

MONITOR ENERGÉTICO

**Pérdidas en la Distribución de
Energía, Capacidad de Transmisión.
Soluciones Tecnológicas**



**MINISTERIO DE ECONOMÍA,
PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO (MEPYD)**

PÁVEL ISA CONTRERAS
MINISTRO

ALEXIS CRUZ RODRÍGUEZ
VICEMINISTRO DE ANÁLISIS ECONÓMICO Y SOCIAL (VAES)

ALBERTO VELOZ
ASESOR

HAIRYS TEJEDA RUBIO
ANALISTA SECTORIAL

APOYO EDITORIAL:
DIRECCIÓN DE COMUNICACIÓN DEL
MINISTERIO DE ECONOMÍA, PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO

Oficinas Gubernamentales, Bloque B Av. México, Gazcue.
Santo Domingo, República Dominicana



VAES

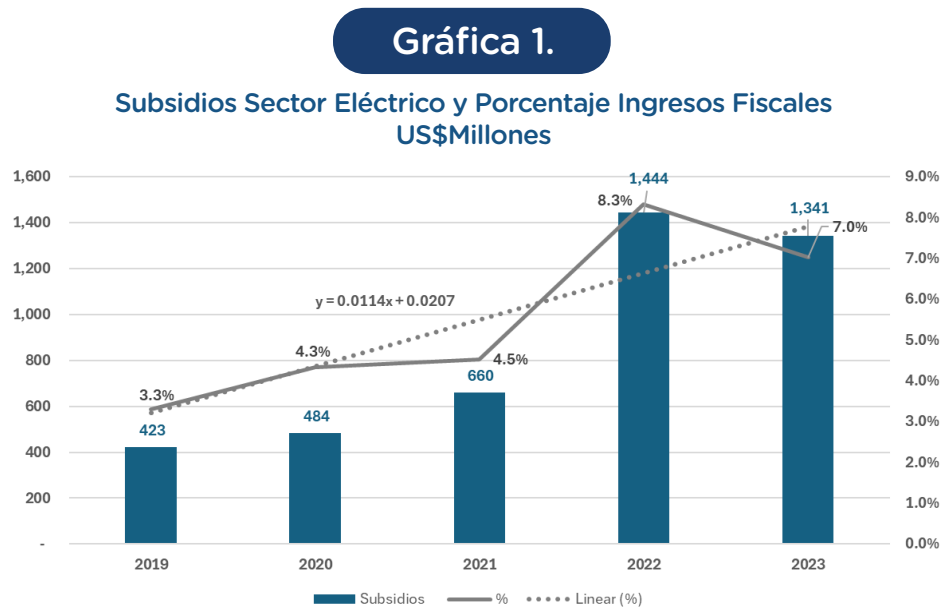
Viceministerio de Análisis
Económico y Social

Pérdidas en la Distribución de Energía, Capacidad de Transmisión. Soluciones Tecnológicas.



Introducción

Los déficits persistentes de las empresas distribuidoras de energía eléctrica (EDEs) continúan demandando importantes recursos del presupuesto del Estado. Los montos transferidos a estas empresas totalizaron US\$660 millones; US\$1,444 millones y US\$1,341 millones en 2021; 2022 y 2023, respectivamente. La participación porcentual de los subsidios indicados y los montos correspondientes (2019-2023), sobre los ingresos fiscales se incluyen en la Gráfica 1.



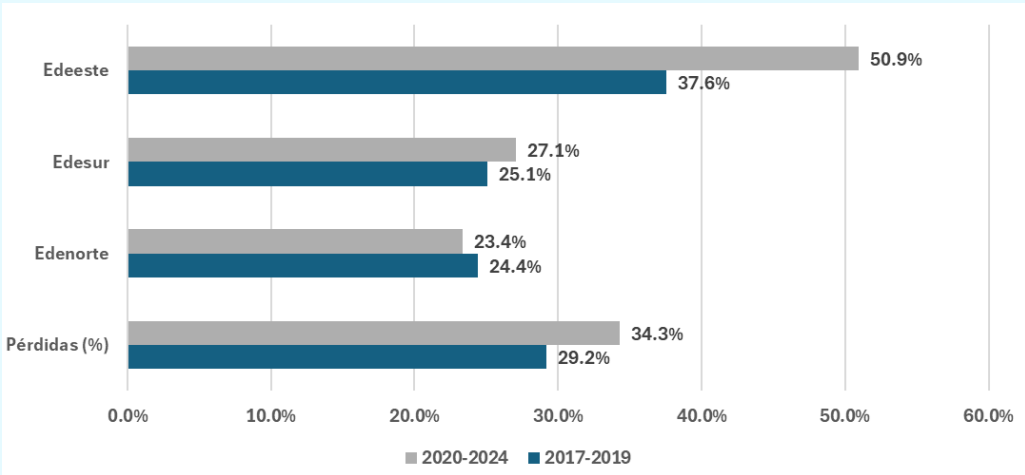
Fuente: Banco Central. Estadísticas Fiscales.

Se destaca el hecho de que los subsidios al sector se duplicaron en 2022 y 2023, con relación al 2021. El monto del subsidio en 2021 superó los niveles de 2019 y 2020 en aproximadamente US\$200 millones. El monto correspondiente a 2021 representó un 4.5% de los ingresos fiscales. Para 2022 y 2023, la relación porcentual se estimó en 8.3% y 7%, respectivamente.

Un factor determinante en el aumento observado en los subsidios ha sido las pérdidas de energía en la distribución. El porcentaje de la energía comprada y no cobrada se mantiene por encima de del 20%. La Gráfica 2 muestra comparativo de los porcentajes de pérdidas promedio para los periodos 2017-2019 y 2020-2024 (primer trimestre T1).

Gráfica 2.

Pérdidas de Energía Empresas Distribuidoras

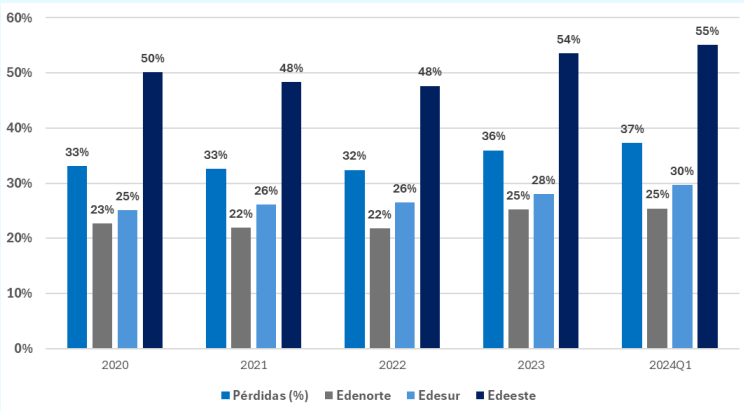


Fuente: MEM. Informe de Desempeño Marzo 2024

De las tres Distribuidoras, Ede-Norte registra el aumento en pérdidas de menor porcentaje 1%. Ede-Sur registra un 2%. Ede-Este se diferencia de la media 2017-2019 en 21.7% y de la media del periodo 2020-2024 en 16.6%. Las pérdidas de Ede-Este (2020-2024) superaron las correspondientes a Ede-Sur y Ede-Norte en 24% y 28%, respectivamente. Ede-Este continua con niveles de pérdidas que duplican, aproximadamente, los niveles de las otras distribuidoras. La Gráfica 3 desglosa dichos porcentajes por empresa distribuidora. La barra “Pérdidas%” es el promedio de las tres empresas. Al cierre de marzo 2024 las pérdidas de Ede-Este fue de 55%.

Gráfica 3.

Pérdidas de Energía por Distribuidora

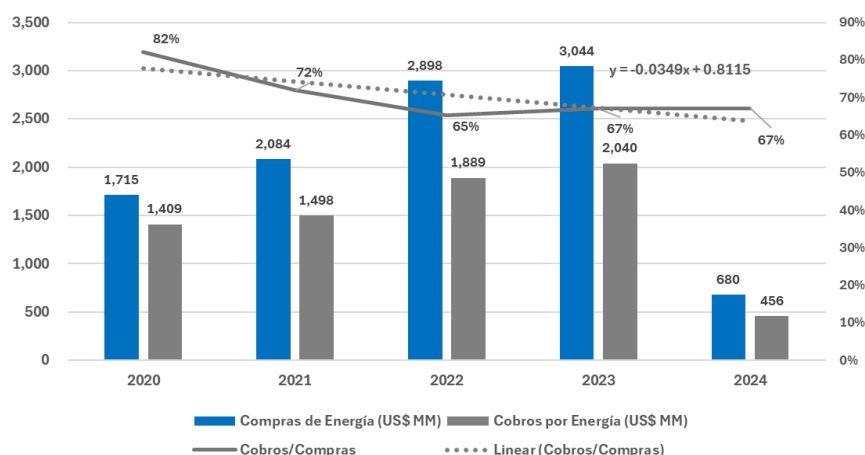


Fuente: MEM. Informe de Desempeño Marzo 2024

Una empresa que pierde el 55% de la energía que compra, solo recupera el 45% del efectivo, no es viable. La Gráfica 4 presenta la relación entre el valor de las compras de energía a los generadores y los cobros por ventas a los clientes de las distribuidoras. Esta relación se redujo de 82% (2020) a 67% en 2022 y 2023.

Gráfica 4.

Compras de Energía y Cobros Empresas Distribuidoras



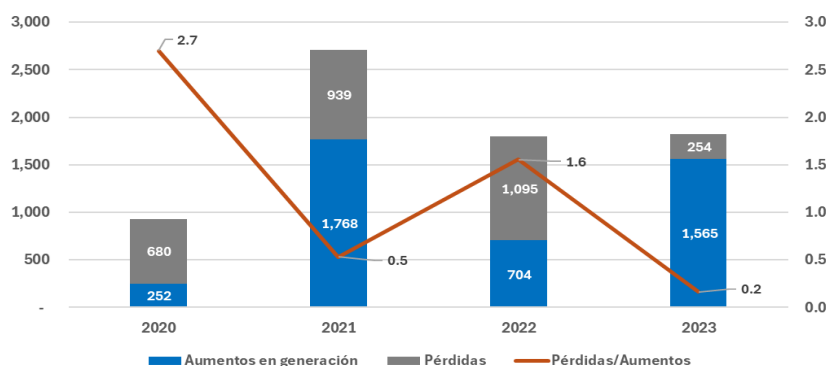
Fuente: MEM. Informe de Desempeño Marzo 2024

Redimensión de las pérdidas.

La Gráfica 5 despliega datos de las pérdidas (GWh) e incrementos en la generación. Destaca el hecho de que en 2020 y 2022, estas superaron en aumento en la generación del SENI. En 2020, las pérdidas superaron el aumento en la generación en 2.7 veces, y en 2022 en 1.6. Definitivamente, esta situación es presión adicional sobre los ingresos fiscales y requieren de solución; por ende, cambios en los aspectos administrativos, comerciales y tecnológicos.

Gráfica 5.

Aumentos en Generación y Pérdidas en Distribución GWh



Fuente: MEM. Informe de Desempeño Marzo 2024. Oc.org.do

¿Cuánto dinero representan estas pérdidas en las transacciones de compras de las distribuidoras? Para ilustrar este otro dimensionamiento de estas, el Cuadro 1 las valora para cada distribuidora, a los precios pagados en los contratos. La última Columna incluye el promedio del periodo 2019-2023.

Estos valores son indicativos del potencial ahorro relacionado con la reducción de las pérdidas de cada distribuidora. En 2023, la reducción de estas en 15% representaría un ahorro de US\$147 millones. En el caso de ED-Este, la cifra alcanzaría US\$74 millones. Estas estimaciones se realizan en base a los valores registrados en 2023.

Cuadro 1.

Valoración de Pérdidas Distribuidoras a Precios de Contratos

Porcentaje de Pérdidas	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio
Edenorte	22.2%	20.2%	20.2%	20.3%	20.8%	20.7%
Edesur	28.5%	26.8%	28.0%	28.6%	27.9%	28.0%
Edeeste	49.3%	52.9%	51.8%	51.1%	51.3%	51.3%
Pérdias GWh						
Edenorte	908.03	1,051.34	1,091.68	1,116.82	1,419.79	1,117.53
Edesur	1,166.68	1,392.51	1,518.19	1,570.21	1,906.75	1,510.87
Edeeste	2,016.06	2,749.36	2,806.32	2,805.80	3,498.65	2,775.24
Pérdias US\$Millones						
Edenorte	100.6	103.7	118.8	169.1	201.9	138.8
Edesur	125.8	137.2	168.4	244.5	288.4	192.9
Edeeste	187.6	244.7	295.4	440.5	490.0	331.6
Total US\$	414.0	485.6	582.6	854.1	980.3	663.3

Fuente: MEM. Informe de Desempeño 2024

El Cuadro 2 incluye un estimado del ahorro potencial en la reducción de las mermas en los ingresos de las distribuidoras, a precios de contratos. El ahorro estimado en 2023 es de US\$107 millones, con reducciones de 10% para Ede-Norte y Ede-Sur y 15% para Ede-Este. Este valor puede aumentar con variaciones en la mezcla de compras por contratos y en el mercado Spot. En otras palabras, disminuir las mermas pudiese representar entre unos US\$100 millones y US\$150 millones en una etapa inicial.

Cuadro 2.

Estimación de Ahorros Distribuidoras a Precios de Contratos

Porcentaje de Pérdidas	2020	2021	2022	2023	Promedio
Edenorte	21.9%	21.8%	25.2%	25.4%	23.6%
Edesur	25%	26%	26%	28%	26.4%
Edeeste	50%	48%	48%	54%	49.9%
Reduccion de Pérdidas					
Edenorte 10%	11.9%	11.8%	15.2%	15.4%	13.6%
Edesur 10%	15.1%	16.1%	16.5%	18.0%	16.4%
Edeeste 15%	34.3%	37.9%	36.8%	36.1%	36.3%
Ahorros US\$Millones					
Edenorte	10.06	10.37	11.88	16.91	12.30
Edesur	12.58	13.72	16.84	24.45	16.90
Edeeste	28.14	36.70	44.31	66.08	43.81
Total US\$Millones	50.78	60.79	73.03	107.44	73.01

Fuente: MEM Informe de Desempeño 2024

Con el objetivo de comparar el porcentaje de pérdidas con otros países, el Cuadro 3 despliega datos de Honduras y Uganda para 2019-2024T1(primer trimestre). República Dominicana supera las correspondientes a Honduras y Uganda. En comparación con Uganda, los números de República Dominicana duplican los registrados por este país en 2022-2023.

Cuadro 3.

Pérdidas de Energía honduras, Uganda y República Dominicana

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Honduras	24.6%	26.2%	29.7%	30.0%	33.8%	-
Uganda	17.2%	16.4%	18.1%	16.9%	16.4%	16.0%
Rep. Dominicana	27.0%	33.1%	32.6%	32.4%	36.0%	37.0%
Rep. Dom./Uganda	1.6	2.0	1.8	1.9	2.2	2.3

Fuente: Empresa Nacional de Energía Honduras; umeme.co.ug.Uganda

Precios en Contratos y Mercado Spot.

En el Cuadro 3 se incluyen datos de las compras por contratos y en el mercado spot. También se resumen datos promedios de precios para ambas modalidades de compras de energía. Las transacciones en el mercado spot son a menor plazo que los contratos. Los precios del mercado spot registrados en el periodo 2019-2024 T1, superan en promedio en 1.9 veces a los de contratos.

Las diferencias más elevadas entre estos precios se observan en 2021 (3.1 veces) y en 2022 (2.2 veces). La estrategia de reducción de costos de energía debe optimizar seleccionando combinaciones de suministro de energía, a los menores precios de largo plazo.

Cuadro 4.

Compras y precios de contrato y mercado SPOT

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Promedio
Compras contratos GWh	9,226.8	13,157.5	15,388.8	15,389.2	14,039.4	3,324.7	11,754.4
Compras Spot GWh	5,923.4	2,519.8	1,213.5	1,567.4	4,938.2	1,172.5	2,889.1
	64.2%	19.2%	7.9%	10.2%	35.2%	35.3%	24.6%
Precios de energía SPOT US\$/KWh	16.4	18.1	34.2	33.3	20.6	18.2	23.5
Precios de energía contratos US\$/KWh	10.6	9.6	10.8	15.4	14.4	14.0	12.5
	1.6	1.9	3.1	2.2	1.4	1.3	1.9

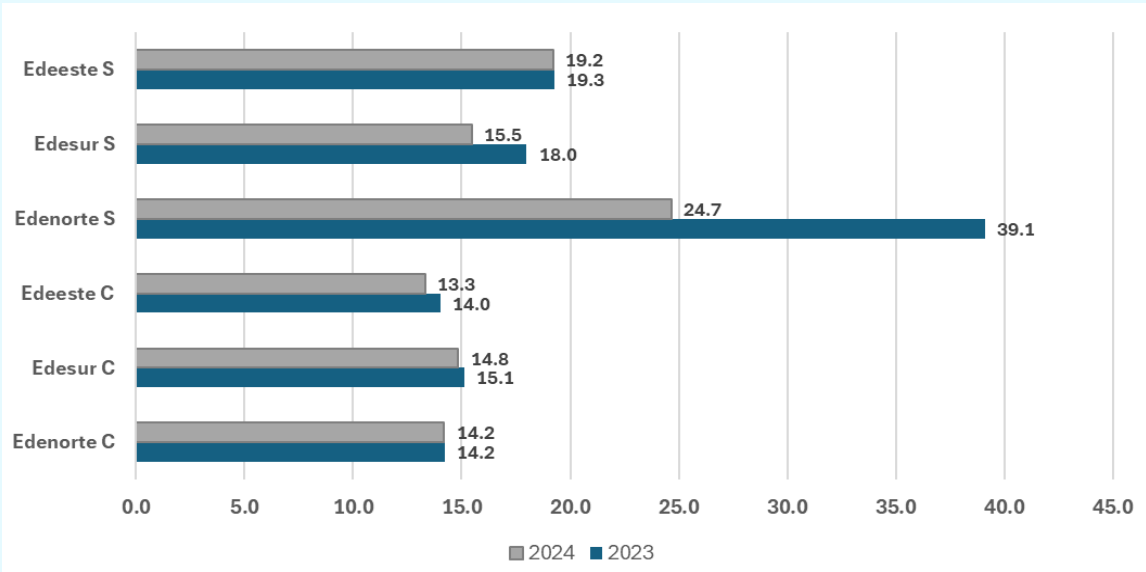
Fuente: MEM. Informe de Desempeño 2024

En lo referente al volumen de compras, la cuarta parte de las compras de energía se realizaron en el spot, en promedio anual. En 2023, las compras en este mercado alcanzaron el 35%. Esta proporción se mantiene durante el primer trimestre de 2024. La diferencia absoluta entre los precios de ambos mercados en 2023 es US\$6.2 centavos por kilovatio hora. La diferencia correspondiente al 2024 T1 es US\$4.1 centavos por kilovatio hora.

La Gráfica 6 compara los precios de contratos y precios en el mercado spot por distribuidora, para 2023 y 2024. Ede-Norte registra los precios más elevados de compras spot (US\$39.1). En 2023, la diferencia con el precio promedio de menor magnitud es US\$21/KWh (centavos por KWh). El precio más bajo lo registra ED-Sur US\$18 centavos por KWh.

Gráfica 6.

Precios de Contratos (C) y Mercado Spot (S).
US\$/KWh



Fuente: MEM. Informe de Desempeño 2024

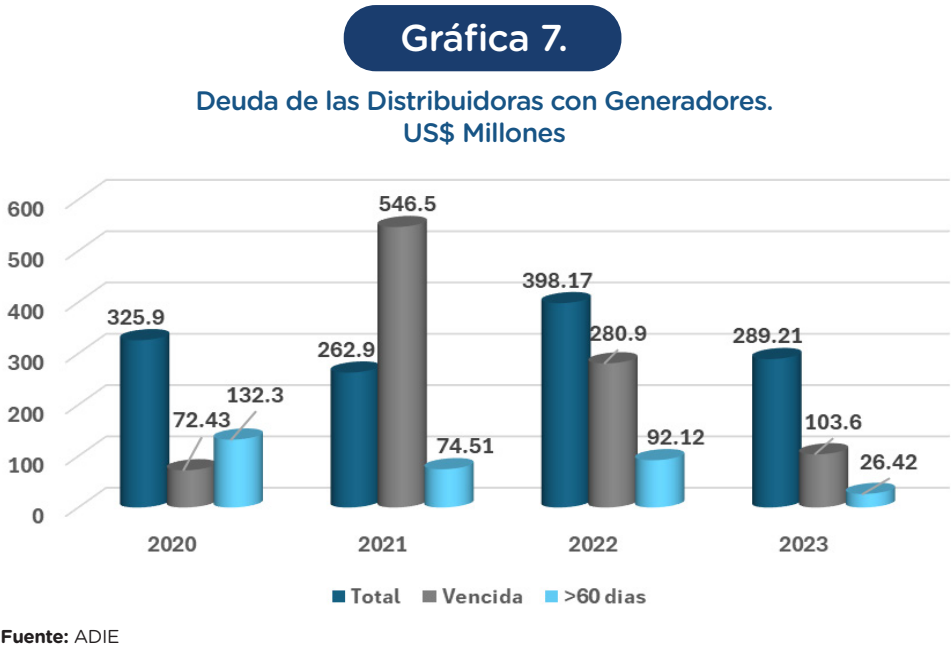
Los precios de contratos oscilan en el rango de US\$13.3/KWh y US\$14.2/KWh. Ede-Este es la distribuidora con precio de contrato más bajo en 2023. Si la mitad de las compras spot de 2023 ($4,938.2/2=2,469$ GWh) se adquieren bajo contrato a US\$14.2/KWh, con un ahorro de 6.2 centavos, las erogaciones por compras de energía se reducen en US\$153 millones.

Las disminuciones propuestas de pérdidas y de compras en el mercado spot pueden generar un ahorro de US\$260 millones anuales. Mayores ahorros pueden ser alcanzados con mayores reducciones en las pérdidas y más compras de energía con contratos de largo plazo, a precios menores que los actuales en el spot.

Deuda con los generadores.

Es relevante observar el comportamiento de las deudas de las distribuidoras; dado que estas implican pagos de intereses. El comportamiento de los saldos deudores con los generadores se resume en la Gráfica 7. Es destacable el hecho de que en 2021 los saldos vencidos duplicaron el saldo de la deuda total de ese año. Esto implicó mayores pagos de intereses. El desglose del pago de intereses no se incluye en los reportes de la ADIE, ni en los del Ministerio de Energía y Minas.

En 2021, la deuda a más de 60 días también aumentó con relación al 2020. Pagos significativos en 2022 y 2023 redujeron los saldos de la deuda vencida en US\$266 y US\$109 millones, respectivamente. Los datos de 2023 corresponden a saldos al cierre de octubre.



En los estados financieros de AES Dominicana a diciembre 2023, el saldo de deuda de las distribuidoras era US\$66 millones. El saldo correspondiente a 2022 alcanzó US\$143 millones.

El Cuadro 5 despliega datos de deuda con los principales acreedores, dentro de la membresía de la ADIE. El principal acreedor es AES (Dominican Power Partners DPP). El segundo acreedor es AES-Itabo. El control de accionario de esta empresa fue transferido a un grupo de inversionistas locales, Grupo Linda. Este Grupo adquirió las acciones de AES en Ege-Itabo, en 2020.

Cuadro 5.

Deuda de las Distribuidoras con Generadores (ADIE).
US\$ Millones

	2020	%	2021	%	2022	%	2023	%
AES DPP	242.7	74.6%	103.9	39.5%	248.78	62.5%	152.6	52.8%
Ege-Haina	32.8	10.1%	85.8	32.6%	55.5	13.9%	70.6	24.4%
AES-ITABO			43.7	16.6%	59.43	14.9%	23.8	8.2%
CESPM	15.9	4.9%	27.08	10.3%	32.6	8.2%	38.5	13.3%
LEAR	15.5	4.8%						
LAESA	2.37	0.7%	1.5	0.6%	1.5	0.4%		
GSF	16.26	5.0%						
Otros	0.37	0.1%	0.92	0.3%	0.36	0.1%	3.71	1.3%
Total	325.9	100.1%	262.9	100.0%	398.17	100.0%	289.21	100.0%

Fuente: ADIE

Los estados financieros de Egehaina 2023 muestran saldos por cobrar a Ede-Norte US\$204.3 millones, Ede-Sur US\$36.4 y Ede-Este US\$27.9 (nota 8). Los balances en el estado se convirtieron de pesos a dólar a la tasa de RD\$55.09 por dólar (promedio 2022 Banco Central). No se reportan balances por cobrar a las distribuidoras al cierre de 2023, en los estados de este generador.

Soluciones tecnológicas.

Diversos cambios administrativos han sido experimentados en las empresas distribuidoras; pero las pérdidas siguen en niveles muy elevados. En esta sección del monitor describo aspectos tecnológicos no discutidos previamente, y ausentes en los debates sobre los problemas en la distribución.

Estos están relacionados con tecnologías digitales modernas de monitoreo de consumo de los usuarios, y su integración a esquemas de facturación. La utilización de tecnologías inalámbricas de comunicación, procesamiento en línea de datos, prevención de eventos no programados, y de hurto de energía, están entre los potenciales aportes de estas tecnologías.

Existen dos esquemas tecnológicos: AMI (Advance Metering Infrastructure. Infraestructura Avanzada de Medición) y AMR (Advanced Metering Reading. Lectura Avanzada de Medición). La pieza central de ambos sistemas son los denominados medidores eléctricos “inteligentes”.

La tecnología AMI permite la comunicación de doble vía entre el medidor (usuario), la red central de captura y procesamiento de datos y las empresas distribuidoras. AMI puede constituirse también en un sistema de administración de demanda por parte de los usuarios y las distribuidoras (R. Rashed Mohassel et al. 2014). AMR ofrece un conjunto de opciones más limitadas que AMI.

AMI facilita la adopción de medidas de eficiencia energética, como la programación horaria de uso de aires acondicionados. La comunicación es posible realizarla por medio de banda ancha, comunicación por líneas eléctricas (PLC), frecuencia de radio fija, red de teléfonos móviles (Sardar, S. 2015).

La Gráfica 8 ilustra, de forma simplificada, la integración de medidores “inteligentes”, tecnología de comunicación, usuarios de energía, empresas de procesamiento de datos y distribuidoras. La ilustración muestra también la posible integración de energías renovables y almacenamiento en baterías, u otra opción futura. En una primera etapa, el esquema integraría usuarios (residenciales, comerciales e industriales), tecnología de comunicación, interacción con sistemas de facturación y procesamiento de datos.

El esquema puede variar por tipo de circuitos en función de la concentración espacial de usuarios, consumo por tipo de usuario y variabilidad horaria del consumo. En otras palabras, no hay una arquitectura única para integrar los componentes tecnológicos asociados a AMI.

El mayor número de medidores “inteligentes” instalados se observa en Estados Unidos 77%. España, la penetración de estos medidores en el mercado está en 91%, al igual que Francia, Italia y los países Nórdicos. China y Arabia Saudita están al mismo nivel que los países antes mencionados. En Latinoamérica, Chile alcanza un 31%.

El número de medidores de este tipo despachados a nivel mundial alcanzo 208.4 millones a febrero 2024. Se estima que el mercado, para finales de 2023, alcanzará 1,060 millones de contadores inteligentes (electricidad, agua y gas) en todo el mundo, según Global Smart Meter Market Tracker 2020-2030 de IoT Analytics. La tecnología en cuestión es también aplicable en las empresas de agua potable y saneamiento.

En un análisis reciente sobre los beneficios y costos de sistemas tipo AMI, en la ciudad de Dhaka (Azadus-Zaman 2023), determinó un valor presente de US\$197 millones y una relación beneficio costo de 1.43. El aumento en facturación, cobros y reducción de costos de las distribuidoras sobrepasaron los costos del sistema AMI. En adición, muchos usuarios pueden ahora administrar su consumo de energía y lograr ahorros en sus facturas.

Los potenciales beneficios citados, asociados a las instalaciones AMI, para las empresas distribuidoras incluyen: reducción de costos de operación, mayor precisión en procesos de facturación, detección rápida de averías y reducción de perdidas por robo o fraude (US. DOE 2016). En mayo 2024, Puerto Rico planea la conexión de 1.5 millones de estos medidores para modernizar su red (<https://www.smart-energy.com/industry-sectors/smart-meters/smart-meter-assessment-launched-in-puerto-rico/>).

El reporte de Northeast Energy Efficiency Partnerships Inc. (NEEP) de 2017 suministra información sobre potenciales escenarios para análisis costo beneficio. Respuestas a cambios en la demanda de energía de los usuarios en horas pico, o cuando el uso de más capacidad instalada encarece el servicio, es uno de los principales beneficios del sistema. NEEP fue fundada en 1996 como institución sin fines de lucro con la misión de contribuir a la eficiencia energética en la región Noreste y “Mid-Atlantic”, en los Estados Unidos.

Los usuarios de países con mercados más avanzados para distribución eléctrica pueden programar su consumo ahorrando en las horas pico (eficiencia energética). Estos países tienen tarifa horaria, y el precio de la energía es más elevado en horas pico. Beneficios como este, y el de suministro de energía a la red en instalaciones fotovoltaicas domésticas, son incluidos en estudios de costos y beneficios (Ameren 2012).

Gráfico 8.

esquema de red y medidores inteligentes

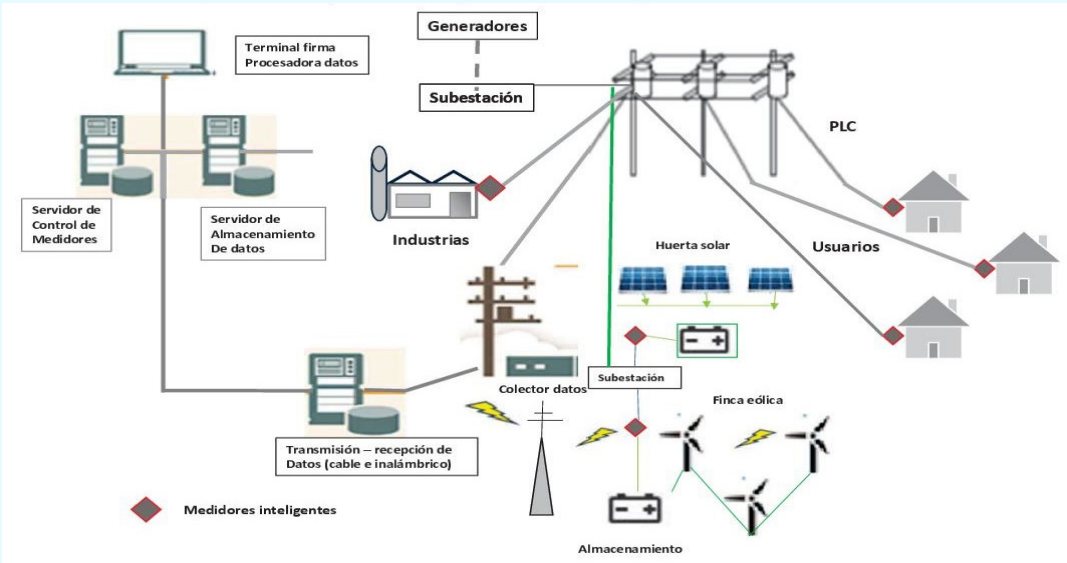
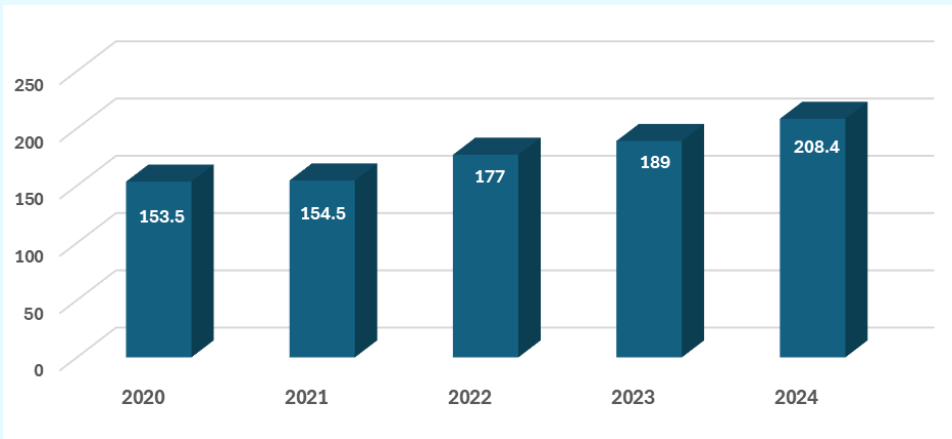


Gráfico 9.

Envío de medidores inteligentes a todo el mundo
(Millones de unidades)



www.statista.com/statistics

El sistema puede incluir medidores bajo modalidad prepago. Estos medidores han sido introducidos en el país desde hace más de diez años.

Una evaluación preliminar de la adopción de esta tecnología se presentó en otro Monitor Energético, en 2022, con datos a 2018. Los niveles de pérdidas registrados en dicha evaluación inicial estaban entre 25% y 35%, en el caso de Ede-Este. Dado que las cifras de pérdidas de esta distribuidora han aumentado, actualizamos la información en este reporte. La inversión de capital por usuario es de US\$200 (Azaduz-Zaman 2023) Los circuitos analizados se incluyen en el Cuadro 6 más abajo.

Cuadro 6.

Circuitos Seleccionados Edeeste. Clientes e Inversión

Circuito	No. de Clientes	INV. US \$MM	Compras de Energía GWh/año	Facturación GWh/año
LM3801	9,651	1.9	56.5	43.6
LM3802	9,904	2.0	31.2	21.5
LM3805	9,150	1.8	34.8	29.1
LM3808	10,434	2.1	62.4	41.1
LM6901	9,061	1.8	28.3	12.3
Totales	48,200	9.6	213.2	147.6

Fuente: CDEEE-Edeeste

El número total de potenciales usuarios es de 48,200 y las pérdidas promedio de estos circuitos es de 50%. En el plan inicial de regularización de clientes de Ede-Este no incluyó detalles de los componentes tecnológicos del mismo. Las Gráficas 9 y 10 muestran las pérdidas y la facturación con y sin proyecto.

Gráfico 9.

Pérdidas porcentuales con y sin proyecto

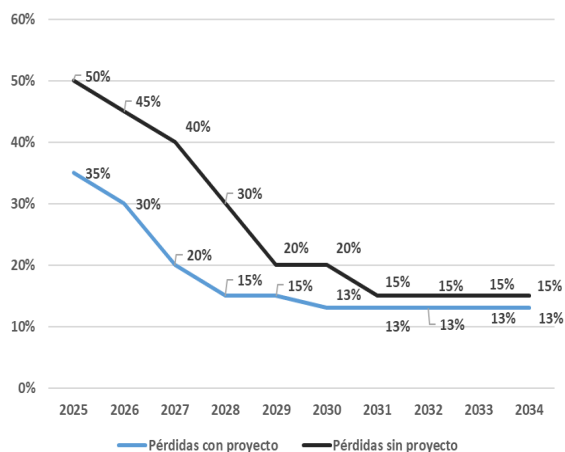
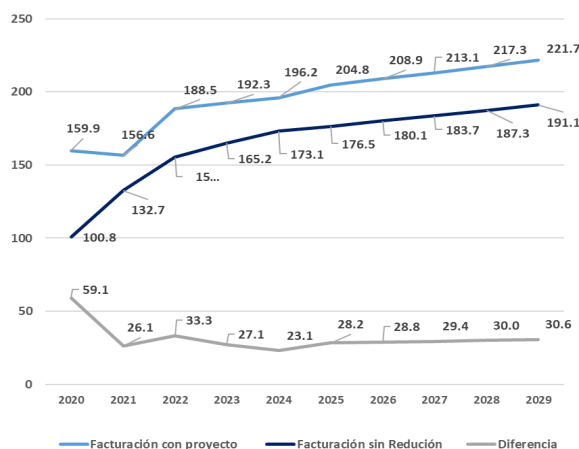


Gráfico 10.

Facturación con y sin proyecto (Gwh)



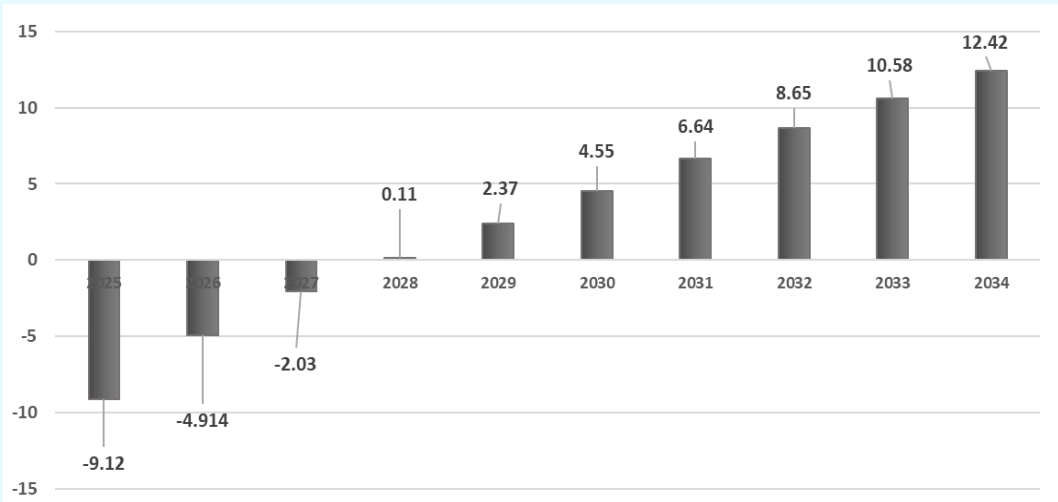
El aumento en la facturación por reducción de pérdidas se toma como base de estimación del flujo de efectivo con y sin proyecto. Reducción de los gastos operativos de Ede-Este se pueden registrar también; pero esta reducción no se suma al flujo de efectivo, en este análisis preliminar. La reducción de gastos operativos aumentaría el flujo neto de los beneficios.

Este sistema requiere de un manejo preciso de la tecnología, por eso es recomendable planificar su adopción por circuitos. Además, la integración de los datos de medición con los módulos de facturación debe ser estar “blindado”.

La Gráfica 11 incluye el flujo de efectivo acumulado. Las estimaciones asumen financiamiento del 75% de la inversión de capital (US\$7.2MM). La amortización incluye diez pagos iguales de capital, por año. La tasa de interés aplicada es 7.5%. El valor presente neto asciende a US\$11.4 millones. La recuperación de la inversión puede tomar entre 4 y 5 años. El periodo de recuperación puede reducirse al sumar la disminución en costos operativos.

Gráfico 11.

**Flujo de efectivo acumulado
US\$MM**



Debe existir una perfecta integración entre los datos que transmiten los medidores digitales y los procesos de facturación. Esto implica cambios importantes en nuestros esquemas comerciales tradicionales. Se recomienda contratar una firma de procesamiento de datos diferente a las distribuidoras. Esta firma acopia los datos de los medidores y prepara la base de datos para facturación. Sin cambios significativos en la cultura comercial y gerencial de las compañías distribuidoras, los resultados esperados de la tecnología no se podrían alcanzar.

La planificación de este tipo de proyectos requiere una cartografía precisa, por tipo de circuitos. Datos de distribución espacial de usuarios, consumos medios, variabilidad del consumo por tipo de usuario y horaria son elementos críticos para la adopción de este tipo de tecnología, en el corto plazo.

En el mediano plazo hay que considerar también las posibilidades de integrar más energías renovables; al igual que almacenamiento de energía. De esta forma, el sistema eléctrico puede crecer con menos déficits y costos más bajos.

Transmisión. Cuellos de botella.

Medidas no efectivas del pasado no solucionan los problemas recurrentes que aún persisten

Una de las principales restricciones que enfrenta Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) es el agotamiento de la capacidad de las redes. En varias ocasiones se escucha que las principales redes de transmisión están copadas. Nuevos proyectos y expansión de existentes no pueden inyectar más energía en las redes.

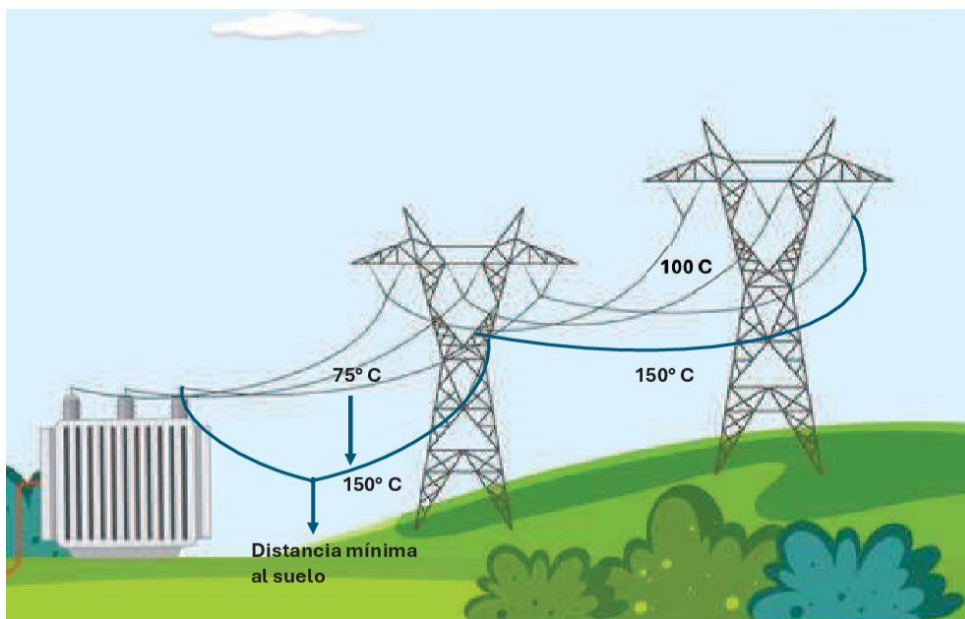
Estados Unidos presenta problemas de una red de transmisión envejeciente y sobrecargada. Nuevos proyectos de energía renovables tienen que esperar mucho tiempo para empezar a inyectar energía en la red. “Hay más de 10,000 proyectos de energía solar, eólica y de baterías esperando para conectarse a la red eléctrica de Estados Unidos. La capacidad de generación de estos proyectos puede contribuir al objetivo de un 90% de energía limpia para 2035.” (fastcompany.com 05/24/2024. Newsletter).

En el país hay al menos tres proyectos de renovables, en la región Noroeste, cuya capacidad instalada queda truncada por “limitaciones” de capacidad en las redes. Es posible que nuevos proyectos en otras regiones se retrasen por esta limitación en las redes. Este hecho también reduce las posibilidades de lograr costos de generación más estables, y reducción en el consumo de combustibles fósiles, con la inyección de más energía renovable (Dale 2003).

Las redes de transmisión de alto voltaje (69Kv; 138Kv; 240Kv y 345 Kv) se clasifican en base a un conjunto de parámetros fijos, que incluye temperatura. La temperatura puede ser establecida como un parámetro fijo a 75°C, por ejemplo. En la práctica, la temperatura puede ser mayor siempre que no se exceda la distancia mínima establecida entre el punto mas bajo del conductor y el suelo. Sagging en la jerga del sector idioma inglés.(Dale 2003). La Gráfica 12 ilustra el descenso del conductor al aumentar la temperatura, con mayor flujo de energía.

Gráfico 12.

Descenso en conductor por temperatura



La escala o clasificación (rating) de estabilidad estática línea de 345Kv se fija en el rango 300-350 MW. Por otra parte, el límite térmico de esta línea es 800 MW (<https://heimdallpower.com/dynamic-line-rating>). Existe la posibilidad de inyectar unos 450 MW adicionales. En forma conservadora, se puede afirmar la utilización de tecnologías pudiese incrementar la capacidad de la línea en un 40%, aproximadamente.

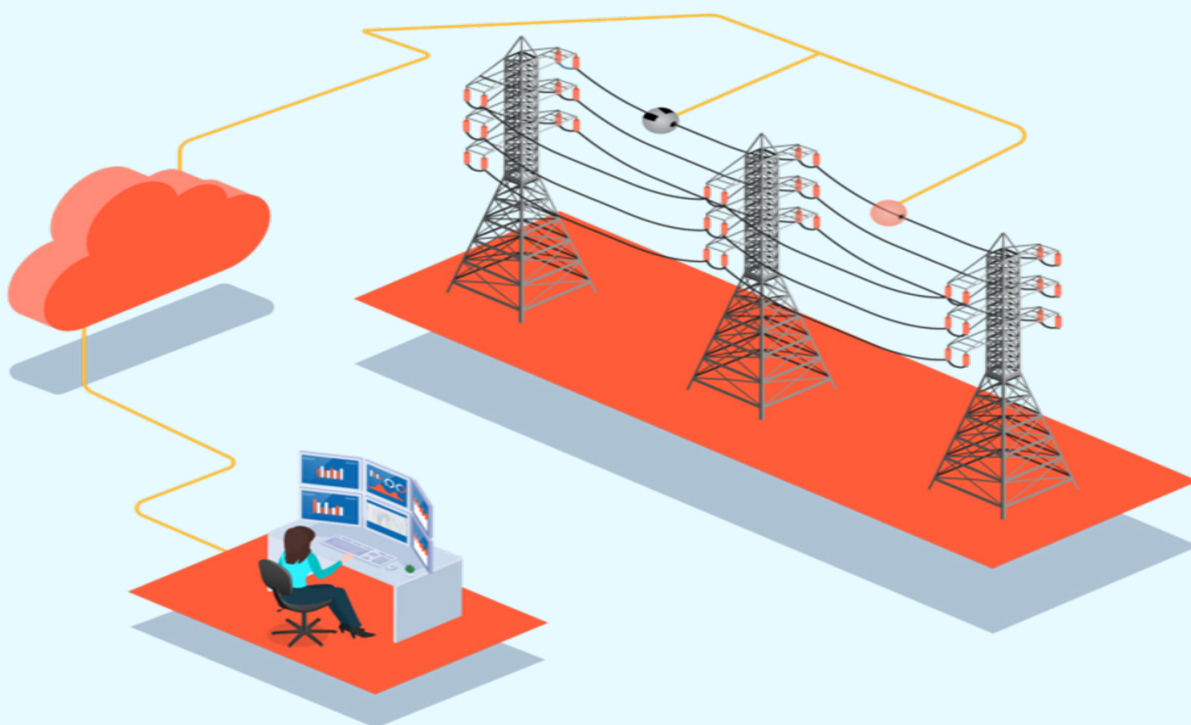
El sistema dinámico de escalamiento de redes de transmisión (dynamic line rating) utiliza sensores que se colocan en las líneas de transmisión. Estos sensores recolectan información en tiempo real de datos climáticos y de la pendiente de la línea. Datos de temperatura ambiente, vientos, nubosidad y lluvias son observados, mediante sensores, y utilizados para anticiparlos como factores de enfriamiento de las líneas.

El sistema permite inyectar más energías renovables, en especial energía eólica y convencional, también. El costo del sistema (DLR) es una fracción del costo de una nueva línea de transmisión. Las Gráficas 13 y 14 ilustran características relevantes del sistema.

Datos de límites de amperaje de las líneas se establecen para todo un año o para la vida útil de la misma. El sistema DLR permite una mayor utilización de capacidad en las líneas de forma costo-efectiva. El sistema puede incluir mediciones de parámetros que aseguren los límites establecidos para campos eléctricos cercanos a zonas pobladas, también (Racz 2021).

Gráfica 13.

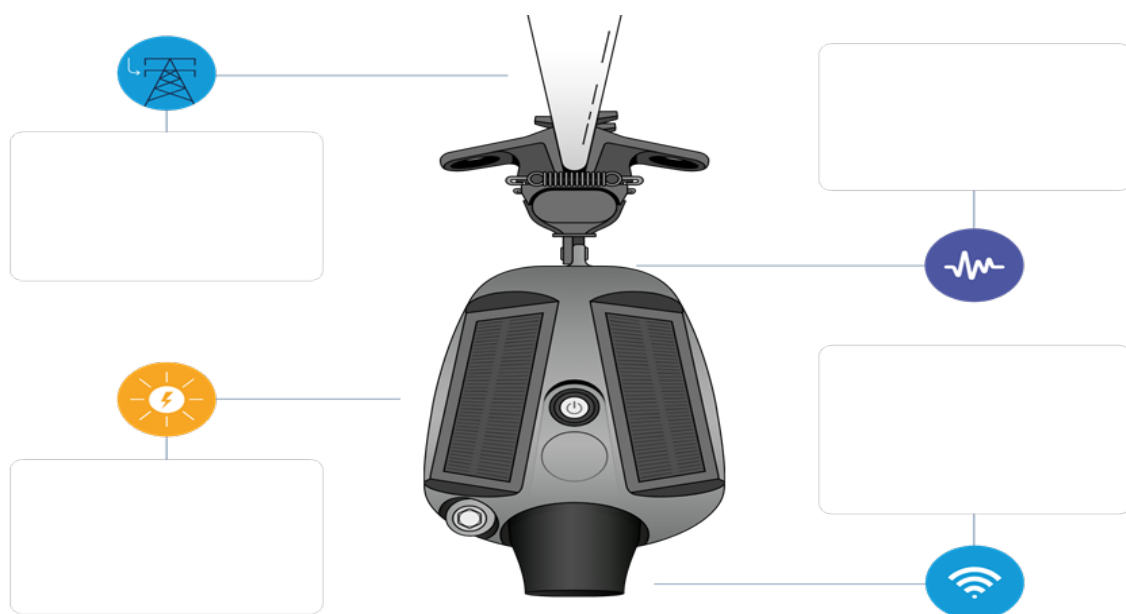
Detalles del Sistema DLR.



<https://heimdallpower.com/dynamic-line-rating/>

Gráfica 14.

Sensor sobre línea de transmisión (DLR)



<https://www.sentrisense.com/>

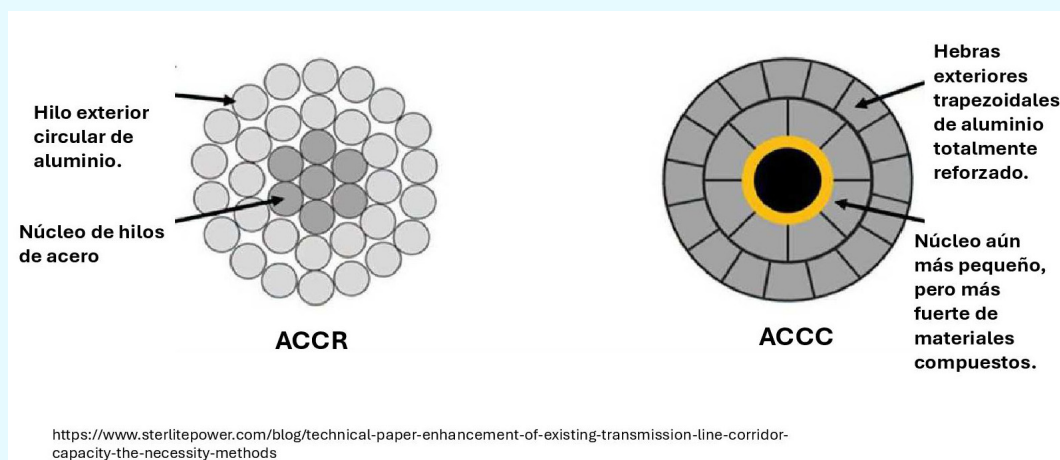
Reconducción de líneas de transmisión.

Otra alternativa de aumentar la capacidad de las líneas, y no incurrir en costos de nuevas torres, derechos de paso, estudios ambientales y costos de capital por el tiempo de erigir nuevas líneas, es “reconducir” las líneas existentes. En jerga del sector, la palabra inglesa es “reconductoring”. Esto implica cambiar cables de transmisión antiguos por nuevos de mayor capacidad y menor peso (<https://haas.berkeley.edu/energy-institute/research/abstracts/wp-343R/>).

Doblar la capacidad de transmisión de líneas existentes, reemplazando cables de transmisión resultaría en ahorros sustanciales, en comparación con levantar nuevas líneas (Chojkiewicz 2024). El estudio del Instituto de Energía de la Universidad de Berkeley determinó que: “está demostrado que es rentable y eficiente en términos de tiempo” ampliar la capacidad de transmisión “reconductando” o reconduciendo las líneas existentes.”

Conductores (cables) modernos pueden transmitir mayor flujo de energía que muchos conductores utilizados hasta la fecha. Los conductores convencionales están hechos de aluminio envuelto alrededor de un núcleo de acero. Actualmente ya se fabrican conductores con un núcleo de fibra de carbono que puede transportar el doble de electricidad. Este cable es más resistente y liviano que el acero, por el efecto “sagging” es mucho menor cuando fluye más energía (Peters 2024).

Conductores de alto rendimiento (ACCC: conductor central de fibra de carbono y cobertura de aluminio) tienen límites de corriente y temperaturas de funcionamiento más altos que conductores convencionales (AAAC Conductor completo en aluminio). Otro tipo de conductor es el ACCR. Está construido con alambre redondo, un núcleo de matriz de aluminio de múltiples hilos. El núcleo es rodeado por alambres exteriores de aluminio y zirconio que tienen forma redonda. La Gráfica 14 permite visualizar un conductor convencional y uno más avanzado (<https://www.sterlitepower.com/blog/technical-paper-enhancement-of-existing-transmission-line-corridor-capacity-the-necessity-methods>).

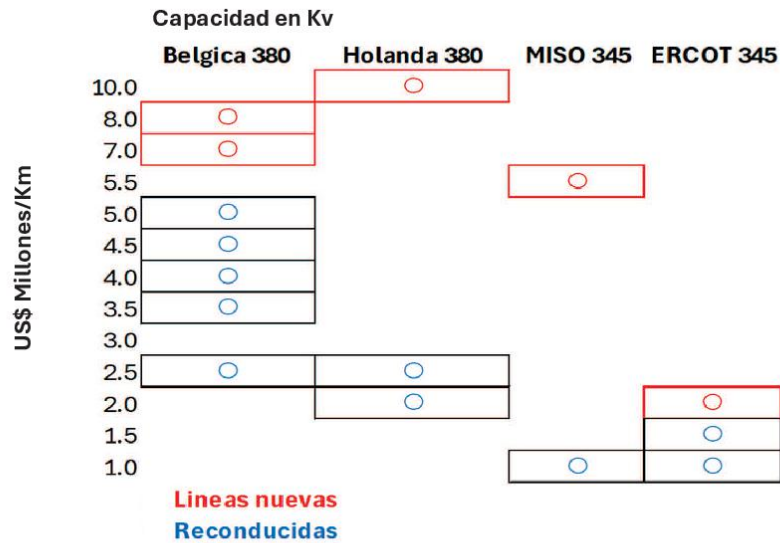
Gráfica 14.**Conductor Convencional y Avanzado de Alta Capacidad**

La Gráfica 15 resume un comparativo de inversión de capital en nuevas redes y en reconducir líneas existentes. En líneas de 380 Kv, en Holanda, la inversión en nuevas líneas puede llegar a mas de dos veces la segunda opción. En el caso de ERCOT (Energy Resource Council of Texas), la opción de reconducir puede ser la mitad de una nueva línea.

MISO (Midwest Independent Transmission System Operator) también ha registrado significativos ahorros en reconducción de líneas. Costos adicionales en la reconducción se presentan en modificaciones de subestaciones. En los países europeos presentados existe una densidad de población mas alta que en los estados de Texas y el Medio-Oeste de Estados Unidos. Esto puede traducirse en derechos de paso más costosos, por ende, construir redes nuevas.

Gráfica 14.

Inversión por Km en Nuevas Líneas vs Reconducción



<https://www.mercomindia.com/doubling-transmission-capacity-reconductoring-report>

Los conductores mas modernos pueden cotizarse por kilómetro a precios más elevados que los convencionales. Sin embargo, la capacidad de transportar más energía, utilizar las mismas torres y derechos de paso son beneficios adicionales que sobrepasan el costo más elevado del nuevo conductor. Reducción en costos financieros son importantes. Un cambio de conductor en una línea de 100 kilómetros puede tomar 18 meses (Bryant 2024). La construcción de una nueva, mas del doble del tiempo.

Recapitulación.

La digitalización de la captura de datos de los usuarios de energía eléctrica, facturación y cobros pueden llevar la capacidad operativa de las distribuidoras, más allá del siglo 21. En adición, ofrecen mayores alternativas para reducir las pérdidas por fraudes e integrar las energías renovables al sistema.

Independientemente de que la energía sea producida por auto productores o empresas generadoras, sistemas como el AMI, más allá de instalar medidores inteligentes, coadyuva a una mejor administración de un sistema eléctrico. Sobre todo, cuando existen fuertes presiones por el lado de la demanda.

La situación actual del país requiere de más generación eléctrica, renovables para reducir presiones por aumentos de precios de los hidrocarburos, y convencional para apoyar las renovables. Una combinación óptima de ambas fuentes no puede visualizarse sin redes de mayor capacidad. Así como también la inclusión de futuros servicios de almacenamiento.

El retraso en la entrada de nueva generación por limitada capacidad de las redes también tiene solución en la tecnología. Por un lado, DLR ofrece la posibilidad de inyectar más energía en redes existentes, sin exceder la capacidad térmica de las mismas. La captura y digitalización, en tiempo real, de datos de temperatura, radiación solar, vientos y pendientes de los conductores ayuda a un uso mas eficiente de la capacidad de las redes. En países como Holanda, el uso de este sistema ha permitido mayor penetración de energía eólica.

Por otra parte, la reconducción (reconductoring en la jerga del sector en inglés) es una forma costo-efectiva de poner más energía eléctrica en las redes. Conductores con fibras de carbono y mas ligeros pueden instalarse en las mismas torres y con los mismos derechos de paso. Estos cambios de conductores pueden costar la mitad de los que costaría una nueva línea y permiten aumentar la capacidad de transmisión en un 40%.

Nuestra planificación del sistema eléctrico debe enfatizar el objetivo de costo-efectividad, en lugar de maximizar el monto de capital a invertir. Continuar este esquema de optimización no contribuye a minimizar costos de generación de mediano y largo plazo, ni a un sistema más eficiente.

Referencias:

Ameren Illinois. 2012. Cost / Benefit Analysis. USA.

Asaduz-Zaman Md; Md Abu Sayeed Biswas and Shagufta Taufiq Khan. *Cost-Benefit Analysis of Advanced Metering Infrastructure of Smart grid: A Case Study of Dhaka City.* International Journal of Science and Engineering Applications. Volume 12-Issue 02, 95 – 101, 2023, ISSN:- 2319 – 7560. DOI: 10.7753/IJSEA1202.1034.

Bryant, Dave. 2024. *A Simple ROI Comparison of ACCC and ACSR conductors.* Energy central.com. Post. www.ctcglobal.com.

Caputo, Smantha. 2017. *Advanced Metering Infrastructure: Utility Trends and Cost-Benefit Analyses in the NEEP Region.* Northeast Energy Efficiency Partnerships Inc. (NEEP) USA.

Chojkiewicz, Emilia, Umed Paliwal, Nikit Abhyankar, Casey Baker, Ric O’Connell, Duncan Callaway, and Amol Phadke “Accelerating Transmission Expansion by Using Advanced Conductors in Existing Right-of-Way” (Revised February 2024) | WP-343R.

Douglas, Dale. 2003. *Can Utilities Squeeze Mor Capacity of the Grid? Transmission and Distribution World.* Power Delivery Consultant Inc.

Hazarika, Guatamee. 2024. *Doubling Transmission Capacity of Existing Grid Through Reconductoring: Report.* <https://www.mercomindia.com/doubling-transmission-capacity-reconductoring-report>. Mayo 5.

Peters, Adele. 2024. *The outdated power grid is nearing a crisis point. Here is how to prevent it.* <https://www.msn.com/en-us/money/other/the-outdated-power-grid-is-nearing-a-crisis-point-here-s-how-to-prevent-it>.

Racz, Levente and Nemeth, Balint. 2021. *Dynamic Line Rating – An effective Method to Increase Power Line Safety.* App. Sci. 2021. 11 – 492. Doi.org/10.3390/app11020492.

R. Rashed Mohassel et al. (2014). *A survey on Advanced Metering Infrastructure / Electrical Power and Energy Systems.* 63 (2014) 473–484. Canada.

Sardar, S, and Ahmad, S. (2015). *Detecting and Minimizing Electricity Theft: A Review.* Researchgate.net/publication/308207798. Iqra National University, Pakistan.

Spencer Jones J. 2024. *Smart meter assessment launched in Puerto Rico.* <https://www.smart-energy.com/industry-sectors/smart-meters/smart-meter-assessment-launched-in-puerto-rico/>.



VAES

Viceministerio de Análisis
Económico y Social

**El informe Monitor Energético
Pérdidas en la Distribución de Energía,
Capacidad de Transmisión. Soluciones
Tecnológicas.
Enero 2025**

Elaborado por Viceministerio de Análisis Económico
y Social (VAES), del Ministerio
de Economía Planificación y Desarrollo

#somoseconomía #somosplanificación #somosdesarrollo



MINECONOMIARD | <https://mepyd.gob.do/>