030, complementado con 39 MW de generación distribuida y almacenamiento de 115 MW.

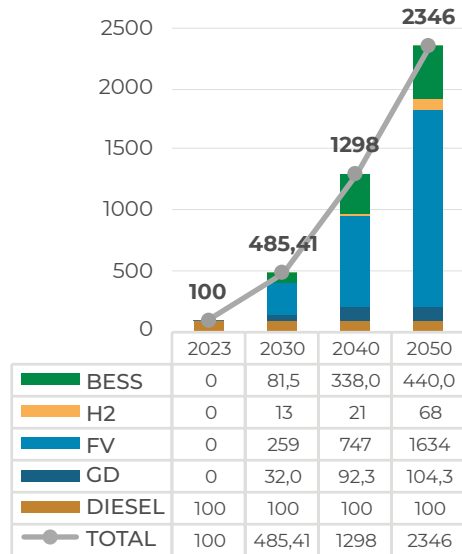
Ilustración 8

Capacidad instalada para la trayectoria Movilidad

Independencia energética MW



A la vanguardia MW



Interconexión MW

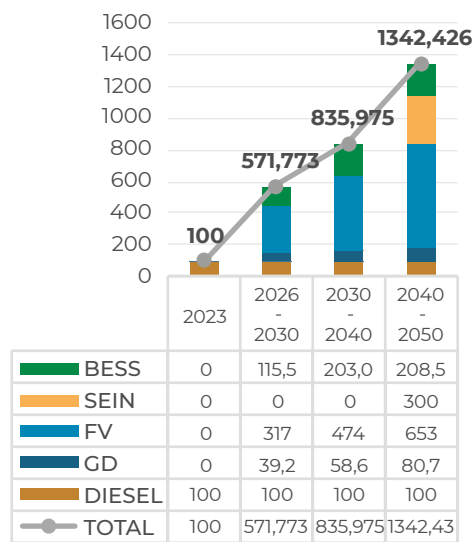


Tabla 3

Inversiones requeridas para la trayectoria Movilidad (\$ Millones USD)

Escenarios	Movilidad eléctrica				CAPEX TOTAL	2026-2030	2030-2040	2040-2050
	FV	GD	BESS	HIDRO				
Independencia	\$ 2.099	\$ 184	\$ 1.673	\$ 255	\$ 4.211	\$ 747	\$ 431	\$ 3.033
A la Vanguardia	\$ 2.205	\$ 156	\$ 880	\$ 1.046	\$ 4.288	\$ 760	\$ 1.385	\$ 2.142
Interconexión	\$ 881	\$ 143	\$ 417	\$ 1.702	\$ 3.144	\$ 747	\$ 417	\$ 1.979

En cuanto a las inversiones necesarias para abastecer esta trayectoria de demanda, se observa que, al contrario de los dos casos anteriores, la alternativa de menor costo es la interconexión. Esto tiene sentido, en la medida que, al tener una mayor demanda, la línea de transmisión tiene economías a escala que la justifican. Las alternativas para seguir operando en isla ya sea con baterías o hidrógeno requieren unas inversiones similares del orden de 4.2 mil millones de dólares, lo que es 35% más que la inversión total del escenario con interconexión.

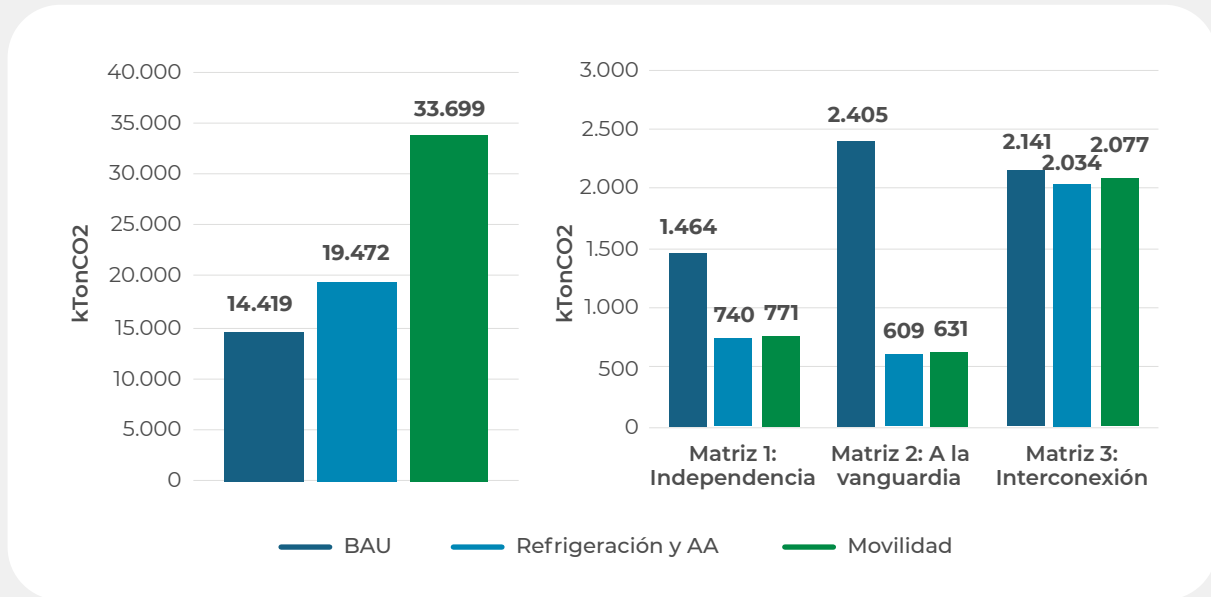
Evolución de las emisiones de dióxido de carbono y uso de combustible

Las configuraciones de matriz eléctrica propuestas además de diversificar las fuentes permiten reducir el factor de emisión del sistema eléctrico de Iquitos. Para el año 2050, se proyecta una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a la generación eléctrica en comparación con un caso hipotético en que toda la demanda fuese suplida con generación termoeléctrica.

En caso de que la demanda de Iquitos siguiera siendo cubierta con generación con combustibles líquidos (diésel) a 2050, las emisiones acumuladas de la generación serían de 14 mil tCO₂ para el caso BAU hasta 33 mil tCO₂ para el escenario de mayor de demanda (movilidad) – Ver panel izquierdo de Ilustración 9. Con las 3 configuraciones de matriz eléctrica propuestas se observa una reducción en las emisiones acumuladas a 2050 en todos los casos. Con la configuración de “Independencia Energética” se alcanzan emisiones acumuladas cercanas a 1.5 mil tCO₂ en el peor de los casos, en “A la Vanguardia” de 2mil tCO₂ y en el mismo nivel con “Interconexión” – Ver panel derecho de Ilustración 9.

Ilustración 9

Emisiones de GEI generadas en el periodo 2023-2050.

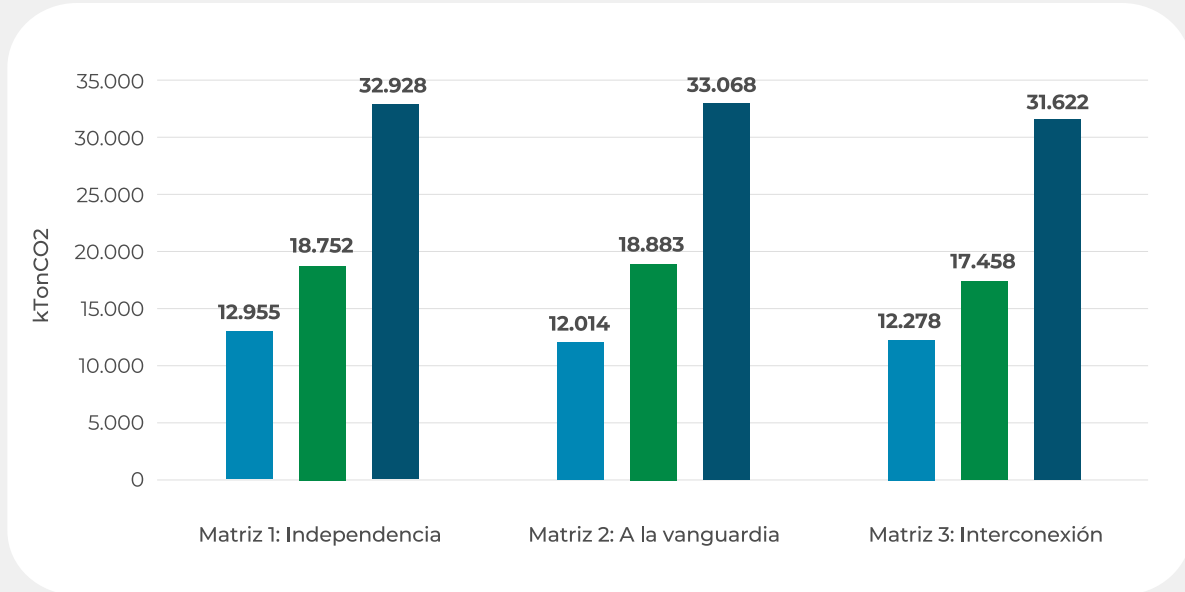


De acuerdo con lo anterior, en la Ilustración 10 se pueden observar los valores de kTonCO2 evitadas para cada uno de los escenarios en cada una de las matrices eléctricas planteadas. Para el primer escenario, el volumen de toneladas evitadas corresponde a haber plantado 216 mil de árboles por 10 años y en el de movilidad 505 mil⁸.

8. Se ha usado este convertidor de equivalencias Greenhouse Gas Equivalencies Calculator | US EPA

Ilustración 10

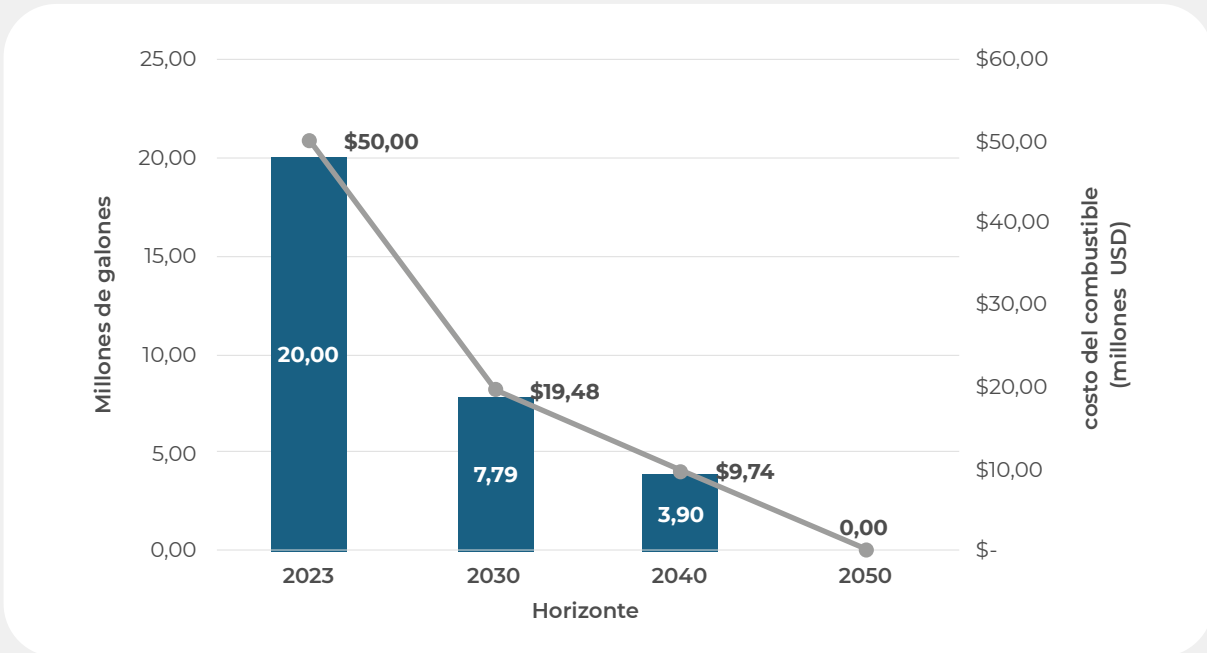
Reducción de emisiones de GEI por diversificación de matriz eléctrica en el periodo 2023-2050



En cuanto al uso de diésel para la generación de energía, en 2023 se consumieron cerca de 20 millones de galones, los cuales requirieron un gasto total de \$ 50 millones de USD (ELOR, 2024). Bajo los escenarios propuestos, la entrada de renovables permitiría una reducción gradual del consumo de diésel hasta ser 0 en 2050. La evolución del uso del combustible se detalla en la Ilustración 11 a continuación.

Ilustración 11

Evolución del consumo y el costo de diésel en la Generación Eléctrica de Iquitos (2023-2050)



Infraestructura de subtransmisión y distribución eléctrica

La materialización de cualquiera de las trayectorias de demanda y oferta de energía eléctrica requiere de una red de transmisión y de distribución que permita abastecer a la demanda de forma segura y confiable. A partir del diagnóstico inicial y teniendo en cuenta los escenarios potenciales de crecimiento de demanda y de generación tanto a gran escala como de forma distribuida, a continuación, se proponen inversiones en las redes del sistema eléctrico de Iquitos al 2050.

La infraestructura del sistema eléctrico de Iquitos debe superar las debilidades actuales para mejorar la calidad de la prestación del servicio, así como prepararse para la entrada de generación distribuida y centralizada de recursos renovables, pues éstos implicaran nuevos desafíos, tales como: cambios en la dirección del flujo de potencia, coordinación de protecciones eléctricas, estabilidad de

tensión y frecuencia del sistema, incremento en la complejidad de la operación del sistema. Frente a este contexto, en este estudio se proponen una serie de inversiones para robustecer las redes de subtransmisión y distribución del sistema eléctrico de Iquitos.

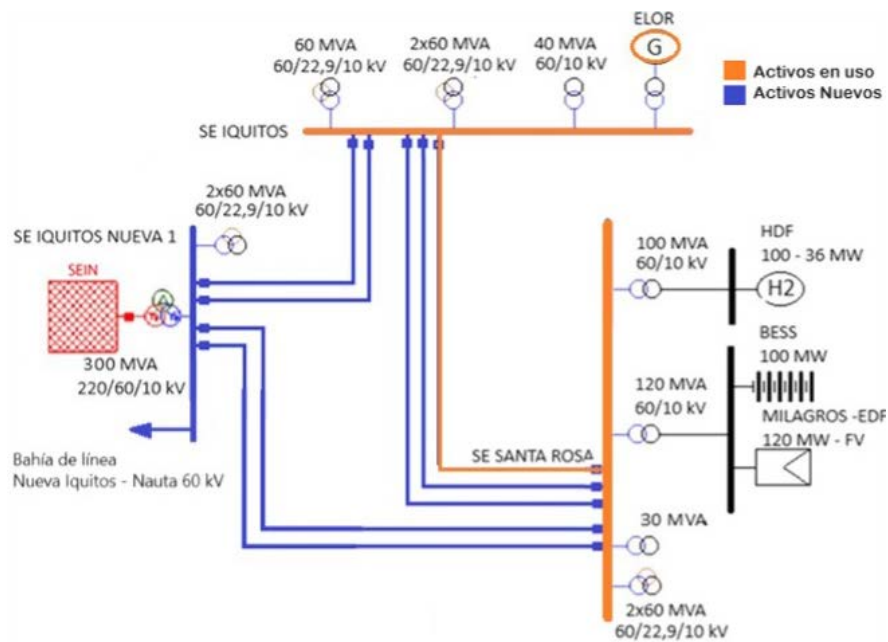
Inversiones en el sistema de transmisión – 60 kV

Para un abastecimiento seguro y confiable de energía se propone una configuración del sistema eléctrico como el que se muestra en la siguiente ilustración. Esta inversión consistiría en tener un sistema a 60kV enmallado. En donde las dos SE actuales tengan doble circuito y se construya al menos una nueva (subestación Nueva Iquitos), también conectada a las demás en doble circuito.

Ilustración 12

Sistema eléctrico de Iquitos para el 2050

Escenario "a la vanguardia"



Fuente: Elaboración propia a partir del modelo de DigSilent



Para mejorar la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico en la región, se propone modernizar y reforzar las subestaciones (SE) clave del sistema. En ese sentido, en la SE Nueva Iquitos se propone la instalación de equipos más robustos como transformadores de mayor capacidad y bahías de conexión adicionales, lo que permitiría gestionar mejor la demanda eléctrica en crecimiento. Con respecto a las dos SE existentes, se propone fortalecer la SE Iquitos con nuevos transformadores de mayor capacidad, así como la repotenciación de los existentes, esto pasando de 20MVA a 40 MVA, junto con la construcción de una nueva línea eléctrica entre Santa Rosa e Iquitos para aumentar la eficiencia del sistema. Para la SE Santa Rosa, se propone incrementar su capacidad a 150MVA, reemplazando los transformadores actuales por equipos más modernos y añadiendo nuevas conexiones que optimizaran la distribución de energía.

Para expandir el sistema eléctrico de Iquitos, se propone también la construcción de la línea desde Iquitos hasta Nauta con una longitud de 88,93 km. Esta línea tiene como propósito principal mejorar la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico, teniendo en cuenta que Nauta es una ciudad en crecimiento con una población en aumento y, al estar cerca de Iquitos, tiene potencial para convertirse en un polo de desarrollo económico y social. En ese sentido, conectar Nauta al sistema eléctrico garantizará el acceso a una energía más confiable y de mejor calidad para sus habitantes, lo que a su vez fomentará nuevas actividades comerciales, industriales y turísticas en la zona.

La estimación de las inversiones anteriormente propuestas se encuentra en la Tabla 4 y la Tabla 5.

Tabla 4
Costos en líneas de transmisión a 60 kV

Descripción	Costo unitario (\$/km)	Longitud	Costo Total (USD)
LT 60 kV 2 ternas SE Nueva Iquitos - SE Iquitos	\$ 461.903	10,20	\$ 4.709.154
LT 60 kV 2 ternas SE Nueva Iquitos - SE Santa Rosa	\$ 461.903	4,75	\$ 2.193.474
LT 60 kV 2 ternas SE Iquitos - SE Santa Rosa	\$ 461.903	5,5	\$ 2.540.465
LT 60 kV SE Nueva Iquitos - SE Nauta	\$ 369.522	88,93	\$ 32.861.603
Inversión total LT 60 kV			\$ 42.304.696

Fuente: (CESEL S.A., 2013; GMI, 2023; ProInversion, 2022)

Tabla 5
Costos de las subestaciones a 60 kV

Descripción	Observación	Costo Total (USD)
Cinco (5) bahías de línea	Nueva	\$ 4.058.454
Transformador trifásico (OLTC) 2x60 MVA	Nueva	\$15.207.109
SE Nueva Iquitos 60/22,9/10 kV	Subtotal	\$19.265.563
Cuatro (4) bahías de línea	Ampliación	\$ 1.094.642
Transformador trifásico (OLTC) 40 MVA	Repotenciación	\$ 6.539.911
SE Iquitos 60/22,9/10 kV	Subtotal	\$ 7.634.553
Cuatro (4) bahías de línea	Ampliación	\$ 1.094.642
Transformador trifásico (OLTC) 30 MVA	Repotenciación	\$ 5.853.851
SE Santa Rosa 60/22,9/10 kV	Subtotal	\$ 6.948.494
Inversión total SE 60 kV	TOTAL	\$ 33.848.609

Fuente: (CESEL S.A., 2013; GMI, 2023; ProInversion, 2022)

Inversiones para el sistema de distribución – 10 kV

A nivel del sistema de distribución en 10 kV, el análisis eléctrico señala que se requiere instalar 11 alimentadores en la SE Nueva Iquitos, con una inversión de \$ 1.5 millones de USD. Así mismo, la instalación de 5 alimentadores nuevos en la SE Iquitos y Santa Rosa con una inversión 733 mil dólares USD en cada subestación. Lo anterior con el fin de generar mayor capacidad para atender la demanda creciente, esto teniendo en cuenta que los alimentadores son responsables de transportar la energía desde las subestaciones hasta los usuarios finales. Estos alimentadores permitirán distribuir mejor la energía, evitando sobrecargas en los circuitos actuales y garantizando que la red pueda atender la demanda eléctrica en expansión.

Tabla 6
Costos en subestaciones a 10 kV

Descripción	Observación	Costo Total (USD)
Once (11) bahías de línea/ Barra Sencilla	Nueva	\$ 1.322.749
Bahía transformador (OLTC) 2x60 MVA	Nueva	\$ 257.847
SE Nueva Iquitos 10 kV	Subtotal	\$ 1.580.596
Cuatro (4) bahías de línea/ Barra Sencilla	Ampliación	\$ 604.374
Transformador trifásico (OLTC) 40 MVA	Repotenciación	\$ 128.923
SE Iquitos Barra 10 kV	Subtotal	\$ 733.298
Cuatro (4) bahías de línea/ Barra Sencilla	Ampliación	\$ 604.374
Transformador trifásico (OLTC) 30 MVA	Repotenciación	\$ 128.923
SE Santa Rosa 10 kV	Subtotal	\$ 733.298
Inversión total SE 10 kV	TOTAL	\$ 3.047.193

Fuente: (CESEL S.A., 2013; GMI, 2023; ProInversion, 2022)

La inversión en líneas y redes de alimentadores de distribución se realizó tomando un vano promedio de 40 m y una longitud promedio por alimentador de 5 km (ELOR, 2024), utilizando conductor ACSR 605 kcmil por fase, en total se obtiene un costo por nuevas redes para 11 alimentadores y repotenciación de las existentes. Para esta actividad, se estima una inversión del orden de 6 millones de dólares.

Tabla 7
Costos en redes de distribución

Descripción	Longitud promedio (km/alimentador)	Valor
Inversión en líneas y redes	5	\$ 6.532.063

Fuente: (CESEL S.A., 2013; GMI, 2023; ProInversion, 2022)

Inversiones para la digitalización y automatización

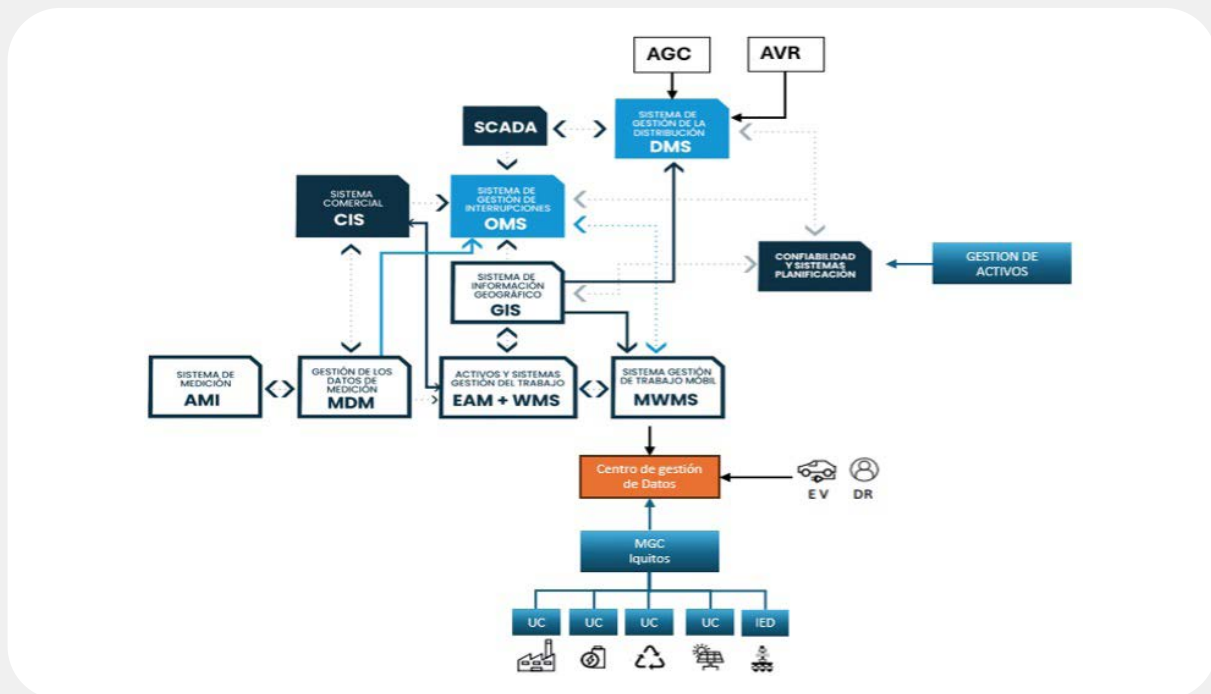
Como se mencionó en la sección inicial del documento, el sistema eléctrico de Iquitos carece de sistemas de monitoreo y control. Esta situación resulta en una operación poco eficiente, por lo que es necesario implementar tecnologías

digitales que le permitan al operador tener información sobre el estado de los elementos del sistema eléctrico en tiempo real y con ello, se habilite una mejor toma de decisiones en la operación.

La digitalización de las redes de distribución eléctrica es esencial para mejorar la eficiencia, la confiabilidad y la sostenibilidad del suministro de energía. Dispositivos digitales como sensores, sistemas de gestión avanzada y análisis de datos en tiempo real, permiten que las distribuidoras puedan monitorear y gestionar la red de manera más efectiva, reduciendo el tiempo de respuesta ante fallas y optimizando el uso de recursos. La digitalización también es un elemento que habilita una integración efectiva de energía renovable, pues estas requieren flexibilidad en la red debido a su naturaleza variable.

El camino para digitalizar la red de distribución eléctrica de Iquitos es un proceso que requiere una transformación integral. Para ello, se han identificado una serie de inversiones en digitalización en diferentes etapas temporales, para alcanzar al 2050 una arquitectura del sistema del control como se muestra en la ilustración a continuación.

Ilustración 13
Arquitectura del sistema eléctrico de Iquitos al 2050



Fuente: (Smartgridsinfo, 2023)

→ **Primera etapa:** Implementación de infraestructura avanzada.

Esta fase incluye la instalación de sensores, reconectores, dispositivos de monitoreo y equipos de comunicación para recopilar datos en tiempo real sobre el estado de la red. Estos dispositivos permiten a los operadores detectar fallas, gestionar el flujo de energía y optimizar el rendimiento en función de la demanda.

→ **Segunda etapa:** Automatización y control.

Esta fase contempla la integración de un Sistema de Gestión de Distribución (DMS, por sus siglas en inglés). El DMS permite automatizar ciertas funciones de la red, dentro de las que se encuentran: definir el despacho de generación de energía basado en el costo mínimo, la optimización de voltaje y el control de flujos de energía, operación remota de reconectores, la conexión o desconexión de bancos de condensadores, el ajuste de taps en transformadores, entre otros.

Para el sistema eléctrico de Iquitos se recomienda integrar al DMS, un control de generación automático (AGC) y un sistema de respuesta de tensión automático (AVR). El AGC mantiene la frecuencia del sistema constante. El AVR en los generadores se encarga de controlar tanto la tensión de salida como la de entrada manteniéndola constante durante el funcionamiento del generador, para controlar la tensión en una subestación, en este caso Iquitos, controlando la tensión en toda el área.

→ **Tercera etapa:** Gestión y análisis de datos.

En esta fase se integran sistemas de análisis y plataformas de procesamiento de la información. Esto permite predecir patrones de demanda, anticipar fallos y optimizar la operación de la red en tiempo real. Para Iquitos se propone implementar de forma gradual las siguientes tecnologías:

1. Subestaciones digitales
2. Plataformas de Big Data: Inteligencia Artificial y Aprendizaje Automático (Machine Learning)
3. Medidores inteligentes (AMI, Advanced Metering Infrastructure)
4. Sensores de red e IoT (Internet de las cosas)
5. Gemelos digitales

6. Plataformas de almacenamiento en la nube
7. Sistema de Gestión de la Distribución Avanzado (ADMS)

Estas inversiones deben venir acompañadas de una política y fortalecimiento en materia de ciberseguridad y protección de datos, así como de cambio cultural al interior de la organización.

Las inversiones requeridas para la implementación de las medidas enfocadas en digitalización, infraestructura y automatización se detallan en la **Tabla 8** continuación.

Tabla 8
Inversiones requeridas en digitalización, infraestructura y automatización

Medida	2030	2040	2050	TOTAL
Costo en sistemas de monitoreo y control	\$ 256.057	\$ 107.814	\$ 53.907	\$ 417.778
ADMS	\$ 1.397.867	\$ 15.215	\$ 16.737	\$ 1.429.819
Subestaciones digitales	\$ 2.236.445	\$ 55.911	\$ 61.502	\$ 2.353.858
Comunicaciones y ciberseguridad	\$ 1.050.677	\$ 641.617	\$ 462.377	\$ 2.154.671
Cloud y BigData	\$ 1.600.000	\$ 960.000	\$ 640.000	\$ 3.200.000
AMI	\$ 8.644.581	\$ 5.186.749	\$ 3.457.832	\$ 17.289.162
Inversiones totales	\$ 15.185.627	\$ 6.967.306	\$ 4.692.355	\$ 26.845.288

Fuente: Elaboración Propia



Conclusiones y recomendaciones

Transitando hacia un sistema eléctrico confiable, asequible y sostenible en ciudad amazónica de Iquitos, Perú

Conclusiones y recomendaciones

.....

Impulsar el fortalecimiento del sistema eléctrico de Iquitos mediante el aprovechamiento de fuentes de energía renovable y la incorporación de tecnologías digitales representa una oportunidad estratégica para mejorar la calidad de vida de sus habitantes, promover el desarrollo sostenible de la región y, al mismo tiempo, contribuir activamente a la preservación de un ecosistema valioso para el planeta: la Amazonía.

Abastecer la demanda de forma segura, confiable, asequible y sostenible en Iquitos es una necesidad, pero también es posible. La energía solar con baterías es una alternativa que por costo y facilidad de construcción no solo permitirá reducir la dependencia de combustibles fósiles y mejorar la confiabilidad del suministro, sino que también abrirá nuevas posibilidades para el desarrollo sostenible de la región. Sin embargo, para poder integrar nuevas fuentes de energía, mejorar la calidad del servicio y optimizar los recursos con los que cuenta esta ciudad es preciso fortalecer las redes de transmisión y distribución y acompañar estas inversiones con un mejoramiento institucional. A continuación, se describen las conclusiones y recomendaciones que se pueden derivar de los análisis realizados.

Generación

En materia de generación, los análisis indican que la energía renovable, particularmente la solar es una alternativa económicamente viable para contribuir en el suministro de la demanda de Iquitos. Si se calcula el costo nivelado⁹ de los escenarios analizados en comparación con diésel (ver línea gris en ilustración 14)

9. El costo nivelado de energía (LCOE) es una medida utilizada para evaluar el costo promedio de generación de energía a lo largo de la vida útil de una planta o proyecto energético. Esta medida considera todos los costos y los niveles de producción proyectados.

se observa que la generación térmica puede resultar más costosa en cualquier escenario de crecimiento de demanda.

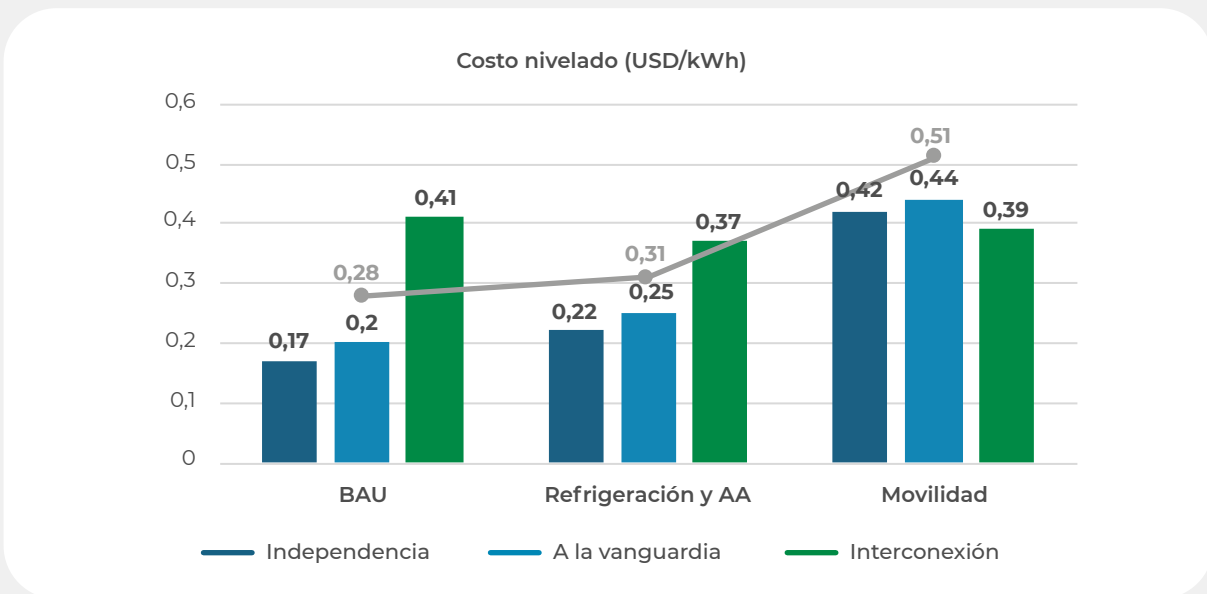
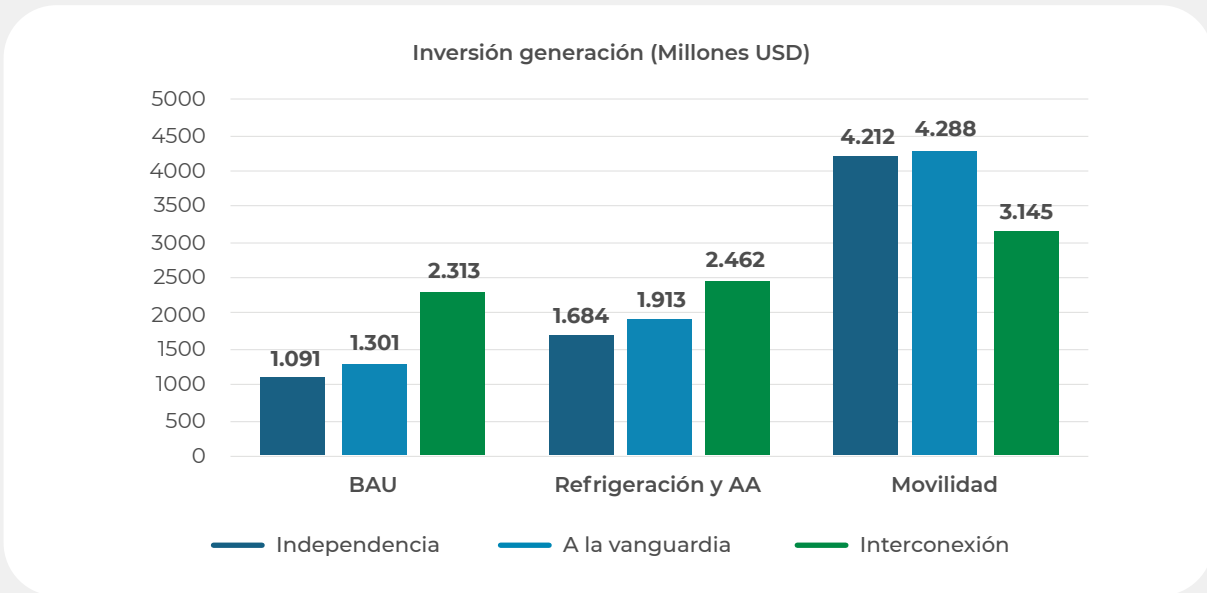
La energía solar tanto a gran como a pequeña escala acompañadas por baterías son la clave para abastecer a la demanda en el corto plazo. Iquitos necesita entre 120-250 MW de energía solar (incluyendo GD) con baterías en la próxima década. Si bien la energía solar podría tener limitantes de espacio y la calidad del recurso solar en la ciudad no es el mejor del Perú, es parte de la solución que se puede implementar en el corto plazo.

A mediano plazo, con un crecimiento de demanda mayor al vegetativo, el almacenamiento entre baterías e hidrógeno comienza a tener inversiones similares por lo que, si la tecnología de electrolizadores baja de precio en los próximos años, esta forma de almacenamiento podría ser un elemento que garantice la confiabilidad en la oferta. En este sentido, pueden existir otras tecnologías que no fueron analizadas, como la biomasa, que habría que explorar para complementar este análisis.

A largo plazo, la apuesta de inversión depende del crecimiento esperado de la demanda. Para 2050, la línea de interconexión resulta tener el menor costo de inversión, siempre que haya un crecimiento de demanda proveniente de la electrificación de parte del parque automotor. En caso de que la demanda crezca con un ritmo inferior, la oferta de energía puede ser cubierta con solar o centrales hidráulicas y la firmeza del sistema la puede dar las baterías o el hidrógeno localizadas in situ o nuevas tecnologías emergentes.

Ilustración 14

Resumen inversiones y costos nivelados de los escenarios analizados



Las inversiones en generación se encuentran en un rango entre mil a 4.4 mil millones de dólares (valor presente de 2024-2050), dependiendo del crecimiento de la demanda. Dado el marco regulatorio peruano para la actividad de generación, estas inversiones las puede acometer el sector privado.

Para atraer inversionistas a esta región del país, en Perú se sancionó recientemente la **Ley 32249** que promueve la competencia de diferentes tecnologías para las

subastas de suministro de energía para atender la demanda regulada, se da una señal clara para que en los SSAA se priorice la generación con el uso de recursos energéticos renovables. No obstante, para los proyectos que se realicen antes de la expedición de los reglamentos de la mencionada Ley y que operen con las reglas actuales, se recomienda actualizar el marco regulatorio de la definición de tarifa en barra para los SSAA, para incentivar el uso de tecnologías renovables.

Actualmente, la regulación para los sistemas aislados determina un valor de costo medio fundamentado en el valor de reposición a nuevo de los activos de generación. Esta metodología calcula cada año una anualidad con la que se recupera la inversión, la operación y el mantenimiento de una central de generación teniendo en cuenta el valor de la tecnología en el año de cálculo. Este procedimiento viabiliza la inversión en centrales térmicas, con las que generalmente se ha atendido a las zonas aisladas, pues es una tecnología madura, cuyos mayores costos se encuentran por el lado de la operación. Sin embargo, esta no es una metodología apropiada para valorar las baterías, el hidrógeno o los paneles solares, ya que son tecnologías que siguen en proceso de innovación y que tienden a bajar de valor conforme pasa el tiempo. Por lo que, si la tarifa se calcula anualmente con el valor de mercado y no con el valor del momento en que se toma la decisión de inversión, el inversionista privado o público puede decidir posponer la inversión.

En este sentido, se recomienda adoptar una metodología para la determinación de tarifa en barra que tenga una mirada de eficiencia dinámica más que de eficiencia estática. Es decir, reconocer el costo eficiente en el momento que se hace la inversión durante la vida útil del activo o un periodo suficiente para recuperar la inversión, teniendo en cuenta que la alternativa que se desplaza es más costosa, por lo que, es mejor tener las inversiones en el presente que esperar y hacerlas en el futuro.

En los escenarios de oferta estudiados se incluye la generación distribuida como elemento para incluir en el sistema eléctrico de Iquitos. Estas inversiones también pueden ser acometidas por el sector privado de forma mucho más acelerada, si se dan las señales adecuadas. En este sentido, se puede explorar la posibilidad de definir un reglamento temporal para la venta de excedentes de generación distribuida renovable especial para SSAA. Dado que el costo de oportunidad en todas las horas del sistema de Iquitos es el mismo, un mecanismo temporal y sencillo de *net-metering* (descontar del consumo total del mes, la cantidad de energía inyectada a la red) puede ser suficiente para motivar inversiones en generación distribuida y diversificar la oferta de energía en Iquitos en el corto plazo.

Transmisión y distribución

La red eléctrica de Iquitos requiere de inversiones importantes para poder mejorar los indicadores de calidad del servicio, que actualmente superan el umbral definido por el regulador tanto en frecuencia como en duración. Adicionalmente, la red debe estar preparada para poder conectar nuevos generadores tanto centralizados como distribuidos y soportar nuevas cargas provenientes del sector residencial y comercial, notablemente por el crecimiento de la tenencia de aire acondicionado.

ELOR como operador del sistema debe estar en la capacidad de monitorear la operación en tiempo real y de tener automatismos que permitan detectar y aislar fallas de forma eficiente. Por lo anterior, las inversiones en el sistema eléctrico de Iquitos en subtransmisión, distribución y digitalización son necesarios bajo cualquier escenario.

Las recomendaciones de los análisis eléctricos realizados en este estudio señalan la necesidad de enmallar el sistema de subtransmisión y reforzarlo con al menos una nueva subestación, repotenciar las existentes y extender el sistema hasta la localidad de Nauta. Estas inversiones son del orden de 75 millones de dólares.

El sistema de distribución también requiere de inversiones en materia de reconectadores, transformadores y nuevas líneas. Aquí las inversiones en el periodo 2024-2050 son cercanas a los 9 millones de dólares. Para terminar, la infraestructura física debe ser complementada con infraestructura digital que permita la optimización de procesos, la recopilación de información de forma estructurada y la operación automática de la red. Las inversiones en digitalización para ELOR se deben concentrar en la adquisición de un sistema de monitoreo y control y la actualización de hardware y software para la implementación de un DMS, el AGC, el AVER y posteriormente un ADMS. Estos sistemas permiten la optimización del despacho de generación de energía basado en el costo mínimo, realiza las operaciones necesarias para garantizar la estabilidad de tensión, mantener la frecuencia del sistema constante, entre otros. Esta primera etapa de automatización requiere una inversión estimada de por lo menos 2 millones de dólares.

En las siguientes tablas se presentan los valores estimados de las inversiones para transitar hacia el carbono neutralidad en Iquitos en un horizonte a 2050.

Tabla 9

Inversiones en almacenamiento y generación (millones USD)

Escenarios/matrices	Matriz 1: Independencia Energética	Matriz 2: A la Vanguardia	Matriz 3: Interconexión
Escenario 1: BAU	\$ 1.090,85	\$ 1.301,13	\$ 2.881,49
Escenario 2: Refrigeración +AA	\$ 1.684,49	\$ 1.912,54	\$ 3.030,13
Escenario 3: Movilidad Eléctrica	\$ 4.211,98	\$ 4.288,10	\$ 3.712,95

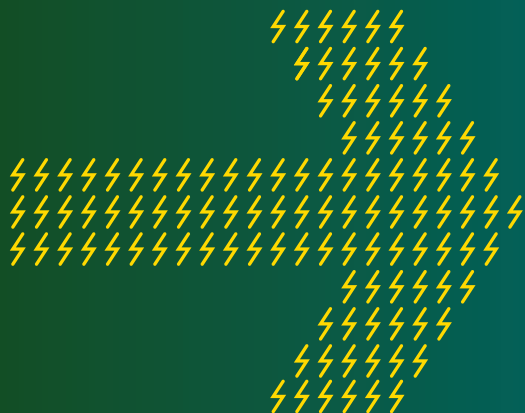
Fuente: Elaboración propia**Tabla 10**

Estimación de las inversiones la transmisión y distribución para el sistema eléctrico de Iquitos

Medida	2030	2040	2050	TOTAL
Redes eléctricas	\$ 61.570.259	\$ 16.163.643	\$ 7.998.661	\$ 85.732.563
Reconectores Inteligentes	\$ 726.518	\$ 599.377	\$ 653.866	\$ 1.979.762
Costo en sistemas de monitoreo y control	\$ 256.057	\$ 107.814	\$ 53.907	\$ 417.778
ADMS	\$ 1.397.867	\$ 15.215	\$ 16.737	\$ 1.429.819
Subestaciones digitales	\$ 2.236.445	\$ 55.911	\$ 61.502	\$ 2.353.858
Comunicaciones y ciberseguridad	\$ 1.050.677	\$ 641.617	\$ 462.377	\$ 2.154.671
Cloud y BigData	\$ 1.600.000	\$ 960.000	\$ 640.000	\$ 3.200.000
AMI	\$ 8.644.581	\$ 5.186.749	\$ 3.457.832	\$ 17.289.162
Total inversión	\$ 77.482.404	\$ 23.730.326	\$ 13.344.882	\$ 114.557.613

Fuente: Elaboración propia

“La energía solar tanto a gran como a pequeña escala acompañadas por baterías son la clave para abastecer a la demanda en el corto plazo”.



El fortalecimiento de la gobernanza de Electro Oriente (ELOR)

ELOR como operador de red está llamado a ser un protagonista en el fortalecimiento del sistema eléctrico de Iquitos. En este sentido, es esencial mejorar la capacidad técnica y operativa de la empresa y fomentar alianzas estratégicas que le permitan avanzar en la mejora de su red y el servicio que prestan en su mercado.

El planeamiento como inicio de la transformación de ELOR. Todas las empresas deben desarrollar un plan de inversiones (PIT) para el fortalecimiento de las redes y la atención a la demanda. Actualmente, este proceso no cuenta con un lineamiento metodológico que le permita a ELOR actualizar esta herramienta de forma continua, por lo que se recurre a consultores externos. Un primer paso hacia el fortalecimiento de ELOR pasa por el mejoramiento de capacidades internas, que permita le permita al personal de la empresa liderar una planificación estratégica coherente y sostenible. Esto implica dotarlas de herramientas técnicas, talento calificado y procesos institucionales que aseguren la formulación y actualización permanente de los PIT. Para ello, es clave definir lineamientos metodológicos claros y estandarizados, que orienten la elaboración, revisión y ajuste continuo del PIT, en función de la regulación vigente, los cambios en la demanda, avances tecnológicos y nuevos retos del sistema eléctrico. El desarrollo de esta herramienta permite que la planificación sea un instrumento vivo, alineado con los objetivos de desarrollo del sector y de cada región.

Un segundo paso en el mejoramiento de la gobernanza es la adopción de un sistema de gestión de activos que complementa la preparación de un PIT, como información de partida para la toma de decisiones de inversión en las empresas de distribución eléctrica. A través de un enfoque estructurado —como el que propone la norma ISO 55001—, las empresas pueden evaluar el estado, el rendimiento y el riesgo asociado a cada activo a lo largo de su ciclo de vida. Esto permite priorizar inversiones en función del valor que aportan al sistema, la confiabilidad del suministro, la sostenibilidad financiera u otros criterios. Al integrar la gestión de activos con la planificación estratégica, se optimiza el uso de recursos limitados y se mejora la eficiencia operativa, facilitando decisiones basadas en datos y alineadas con los objetivos organizacionales y regulatorios.

Finalmente, es preciso señalar que uno de los limitantes para el desarrollo de proyectos de inversión que enfrenta ELOR y otras empresas de distribución pública es que no “cuentan con esquemas de financiamiento de mediano y largo plazo que les permitan cumplir con el Plan de Inversiones oportunamente, debido a restricciones y políticas presupuestales, establecidas por el Sector Economía. Así, para lograr financiamiento de largo plazo deben conseguir la aprobación previa del sistema *invierte.pe*” (CRSE, 2020). Esta situación deriva en el atraso de las inversiones en la transmisión de ELOR que a la fecha no tiene avance en su PIT 2025-2029 y solo el 6.67% del PIT 2017-2021 (Osinergmin, 2025).

En este contexto, el acompañamiento institucional y financiero para que ELOR pueda cerrar las brechas de inversión, fortalecer su gobernanza y modernizar su operación, es fundamental para que la ciudad de Iquitos cuente con un suministro eléctrico confiable, seguro, asequible y sostenible.

Actualización normativa

Para potenciar el rol de ELOR y brindar un servicio eficiente y de buena calidad es preciso tener un marco regulatorio que considere las realidades de operación y logística de la selva amazónica y que de mejores señales para la inversión no solo en activos de transmisión y distribución sino también en digitalización.

El esquema regulatorio que remunera los activos de transmisión y distribución por parte de distribuidoras en Perú se basa en la “empresa eficiente”. El regulador Osinergmin, mediante un procedimiento administrativo estima los costos en que incurriría una empresa eficiente (Empresa Modelo) y, en función de esto, definen los costos que van a reconocerse a las distintas distribuidoras a través un cargo máximo denominado VAD. Una de las dificultades del modelo de empresa eficiente es poder clasificar los sistemas eléctricos de las empresas en sectores típicos para poderlos comparar con la empresa modelo. En Perú se ha observado un aumento de sectores típicos, lo que revela la heterogeneidad técnica y económica de operar en un territorio diverso.

Adicionalmente, la definición de costos de una empresa eficiente toma en cuenta variables como la densidad y la extensión de la red, pero no tiene en cuenta otras variables que inciden aún más en los costos de operación de una empresa, como, por ejemplo, el caso de ELOR las diferencias en el precio de los insumos, mano de

obra, transporte, seguros, entre otros resultantes de operar en una zona asilada¹⁰, incluso contingencias de orden social o ambiental. No reconocer estos costos reales de operación limita la capacidad de las empresas para realizar nuevas inversiones pues los costos eficientes podrían no ser alcanzables en el contexto en el que se opera.

Conclusión

Iquitos enfrenta un riesgo de suministro eléctrico en la actualidad. Tiene capacidad de generación limitada para atender el crecimiento sostenido de la demanda en el corto plazo, la dependencia a una sola fuente de energía (combustibles fósiles) y a la generación térmica, deja el sistema eléctrico vulnerable a problemas en el suministro desde la refinería, a la recepción de subsidios cruzados del mecanismo de compensación de sistemas aislados o a la salida forzosa o programada de algún generador. Así mismo, sus redes de transmisión y distribución se encuentran saturadas y sus planes de inversión se encuentran atrasados desde 2017, lo que resulta alta frecuencia y duración de interrupciones del servicio.

Sin embargo, salir de esta situación es posible. En el corto plazo Iquitos necesitará integrar 120-250 MW generación solar con almacenamiento tecnologías disponibles en el mercado y de desarrollo relativamente rápido. El fortalecimiento del sistema eléctrico de Iquitos requiere de una actualización normativa que incentive la inversión en generación con energía renovable no convencional a gran y pequeña escala por parte del sector privado. Este primer paso ya se ha dado con la reforma a la Ley 28832 y las señales para que se puedan firmar contratos de largo plazo con generadores renovables en los SSAA.

El siguiente paso se complementará la inversión privada con la pública. El fortalecimiento del sistema eléctrico de Iquitos requiere inversiones urgentes en las redes de transmisión y distribución del orden de 40-60 millones de USD. Este esfuerzo se puede complementar con proyectos de digitalización y monitoreo de la red por 7 millones adicionales, que se pueden potenciar con el despliegue de

¹⁰. ROCHA, F y ACOSTA, S. Problemas y vacíos en la aplicación de la regulación tarifaria en la distribución de energía eléctrica en el Perú.

medidores inteligentes que para el mercado actual representaría una inversión adicional de 8 millones de USD.

Finalmente, la sostenibilidad de las inversiones depende de la gobernanza corporativa de ELOR. ELOR como agente llamado a ser protagonista en el fortalecimiento del sistema eléctrico debe adoptar prácticas corporativas que le permitan planear y operar las redes eléctricas de forma eficiente.



Anexo metodológico

.....

Anexo 1 | 56

Anexo 2 | 63

Anexo 1

Supuestos para la proyección de la demanda y oferta energética en Iquitos

.....

El primer paso en el modelamiento energético corresponde a la proyección de demanda. La demanda es la restricción que define las tecnologías de generación a utilizar, como cantidad de energía que se debe satisfacer. En este ejercicio se han estimado 3 escenarios incrementales, a saber: **Escenario 1:** BAU que corresponde a la estimación de crecimiento vegetativo que realiza ELOR (Electro Oriente). El **Escenario 2** considera adicionalmente el aumento del uso de aire acondicionado y refrigeración y finalmente, el **Escenario 3:** adicional al escenario 2, la demanda proveniente de electrificación del transporte.

Escenario 1

Este escenario *Business As Usual* (BAU) es el considerado Electro Oriente (ELOR), cuyo supuesto es un crecimiento vegetativo de energía de 3% anual a un factor de carga constante para todos los años.

→ Supuestos

Toda la distribución del consumo de energía y potencia se mantiene constante a lo largo de todos los años basado en el mes más representativo del 2023 (Julio).

Tabla 1

Supuestos a partir del mes más representativo (Julio 2023)

Mes representativo - Julio 2023	
Industrial	17%
Comercial	31%
Residencial	50%
Alumbrado Público	3%

Escenario 2

Escenario 2.1 – Aire acondicionado

Este escenario incluye el posible impacto del aire acondicionado en la demanda de potencia y energía de Iquitos, y considera un crecimiento vegetativo sectorial y no uno general como se estima en el Escenario 1.

→ Supuestos

Crecimiento sectorial que depende del desarrollo de cada uno, que parte del mes más representativo del 2023 en cuanto a distribución de consumos.

Tabla 2

Supuestos de crecimiento anual por sector

Supuestos de crecimiento anual por sector	
Industrial	3,5%
Comercial	4%
Residencial	3%
Alumbrado Público	1%

En cuanto a la tenencia del aire acondicionado, se supone que los usuarios llegarán al 30% de tenencia para el 2050, comenzando en 7% dadas las estadísticas de consumo del 2023 para identificar el porcentaje de usuarios con tenencia de aire acondicionado. En cuanto a la cantidad de usuarios residenciales totales, se toman como base los 91.846 usuarios registrados en 2023.

Para las características de los equipos de aire acondicionado, se toman los siguientes valores:

Tabla 3
Características de equipos de aire acondicionado¹¹

Consumo de energía del aire acondicionado inverter por usuario	
Potencia (BTU)	12.000
Potencia (W)	1.500
Horas al día de uso (h)*	2
Consumo mensual (kWh/mes)	90
Consumo anual (MWh/año)	1,1
Potencia (MW)	0,0015

Para el tipo de crecimiento se supone un crecimiento exponencial, en donde se prevé un crecimiento más acelerado los primeros años, que se va aplanando en la medida que se llega al 30% en 2050.

Escenario 2.2 - Refrigeración

Este escenario incluye el posible impacto del aumento de la tenencia y uso de refrigeradoras en la demanda de potencia y energía de Iquitos, y considera un crecimiento vegetativo sectorial y no uno general como se estima en el Escenario 1.

➔ Supuestos

Crecimiento sectorial que depende del desarrollo de cada uno, que parte del mes más representativo del 2023 en cuanto a distribución de consumos.

¹¹ Se supone un funcionamiento del aire acondicionado de 2 horas comprendidas entre las 7pm y las 9pm.

Tabla 4
Supuestos de crecimiento anual por sector

Supuestos de crecimiento anual por sector	
Industrial	3,5%
Comercial	4%
Residencial	3%
Alumbrado Público	1%

En cuanto a la tenencia de refrigeradoras se supone que los usuarios llegarán al 95% de tenencia para el 2050, comenzando en 75% dada la información de tenencia en el 2023. En cuanto a la cantidad de usuarios residenciales totales se toman como base los 91.846 usuarios registrados en 2023.

Para las características de la refrigeradora, se suponen los siguientes valores:

Tabla 5
Características de equipos de refrigeración¹²

Consumo de energía de la refrigeradora*	
Potencia (W)	300
Horas al día de uso*	24
Consumo mensual (kWh/mes)	32,1
Consumo anual (MWh/año)	0,4
Potencia (MW)	0,0003

Para el tipo de crecimiento se supone un crecimiento exponencial, en donde se prevé un crecimiento más acelerado los primeros años, que se va aplanando en la medida que se llega al 95% en 2050.

¹². Se supone un funcionamiento de los equipos de refrigeración de 24 horas.

Escenario 2.3 – Aire acondicionado y refrigeración

Este escenario incluye el posible impacto en la demanda de potencia y energía de Iquitos de la mayor tenencia y uso tanto de la refrigeradora como del aire acondicionado. Este escenario es la combinación de los escenarios 2.1 y 2.2.

Escenario 3

Escenario 3.1 – Movilidad eléctrica

Este escenario incluye el posible impacto de la transición a movilidad eléctrica en la demanda de potencia y energía de Iquitos, además de los otros factores considerados en los escenarios 1 y 2 (crecimiento vegetativo sectorial, aumento en la tenencia y uso de equipos de aire acondicionado y refrigeradores, y nuevas conexiones previstas por ELOR).

→ Supuestos

Un crecimiento sectorial que depende del desarrollo de cada uno, que parte del mes más representativo del 2023 en cuanto a distribución de consumos.

Tabla 6
Supuestos de crecimiento anual por sector

Supuestos de crecimiento anual por sectores	
Industrial	3,5%
Comercial	4%
Residencial	3%
Alumbrado Público	1%

En cuanto a la tenencia de los mototaxis eléctricos se supone que los usuarios llegarán al 99% de tenencia para el 2050, comenzando en 0% en el año 2023. En cuanto a la cantidad de usuarios de mototaxis totales, se toman como base los

60.000 usuarios registrados en 2023.

Para las características del mototaxi se consideran los siguientes supuestos:

Tabla 7

Características de los mototaxis presentes en el parque automotor

Parámetro	Valor	Unidad
Eficiencia de un motor Diesel	80	km/galón
Consumo de combustible Diesel diario por mototaxi	2,5	galones
Consumo de combustible Diesel mensual por mototaxi	75	galones
Consumo de combustible Diesel anual por mototaxi	900	galones
Kilometro diarios recorridos por mototaxi	200	km
Kilometro mensuales recorridos por mototaxi	6.000	km
Kilometro anuales recorridos por mototaxi	72.000	km
Eficiencia de un motor eléctrico de una motocicleta	11	km/kWh
	11000	km/MWh
Consumo de energía eléctrica diario por mototaxi	0,02	MWh
Consumo de energía eléctrica mensual por mototaxi	0,55	MWh
Consumo de energía eléctrica anual por mototaxi	6,55	MWh
Residencial Alumbrado Público	5	kW
	0,005	MW

Se supone un horario de carga para los mototaxis que comprende entre las 12pm-1pm y 10pm-11pm con valores pico, y con valores medios entre 10am-12pm, 12pm-3pm, 8pm-10pm y 11pm-1am.

Anexo 2

Supuestos y metodología para el cálculo del LCOE

.....

Cálculo del LCOE

El Costo Nivelado de Energía (LCOE, por sus siglas en inglés) es una métrica utilizada para evaluar el costo por unidad de energía generada a lo largo de la vida útil de un proyecto de generación. Su cálculo permite comparar diferentes tecnologías de energía en términos de costos y viabilidad económica.

El LCOE se expresa en dólares por megavatio-hora (US\$/MWh) y considera los costos de inversión inicial (CAPEX), los costos de operación y mantenimiento (OPEX), la vida útil del sistema y una tasa de descuento que refleja el valor del dinero en el tiempo.

La fórmula general del LCOE es:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^N (CAPEX_t + OPEX_t) / (1+r)^t}{\sum_{t=1}^N (Energia\ Generada_t / (1+r)^t)}$$

Donde:

- $CAPEX_t$: Costos de inversión inicial y futuras reinversiones.
- $OPEX_t$: Costos de operación y mantenimiento anuales.
- $Energia\ Generada_t$: Energía producida por el sistema en el tiempo t.
- r : Tasa de descuento
- n : Vida útil del proyecto

Proceso metodológico

Determinación del CAPEX

Se obtienen los valores de inversión inicial por tecnología, expresados en US\$/MW instalado. Las fuentes utilizadas incluyen:

- Sistemas Fotovoltaicos: Datos tomados del documento “Hoja de ruta de energías renovables para Centroamérica: Hacia una transición energética regional” de IRENA (Agencia Internacional de Energías Renovables). https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Mar/IRENA_Renewable_Roadmap_Central_America_2022_ES.pdf
- Sistemas de Almacenamiento (BESS): Referencias tomadas del documento “Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update” del NREL (National Renewable Energy Laboratory).
- Hidroeléctrico: Costos extraídos de proyectos previos, como la hidroeléctrica Mazan.
- Sistemas de Hidrogeno: Cotizaciones de proveedores especializados.
- Líneas de Transmisión: Datos provenientes de proyectos desarrollados por CESEL.

Estimación del OPEX

Los costos de operación y mantenimiento anuales se establecen en un 2.5% del CAPEX para cada tecnología. Este porcentaje se fundamenta en referencias de estudios de costos operativos en la industria de energías renovables, los cuales estiman que los gastos anuales incluyen mantenimiento preventivo y correctivo, seguros, costos administrativos y operativos. Este valor es consistente con lo reportado en análisis de proyectos energéticos publicados por organismos como IRENA y NREL.

Simulaciones en Software

Se realizan simulaciones en Homer Pro introduciendo:

- Proyecciones de demanda energética en tres escenarios distintos.
- Dimensionamiento de la capacidad instalada según la tecnología, asegurando que la generación cubra la demanda prevista en cada escenario.
- Consideraciones sobre variabilidad de recursos energéticos, eficiencia de los sistemas de almacenamiento y factores de capacidad de cada tecnología.
- Evaluación de múltiples configuraciones tecnológicas para optimizar costos y desempeño energético del sistema.

Balance energético

Se garantiza que:

- La demanda máxima sea cubierta en todos los escenarios.
- La generación anual sea equivalente a la demanda proyectada, evitando déficits de generación.
- En casos de sobreproducción de energía, se analizan posibles vertimientos de energía, es decir, la energía generada en exceso que no puede ser aprovechada debido a restricciones de almacenamiento o limitaciones en la demanda.

Proyección de flujos de caja y energía

Se realiza una proyección a 25 años, asumiendo la vida útil de un sistema fotovoltaico. Se calculan:

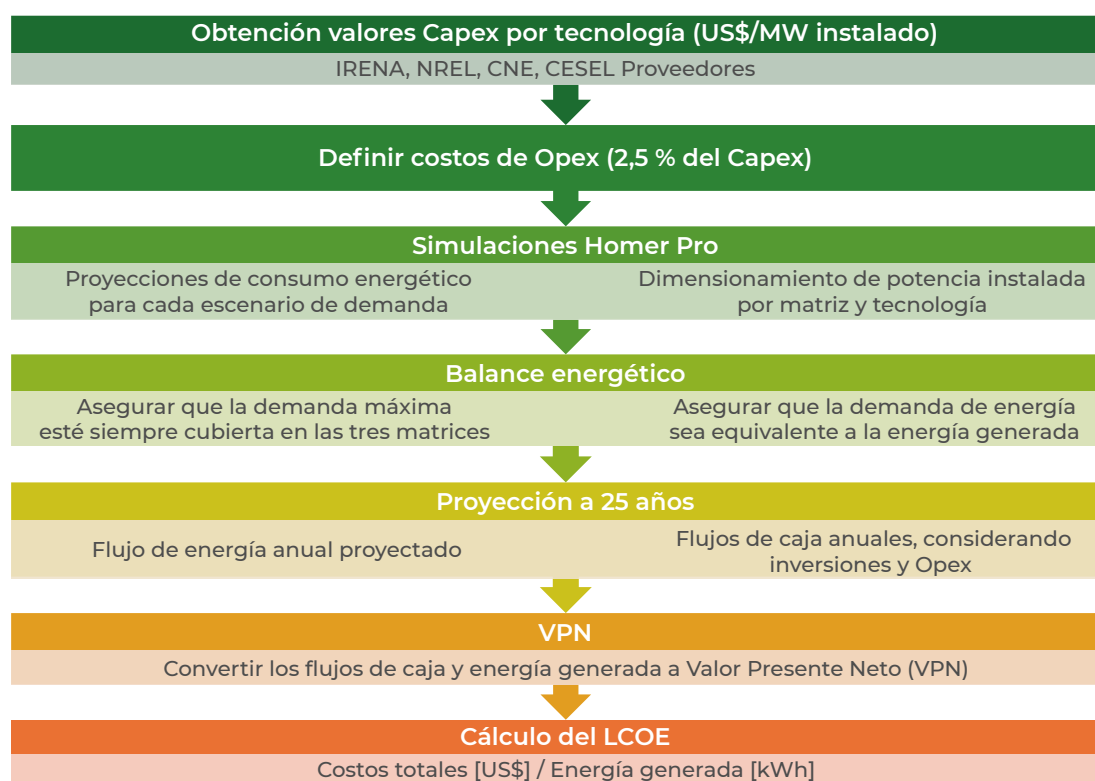
- Flujos de caja anuales, considerando CAPEX y OPEX.
- Generación anual estimada.
- Aplicación de una tasa de descuento del 7%, la cual se fundamenta en estudios financieros de proyectos energéticos. Este valor representa el

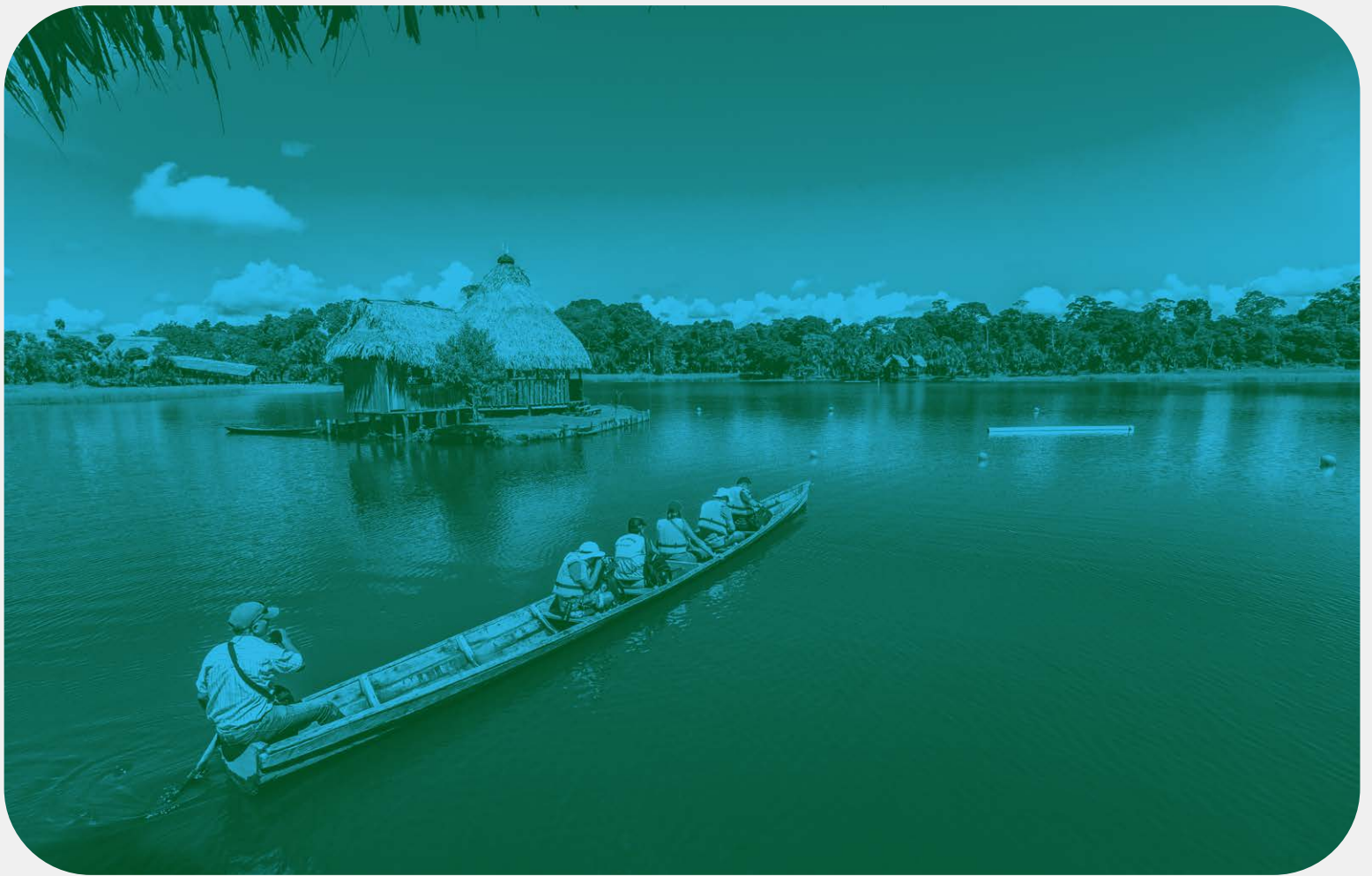
costo promedio ponderado de capital (WACC) estimado para inversiones en energía renovable en mercados emergentes, considerando factores como el riesgo financiero, la inflación y expectativas de retorno de inversionistas.

Cálculo del LCOE

Finalmente, se aplica la fórmula del LCOE con los valores obtenidos en los pasos previos, permitiendo evaluar la competitividad de cada tecnología.

Ilustración 18
Diagrama de flujo del cálculo del LCOE





Referencias

.....

Transitando hacia un sistema eléctrico
confiable, asequible y sostenible en ciudad
amazónica de Iquitos, Perú

Referencias

- Agurto Sanchez, E. D., Cauti Huayta, A. M., León Aranda, F. G., Ortiz Esteban, L. A., & Sandoval Monzón, M. Á. (2019). *Universidad ESAN - Análisis del ingreso de una central de generación eléctrica de 10 MW con fuente renovables no convencionales como proyecto piloto para el sistema eléctrico aislado de Iquitos*. Obtenido de <https://repositorio.esan.edu.pe/handle/20.500.12640/1511>
- Asociación Peruana de Hidrógeno. (2021). *Potencial de Hidrógeno en el Perú*. Obtenido de https://h2.pe/uploads/20210908_H2-Peru_Estudio-final.pdf
- BID. (2024). *Estado de preparación de empresas de distribución de energía eléctrica en el portafolio de FONAFE para encarar los desafíos de la transición energética*.
- CESEL. (2013). *Estudios de viabilidad técnica para la construcción de las Líneas de Transmisión SE Moyobamba Nueva – SE Intermedia – SE Iquitos Nueva en 220kV*. Iquitos - Perú: CESEL Ingenieros.
- CESEL S.A. (2013). *Estudios de viabilidad técnica para la construcción de las Líneas de Transmisión SE Moyobamba Nueva– SE Intermedia– SE Iquitos Nueva en 220kV*. CESEL Ingenieros: INFORME TECNICO CSL-133200-1-6-IT-003.
- CREG. (29 de 01 de 2018). *CREG 015 DEL 2018 - Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional*. Obtenido de https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0015_2018.htm
- CRSE. (2020). *Informes de los Grupos de Trabajo de la CRSE*. Obtenido de <https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/4763795-informes-de-los-grupos-de-trabajo-de-la-crse>
- D. Syed; A. Zainab; G. Ali; S. Refaat; A. Haitham. (27 de 11 de 2020). *IEEE - Análisis de Big Data de Redes Inteligentes: Estudio de Tecnologías, Técnicas y Aplicaciones*. Obtenido de <https://ieeexplore.ieee.org/document/9272794/references#references>
- Diario la Región. (2024). *Iquitos cuenta con primer bote solar destinado al turismo sostenible*. Obtenido de <https://diariolaregion.com/iquitos-cuenta-con-primer-bote-solar-destinado-al-turismo-sostenible/>
- Echeverry, J. A. (2023). *Evaluación del consumo de energía eléctrica en el sistema de aire acondicionado del bloque 25 de la institución universitaria Pascual Bravo*. Obtenido de Institución Universitaria Pascual Bravo: https://repositorio.pascualbravo.edu.co/bitstream/pascualbravo/2306/1/Rep_IUPB_Ing_Ele_Bloque_25.pdf

- ELOR. (2024). *Información compartida por Electro Oriente para el desarrollo de la consultoría.*
- ELOR. (2024). *Información compartida por Electro Oriente S.A para el desarrollo de la consultoría.*
- Energy, H. (10 de 2021). *Digital transformation of the distribution grid, solutions from the field to the boardroom for distribution utilities.* (Hitachy Energy) Obtenido de <https://www.hitachienergy.com/latam/es/news/features/2021/10/enabling-the-pathway-for-the-digital-distribution-utility>
- Éxito. (2024). *Refrigerador CHALLENGER No Frost Congelador Superior 300 LTS CR317.* Obtenido de Éxito: <https://www.exito.com/refrigerador-challenger-no-frost-2878-lts-cr317-3054492/p>
- F. Flores; j. Ayala; L. Banguera; N. Rodriguez; A. Escobar. (2020). Estudio, análisis y modelamiento de los sistemas eléctricos de distribución en el contexto de redes eléctricas inteligentes industria 4.0 y automatización. *Universidad Distrital Francisco José de Caldas - Región Administrativa y de Planeación Especial* (Grupo de Investigación Xué Semillero de Investigación Barión).
- GMI. (2023). *Global Market Insights.* Obtenido de Global Substation Market Report: <https://www.gminsights.com/industry-analysis/substation-market>
- Gonzales, J. F. (2014). *Instalación y Caracterización de un sistema SPLIT de alta eficiencia para realizar comparaciones de consumos energéticos en el laboratorio de refrigeración y aire acondicionado de la IUPB.* Obtenido de Tecnológico Pascual Bravo institución universitaria: https://repositorio.pascualbravo.edu.co/bitstream/pascualbravo/528/1/Rep_IUPB_Tec_Mec_Ind_Instalaci%c3%b3n_Sistema.pdf
- Hitachi Energy. (2017). Digital substation cybersecurity.
- Iberdrola. (2024a). *¿Cuál es la potencia que necesitan los electrodomésticos de mi hogar?* Obtenido de Iberdrola: <https://www.iberdrola.es/blog/energia/cual-es-la-potencia-necesaria-para-los-electrodomesticos>
- Imagina Energía. (2022). *Tabla de consumo de electrodomésticos.* Obtenido de <https://imaginaenergia.com/blog/tabla-de-consumo-de-electrodomesticos/>
- Imagina Energía. (2022). *Tabla de consumo de electrodomésticos.* Obtenido de <https://imaginaenergia.com/blog/tabla-de-consumo-de-electrodomesticos/>
- Imagina Energía. (2022). *Tabla de consumo de electrodomésticos.* Obtenido de <https://imaginaenergia.com/blog/tabla-de-consumo-de-electrodomesticos/>

- INEI. (2022). *Encuesta Nacional de Hogares*. Obtenido de Instituto Nacional de Estadística e informática: <https://www.datosabiertos.gob.pe/dataset/encuesta-nacional-de-hogares-enaho-2022-instituto-nacional-de-estadistica-e-informatica-e2%80%93>
- Inforegión. (2023). *Construcción Sustentable en Perú: Ventajas económicas de certificarse bajo EDGE y LEED*. Obtenido de <https://inforegion.pe/construccion-sustentable-en-peru-ventajas-economicas-de-certificarse-bajo-edge-y-leed/#:~:text=Incentivos%20gubernamentales%20en%20Per%C3%BA%20para%20construcciones%20sustentables%20,buocr%C3%AIticos%20...%204%20Reconocimiento%20y%20>
- MEF. (2021). NOTA TÉCNICA PARA EL USO DE CARBONO EN LA EVALUACIÓN SOCIAL DE PROYECTOS DE INVERSIÓN. *Ministerio de Economía y Finanzas - Dirección General de Programación Multianual de Inversiones - DGPMI*, 34.
- MINEM. (2024). *Resolución Ministerial 375/2024*. Obtenido de <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/7132020/6124006-rm-375-2024-minem-dm.pdf?v=1729864306>
- MINENERGIA/PNUD/FAO/GEF. (2011). *Manual de Biogás*. Obtenido de <https://www.fao.org/4/as400s/as400s.pdf>
- Ministerio de Ambiente. (2015). *Decreto Supremo N° 015-2015*. Obtenido de MINAM: https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/385657/Decreto_Supremo_N_015-2015-MINAM20191013-25586-56vxI5.pdf?v=1570990387
- Ministerio de la Mujer y poblaciones Vulnerables. (2019). *Decreto Supremo N° 008-2019-MIMP*. Obtenido de Política Nacional de Igualdad de Género PNIG: <https://www.mimp.gob.pe/PNIG/>
- Ministerio de Minas y Energía. (2019). *Reporte Anual de Gases de Efecto Invernadero del Sector Energía 2019*. Obtenido de Dirección General de Eficiencia Energética: https://infocarbono.minam.gob.pe/wp-content/uploads/2023/05/Informe-RAGEI_2019_Energia_CE_EF_VF.pdf
- NREL. (2021). *Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation: Update. National Renewable Energy Laboratory*, 2 Y 3.
- Osinergmin. (2020). *Informe: Promoción de Energías Renovables en Sistemas Aislados*. Lima: Osinergmin.
- Osinergmin. (2023). *Compendio de centrales hidráulicas y térmicas de las empresas de distribución*. Obtenido de https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/generacion/SGSA-Compendio-Centrales-ED.pdf

- Osinergmin. (2025). *Supervisión del cumplimiento del Plan de Inversiones en Transmisión*. Obtenido de https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Osinergmin-DSE-IT-PIT-2021-2025-2025-06.pdf
- ProlInversion. (09 de 12 de 2022). *Enlace 220kV Reque-Nueva Carhuaquero, subestaciones, Líneas y Ampliaciones Asociadas / SE Nueva Tumbes 220/60 kV - 75 MVA y LT 60kV Nueva Tumbes - Tumbes*. Obtenido de Enlace 220kV Reque-Nueva Carhuaquero, subestaciones, Líneas y Ampliaciones Asociadas / SE Nueva Tumbes 220/60 kV - 75 MVA y LT 60kV Nueva Tumbes - Tumbes (investinperu.pe)
- R5. (2024). *Electrolineras Colombia*. (R5) Obtenido de <https://www.grupor5.com/blog/movilidad/electrolineras-colombia>
- SENAMHI. (2023). *Normales Climáticas Estándares y Medias 1991-2020*. Obtenido de Repositorio Institucional - Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología.
- Smartgridsinfo. (2023). *Como Ecuador modernizó su red de distribución de energía con una plataforma Ecostruxure ADMS*. Obtenido de <https://www.smartgridsinfo.es/comunicaciones/comunicacion-como-ecuador-modernizo-red-distribucion-energia-plataforma-ecostruxure-adms>
- SMARTGRIDSINFO. (s.f.). *Cómo Ecuador modernizó su red de distribución de energía con una plataforma Ecostruxure ADMS*. Recuperado el 15 de noviembre de 2023, de <https://www.smartgridsinfo.es/comunicaciones/comunicacion-como-ecuador-modernizo-red-distribucion-energia-plataforma-ecostruxure-adms>
- UNEX. (2024). *Modelo de negocio de Mototaxis eléctricos en Iquitos y México*.
- Verman E.I.R.L. (2013). *Consultoría "Elaboración del estudio para determinar el potencial de la bioenergía a desarrollarse en Loreto, Ucayali, San Martín y Madre de Dios"*. Lima-Perú: Ministerio de Energía y Minas. Dirección General de Eficiencia Energética.
- Vildósola, G. (2020). *Estrategias de movilidad sostenible en la ciudad de Iquitos*. Obtenido de ACOSTAVILDÓSOLA: <https://www.avarquitectos.com/post/estrategias-de-movilidad-sostenible-en-la-ciudad-de-iquitos>

