

CONDUCTORES  
AVANZADOS EN LAS  
LINEAS DE  
TRANSMISIÓN  
EXISTENTES PARA  
ACCELERAR LA  
DESCARBONIZACIÓN  
DE BAJO COSTO

---



Grid  
Strategies LLC

MARZO DE 2022

AUTORES

JAY CASPARY Y JESSE SCHNEIDER



Este informe ha sido elaborado con la financiación del American Council on Renewable Energy (ACORE), CTC Global Corporation, Lamifil Inc North America, Natural Resources Defense Council (NRDC), Taihan Electric USA Ltd. y TS Conductor Corporation



## ÍNDICE DE CONTENIDOS

I.	Resumen Ejecutivo	1
II.	El estado actual de la red estadounidense y las necesidades futuras	4
III.	Conductores Avanzados: ¿Qué son?	6
IV.	Beneficios de Conductores Avanzados	8
	A. Eficiencia	8
	B. Interconexión de energías limpias	8
	C. Resiliencia	9
V.	Oportunidades para Conductores Avanzados	10
	A. Reconducción: Conductores Avanzados ¿Qué son?	10
	1. Medir la necesidad de sustituir los activos antiguos	11
	2. Esfuerzos actuales de reconducción	13
	B. Los Conductores Avanzados también deben tenerse en cuenta tanto en las reconstrucciones de líneas de transmisión como en las nuevas construcciones	15
	C. Lecciones del extranjero	15
VI.	Análisis	17
	A. Eficiencia de los conductores avanzados por la reducción de las pérdidas en la línea	17
	B. Integración de recursos renovables adicionales mediante la reconducción de las líneas existentes utilizando Conductores Avanzados	19
VII.	Obstáculos técnicos y normativos para el despliegue de conductores avanzados	21
	A. Barreras técnicas	21
	1. Costos iniciales	21
	2. Restricciones de las terminales	22
	B. Incentivos reglamentarios	22
	1. Los reguladores estatales son más propensos a aprobar la opción de requisitos de ingresos "de menor costo".	22
	C. Prácticas comerciales	23
	1. eficiencia de la transmisión no ha sido una prioridad	La 23
VIII.	Recomendaciones	24
IX.	Conclusión	28
	Apéndice A - Revisión de la literatura y la acción	29
	A. Estudios	29
	B. Iniciativas	35

## ! RESUMEN EJECUTIVO

La red de transporte de Estados Unidos debe responder a los retos del siglo XXI con soluciones del siglo XXI. La descarbonización y los objetivos de adquisición de energía limpia fijados por los estados, las empresas de servicios públicos y las corporaciones para un futuro no muy lejano requerirán altos niveles de nueva capacidad de energía renovable que se integren rápida y eficientemente en la red eléctrica. La gran afluencia de generación requerirá un aumento de la capacidad global de transmisión del sistema para gestionar su integración y aliviar los problemas de congestión y fiabilidad que puedan surgir. Aunque las nuevas infraestructuras de transmisión a gran escala serán fundamentales para hacer posible la transición a la energía limpia, los obstáculos normativos y de planificación suelen retrasar su construcción durante años o hacer que las líneas sean totalmente imposibles de construir.

Para las soluciones a corto plazo, debemos recurrir a la red existente. Sin embargo, los procesos de planificación y selección de la transmisión no han tenido en cuenta históricamente las soluciones que mejoran la eficiencia operativa de la infraestructura de transmisión existente, lo que deja sobre la mesa una importante oportunidad para mejorar la eficiencia de la infraestructura existente. Además, la infraestructura de red existente está envejeciendo. La extrapolación de los datos de transmisión de American Electric Power (AEP) demuestra que más de 200,000 millas de líneas de transmisión necesitarán ser reemplazadas en los próximos 10 años en las regiones de la North American Electric Reliability Corporation (NERC)<sup>1</sup>.

Hoy en día existe una tecnología capaz de satisfacer simultáneamente las necesidades de ampliación de la capacidad y contrarrestar el envejecimiento de la infraestructura. Las líneas de transmisión que utilizan Conductores Avanzados con núcleos de compuesto de carbono, en lugar de los núcleos de alambre de acero utilizados para los conductores convencionales, pueden transportar más capacidad y mantener un mejor rendimiento y funcionamiento a temperaturas más elevadas. Como se mostrará en este informe, estos Conductores Avanzados altamente eficientes pueden proporcionar importantes reducciones de emisiones, ahorros a los clientes y beneficios de resiliencia.

1 3EI 30% de las líneas de transmisión de AEP necesitarán ser reemplazadas en los próximos 10 años. Véase AEP, "UBS Winter Conference", en 46, 10 de enero de 2022. Si asumimos que el 30% de las líneas NERC (100 kV+) se sustituyen en los próximos 10 años, estimamos que se sustituirán unas 150.000 millas de transmisión. Aumentamos esta estimación en 1/3 como una aproximación razonable de la transmisión en las regiones NERC que son de 69 kV+.

La reconducción y la reconstrucción de las vías de transmisión existentes mediante el uso de Conductores Avanzados pueden ayudar a acelerar la descarbonización de la red eléctrica mediante la creación de una cantidad significativa de nueva capacidad de transmisión de forma más rápida y rentable a diferencia de la transmisión convencional de larga escala. El despliegue de Conductores Avanzados también puede compensar algunos de los costos totales iniciales asociados a la sustitución de infraestructuras gracias a la mayor eficiencia de la transferencia de electricidad en comparación con los conductores tradicionales. A pesar de las ventajas que ofrecen los Conductores Avanzados, su despliegue no está muy extendido debido a las prácticas anticuadas de planificación de la transmisión y a los incentivos económicos obsoletos, entre otros obstáculos.

Basándonos en el análisis de este informe, encontramos que la capacidad incremental generada por el despliegue de Conductores Avanzados para abordar sólo el 25% de las necesidades de infraestructura envejecida en las regiones NERC puede facilitar la interconexión de al menos 27 Gigawatts (GW) de capacidad de generación limpia anualmente durante los próximos 10 años. Estimamos que este aumento de la capacidad renovable tiene el potencial de reducir las emisiones acumuladas de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico en aproximadamente 2,400 millones de toneladas métricas durante el período de 10 años, el equivalente a las emisiones acumuladas de CO<sub>2</sub> durante 10 años de aproximadamente 22 centrales eléctricas de carbón.<sup>2</sup> Durante el mismo período, el ahorro de energía de la capacidad de transmisión recién generada ahorraría a los consumidores al menos 140,000 millones de dólares.<sup>3</sup>

A partir de las conclusiones extraídas del análisis, así como de una exhaustiva revisión bibliográfica de los informes e iniciativas de descarbonización de la red, recomendamos que se tomen las siguientes medidas para aprovechar las ventajas de los Conductores Avanzados. Los funcionarios federales y estatales, así como los planificadores y propietarios de la transmisión, deberían adoptar rápidamente las siguientes políticas y prácticas:

- La Comisión Federal Reguladora de la Energía (FERC) debería:
  - Especificar en sus normas de planificación que cuando se interconecte la nueva generación, los proveedores de servicios de transmisión deben considerar la reconducción y las nuevas soluciones de líneas con Conductores Avanzados de alta eficiencia para las mejoras de la red requeridas.
  - Solicitar a los planificadores de la transmisión que pasen a un proceso de planeación basado en el futuro para optimizar el valor neto teniendo en cuenta los probables escenarios futuros y que sea posible el conectar a la red recursos adicionales de generación de energía renovable.
  - Especificar que la eficiencia energética debe ser un criterio de diseño para cada proyecto de transmisión y tratar de que las empresas de servicios públicos muestren en sus solicitudes de tarifas cómo se incluyó la eficiencia energética en el diseño del proyecto.
  - Establecer "monitoreos de transmisión independientes" en cada región para evaluar las oportunidades de mayor eficiencia y fiabilidad a partir de métodos o tecnologías de operación alternativos, incluidos los Conductores Avanzados.

<sup>2</sup> Las centrales eléctricas de carbón en Estados Unidos emitieron una media de 2 millones de toneladas métricas de CO<sub>2</sub> al año en 2020. Véase EIA, "[2020 Carbon Dioxide Emissions at Electric Power Plants](#)", 2020.


<sup>3</sup> Como señalamos en la sección VI.B, es probable que estas reducciones de las emisiones de CO<sub>2</sub> y el ahorro de los consumidores sean mucho mayores. Esta parte de nuestro análisis sólo considera la nueva capacidad de transmisión generada por las mayores temperaturas de funcionamiento de los Conductores Avanzados, y no por la capacidad adicional derivada de la reducción de las pérdidas en las líneas.

- El Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) debería:
  - Considerar la posibilidad de aplicar una norma basada en la eficiencia y/o la resistencia de los conductores.
  - Establecer objetivos importantes de reconducción para acelerar la descarbonización de la red.
  - Demostrar el compromiso con la implementación de Conductores Avanzados considerándolos una prioridad para determinados proyectos de la Administración de Comercialización de Energía (PMA) y para otros proyectos que el DOE apoye mediante subvenciones, préstamos u otros mecanismos de financiación.
  - Colaborar con los operadores de red y las autoridades de planificación para aprovechar el Modelo de Resiliencia Energética de América del Norte (NAERM), así como las capacidades y herramientas de los laboratorios nacionales, para identificar las líneas de transmisión clave para el aumento de la capacidad (incluyendo las oportunidades de reconducción).
  - Desarrollar una biblioteca y un conjunto de recursos disponibles para el público y las partes interesadas de la industria eléctrica sobre cómo se pueden utilizar las distintas tecnologías de transmisión, y su preparación para el mercado, similar a lo que ofrece la Red Europea de Operadores de Sistemas de Transmisión de Electricidad (ENTSO-E).<sup>4</sup>
- Los planificadores y propietarios de transmisiones deberían:
  - Integrar las evaluaciones de los Conductores Avanzados en todos los planes y estudios de expansión e interconexión del transporte.
- Los reguladores estatales deberían:
  - Exigir a las empresas de servicios públicos que proporcionen análisis sobre las oportunidades de implementación de las tecnologías de transmisión más avanzadas, incluidos los Conductores Avanzados.
  - Cambiar sus evaluaciones del "menor costo" al "máximo beneficio neto" al revisar las opciones tecnológicas para los planes a largo plazo.

---

4 ENTSO-E, "ENTSO-E Technopedia," (n.d.).

# II EL ESTADO ACTUAL DE LA RED ESTADOUNIDENSE Y LAS NECESIDADES FUTURAS



Los estados, las empresas de servicios públicos y las corporaciones han adoptado una amplia gama de objetivos de energía limpia. 31 estados y el Distrito de Columbia, por ejemplo, han adoptado normas de cartera de renovables (RPS), que han contribuido a aproximadamente el 50% del crecimiento total de la generación de energías renovables en los últimos 20 años.<sup>5</sup> Casi todas las empresas de electricidad del país tienen objetivos de descarbonización importantes que se introducirán gradualmente en las próximas dos décadas. De hecho, el 81% de los clientes de Estados Unidos reciben el servicio de una empresa de servicios públicos con un objetivo de reducción de carbono.<sup>6</sup> Desde 2013, las empresas han contratado aproximadamente 43 GW de proyectos de energía renovable a través de acuerdos de compra de energía, compras de energía verde, tarifas verdes o proyectos de propiedad privada.<sup>7</sup> Muchos estudios que esbozan las vías para descarbonizar el sector eléctrico y la economía de Estados Unidos encuentran que un mayor movimiento físico de muchos estudios que describen las vías para descarbonizar el sector eléctrico y la economía de EE.UU. concluyen que es necesario un mayor movimiento físico de mucha más electricidad a través de distancias mucho más largas para lograr la transición más rápida y menos costosa hacia un futuro sin emisiones de carbono. En enero de 2022, el Departamento de Energía de EE.UU. publicó en el Registro Federal su iniciativa "*Building a Better Grid*" (Construir una mejor red), diseñada para poner en marcha una enorme expansión de la red eléctrica del país con mejoras y nuevas líneas de transmisión.<sup>8</sup> Al anunciar la iniciativa, el Departamento de Energía declaró que "las estimaciones independientes indican que necesitamos ampliar los sistemas de transmisión de electricidad en un 60% para 2030 y puede que tengamos que triplicarlos para 2050".<sup>9</sup> Cualquiera que esté familiarizado con el sistema de energía a gran escala reconoce la inmensidad de esta necesidad. Son bien conocidos los retos que plantea la obtención de aprobaciones, permisos y el consenso sobre quién paga los grandes proyectos de ampliación de la transmisión. Debido a estos problemas, los actuales planes de expansión de los procesos de planificación "habituales" tendrán la suerte de proporcionar un aumento del 10% en la capacidad del sistema de transmisión en los próximos 8 años.

5 FERC, "Joint Statement from Chairman Glick & Commissioner Clements on Building Transmission for the Future", 15 de julio de 2021, y EIA, "Five States Updated or Adopted New Clean Energy Standards in 2021", 1 de febrero de 2022.

6 Smart Electric Power Alliance, "Utilities' Path to a Carbon-Free Energy System", consultado por última vez el 17 de febrero de 2022.

7 Clean Energy Buyers Association, "CEBA Deal Tracker", consultado por última vez el 17 de febrero de 2022.

8 *Building a Better Grid Initiative To Upgrade and Expand the Nation's Electric Transmission Grid To Support Resilience, Reliability, and Decarbonization*, 87 Fed. Reg. 2769, 19 de enero de 2022.

9 DOE, "DOE Launches New Initiative From President Biden's Bipartisan Infrastructure Law To Modernize National Grid", 12 de enero de 2022.

Entonces, ¿cómo podemos llenar el vacío? Debemos obtener más de la red eléctrica existente.

Un componente necesario del camino a seguir incluye el despliegue sin precedentes de las Tecnologías Avanzadas de Transmisión (TAT), incluidos los Conductores Avanzados, para utilizar mejor los activos existentes y aprovechar el valor de las infraestructuras actuales y previstas. Como explicaba un reciente artículo de The Electricity Journal:

Ante la necesidad de ampliar la capacidad de transporte, la primera inclinación de muchos planificadores de transporte es considerar nuevas líneas de transmisión. Sin embargo, hay una serie de opciones que pueden aumentar significativamente la capacidad utilizando derechos de vía. Muchas de ellas tienen la ventaja de que se enfrentan a barreras normativas mucho menores. Los planificadores de la transmisión harían bien en prestar mucha más atención a estas estrategias, ya que la fiabilidad sigue siendo motivo de preocupación y la necesidad de transportar más energía aumenta como resultado del uso de la electrificación para reducir la intensidad de carbono de la economía.<sup>10</sup>

Aumentar la eficiencia de la red debe ser una prioridad cuando se trata de la planificación de la red y la selección de soluciones de transmisión. Las pérdidas marginales de transmisión en la entrega de energía desde los generadores a los centros de carga pueden ser significativas. Aumentar la capacidad de transmisión en las zonas con limitaciones puede suponer importantes beneficios, como la reducción de los costos de congestión y la reducción de la restricción de las energías renovables. Sin embargo, el proceso de selección de proyectos para la expansión de la transmisión competitiva no tiene en cuenta la eficiencia de la transmisión tanto como debería. En el Southwest Power Pool (SPP), por ejemplo, el Panel de Expertos de la Industria que revisa y evalúa las propuestas presentadas en respuesta a las solicitudes de propuestas de selección de los propietarios de la transmisión (TO) sólo da una ponderación del 2% a la eficiencia de la transmisión.<sup>11</sup> Tradicionalmente, las soluciones de transmisión han sido impulsadas por la necesidad de proporcionar un servicio fiable al menor costo, y mientras que las TCA como los Conductores Avanzados tienen el potencial de crear una red más eficiente, el proceso de selección de proyectos no considera todo el alcance de sus beneficios.

Además, el despliegue de nuevas tecnologías de transmisión en general ha sido lento en EE.UU. En 2019, el DOE reconoció que "EE.UU. está actualmente por detrás de otros países en el despliegue de algunas tecnologías de transmisión avanzadas".<sup>12</sup> Una razón clave, continuó, es "...la diferencia en los entornos regulatorios; EE.UU. proporciona a los propietarios de la transmisión pocos incentivos para entregar más energía a través de las líneas existentes o para reducir la congestión de la transmisión..."<sup>13</sup>

La adopción de nuevas tecnologías es especialmente difícil para las entidades responsables de la seguridad de las infraestructuras críticas, como el sistema de energía a gran escala. Pero la transformación del sector eléctrico está muy avanzada. Para descarbonizar el sistema energético hay que tener en cuenta y aplicar, cuando proceda, enfoques probados e innovadores. Según la doctora Gretchen Bakke, en su libro de 2016, *The Grid*, "[l]a red tendrá que ser reimaginada, tendrá que ser reinventada y parte de ella tendrá que ser reconstruida. Esto habría sucedido sin la introducción masiva de la energía eólica y solar, pero estas han acelerado la comprensión de la necesidad del cambio."<sup>14</sup>

10 Liza Reed y otros, "[Expanding Transmission Capacity: Examples of Regulatory Paths for Five Alternative Strategies](#)", volumen 22, número 6, 106770, julio de 2020.

11 SPP, [Industry Expert Panel Transmission Provider Public Report](#), en 13, 12 de octubre de 2021.

12 DOE, [Dynamic Line Rating: Report to Congress](#), en iv, junio de 2019.

13 Id.

14 Gretchen Bakke, [The Grid: The Fraying Wires Between Americans and Our Energy Future](#), Bloomsbury USA, 384, 7 de julio de 2017.



## III CONDUCTORES AVANZADOS: ¿QUÉ SON?

- Conductor de aluminio reforzado con acero (ACSR) es el conductor más comúnmente utilizado en el sistema de energía a granel hoy en día. El diseño fundamental de los conductores ACSR ha cambiado muy poco desde que se instalaron por primera vez a principios del siglo XX.
- El acero con conductor de aluminio (ACSS) está diseñado para funcionar a temperaturas mucho más elevadas sin perder la resistencia ni las características de pandeo asociadas al ACSR.<sup>15</sup> Mientras que el ACSR se fabrica con aluminio estirado duro, el ACSS utiliza aluminio blando o recocido y es ligeramente más eficiente. El ACSS se introdujo en la década de 1970 y se ha utilizado para mejorar las líneas de transmisión existentes, así como en las nuevas construcciones. El ACSS se ha convertido en el conductor de diseño estándar para varias empresas de servicios públicos.
- Los Conductores Avanzados utilizan núcleos compuestos y/o de carbono, que gestionan mejor el hundimiento térmico a altas temperaturas. Los despliegues iniciales de Conductores Avanzados con núcleo de material compuesto se limitaban generalmente a aplicaciones de nicho, como cruces de ríos e instalaciones largas de estructura a estructura. Los Conductores Avanzados con núcleo de compuesto/carbono más recientes tienen mejores características de rendimiento y son más fáciles de instalar.

Los conductores modernos que se construyen en torno a un núcleo compuesto y/o de carbono y que proporcionan mayores capacidades y menores pérdidas en comparación con los conductores más tradicionales, como el ACSR y el ACSS con núcleo de acero, se denominan "Conductores Avanzados". Aunque en EE.UU. se han instalado unos 200 proyectos de reconducción con Conductores Avanzados<sup>16</sup>, la mayoría de los proyectos de reconducción realizados recientemente siguen utilizando conductores ACSR o ACSS, que aumentan la capacidad, pero no mejoran la eficiencia de la red. Estos proyectos suelen llevarse a cabo en instalaciones de 69-138kV de baja tensión, que suelen congestionarse cuando se producen condiciones de contingencia en una vía paralela de Extra Alta Tensión (EHV).

Los Conductores Avanzados pueden funcionar a temperaturas más elevadas que los conductores convencionales y pueden hacerlo durante un período de tiempo prolongado con poca flecha, lo que permite un enorme aumento en la capacidad de carga de emergencia (por encima de los valores nominales normales o continuos). Aunque la capacidad operativa nominal de una línea que utiliza un Conductor Avanzado puede ser del 40%-65% de la capacidad disponible, los Conductores Avanzados pueden duplicar la densidad de

<sup>15</sup> El nombre original era Steel Supported Aluminum Conductor (SSAC).

<sup>16</sup> Comunicaciones con la industria.



potencia en los trayectos utilizando las estructuras existentes, lo que puede ser valioso durante las emergencias del sistema, cuando los operadores del sistema necesitan desesperadamente capacidad para mantener las luces encendidas.

Las capacidades de los Conductores Avanzados siguen mejorando y desarrollándose. Por ejemplo, algunos Conductores Avanzados llevan incorporados sensores de fibra óptica con capacidad de monitorización de alta resolución. Los beneficios de estas nuevas capacidades son importantes, pero limitados en sus aplicaciones actuales; sin embargo, se espera que estos Conductores Avanzados mejorados proporcionen lecturas continuas y precisas en tiempo real a lo largo de la longitud del conductor y proporcionen datos sobre la temperatura, la flecha, la tensión de las cargas de viento y hielo, y ofrezcan una capacidad de carga dinámica precisa. En el futuro, esta característica, entre otras que pueden ofrecer los Conductores Avanzados, deben tenerse en cuenta como parte de cualquier análisis relativo a la propuesta de valor de las soluciones alternativas para las mejoras de las líneas de transmisión existentes, así como para las nuevas construcciones.



## IV VENTAJAS DEL CONDUCTOR AVANZADO

Los Conductores Avanzados son capaces de generar importantes ahorros para los consumidores y reducciones de las emisiones de carbono gracias a su capacidad para operar la red de forma más eficiente, integrar más energías renovables en la red y aumentar la resistencia de la misma.

### A. Eficiencia

Cuando se instalan en líneas existentes, los Conductores Avanzados son capaces de reducir las pérdidas de las líneas construidas originalmente con conductores convencionales menos eficientes. Tal y como exploramos en nuestro análisis de la sección VI.A, la capacidad incremental generada por el despliegue de Conductores Avanzados en las líneas existentes puede ofrecer un ahorro acumulado que tiene el potencial de compensar los costos iniciales.

### B. Interconexión de energías limpias

Además de la nueva capacidad creada a través de la reducción de pérdidas, el despliegue de Conductores Avanzados también puede proporcionar aumentos adicionales de capacidad debido a la mayor densidad de potencia del funcionamiento a alta temperatura. Esta capacidad puede utilizarse para integrar en la red una capacidad renovable más necesaria. Algunos proveedores de servicios de transmisión han empezado a considerar el uso de los ATT, como los dispositivos avanzados de control del flujo de energía, como soluciones potenciales para acelerar el funcionamiento comercial de los proyectos renovables a los que se les han asignado actualizaciones de la red prohibitivamente altas sobre la base de enfoques de estudio y desarrollo de soluciones tradicionales. Sería útil que los planificadores del sistema evaluaran las ventajas y la eficacia

de reconducción de líneas de transmisión sobrecargadas con Conductores Avanzados también. El corto plazo de tiempo para reconducción de las líneas existentes puede ayudar a gestionar el riesgo y las incertidumbres y aumentar significativamente la capacidad del sistema para mitigar las sobrecargas identificadas en los estudios de interconexión. Tal y como analizamos en la sección VI.B, la capacidad incremental derivada del despliegue de Conductores Avanzados puede generar importantes ahorros para los consumidores y reducciones de emisiones.

### C. Resiliencia

La posibilidad de reconducción de las estructuras existentes o de construcción de nuevas líneas con Conductores Avanzados constituye una forma eficaz de resolver la congestión de la red y de aumentar la capacidad de transmisión en los puntos críticos de la misma. Los beneficios de una red más robusta son significativos. Las condiciones meteorológicas extremas pueden someter el funcionamiento de la red a una presión que va más allá de cualquier escenario de planificación futura, como demostró la tormenta invernal Uri y su impacto en el Consejo de Fiabilidad Eléctrica de Texas (ERCOT) y en las redes circundantes. (ERCOT) y las redes circundantes en febrero de 2021. Una capacidad de transmisión inadecuada en el ERCOT significó que la generación infrautilizada en otras regiones no pudo ser entregada, lo que dio lugar a restricciones en las transacciones de energía y a reducciones de carga. Los Conductores Avanzados tienen límites de carga mucho más altos en comparación con los conductores tradicionales, que podrían dar cabida a transferencias de importancia crítica desde uno o dos sistemas de distancia. Los cuellos de botella de las grandes transferencias interregionales pueden identificarse fácilmente en los análisis de fiabilidad para identificar las líneas candidatas en las que la capacidad incremental asociada a los Conductores Avanzados puede mitigar la pérdida de carga y apoyar un rápido restablecimiento en caso necesario.

# Y OPORTUNIDADES PARA CONDUCTORES AVANZADOS

Existe una amplia oportunidad para la industria, así como para los reguladores estatales y federales para mejorar la capacidad de la red existente mediante la reconducción con Conductores Avanzados. Aprovechar estas oportunidades de reconstrucción para "dimensionar" determinadas instalaciones puede servir para interconectar más recursos de generación limpios, sustituir los activos antiguos por tecnología más eficiente y con mayor capacidad y apoyar una red futura más resistente. Las reconstrucciones de líneas de transmisión y las líneas de nueva construcción también son aplicaciones importantes para el despliegue de Conductores Avanzados.

## A. Reconducción: ¿qué es y cómo pueden aplicarse los Conductores Avanzados?

La reconducción es la sustitución de un conductor (cable) en una estructura de transmisión o distribución existente. La reconducción puede sustituir una línea antigua por una nueva con la misma tecnología de conductor o puede utilizar tecnologías de conductor diferentes. En muchos casos, la reconducción está motivada por la necesidad de gestionar la congestión y evitar los cortes de servicio que amenazan con sobrecargar un elemento de transmisión clave en condiciones de tensión del sistema. A menudo la tensión se debe a una interrupción en un elemento de transmisión paralelo o a un recurso crítico en la red del sistema de energía a granel.

Los flujos de energía siguen el camino de menor resistencia, determinado por el equivalente eléctrico de la fricción (impedancia), lo que da lugar a algunas pérdidas de energía en forma de calor en las entregas entre las fuentes y los sumideros (cargas) de la red. Cuando las líneas antiguas se

pusieron en servicio, los planificadores de la transmisión no tenían motivos para esperar el aumento de las cargas que posteriormente se produjo por la formación de mercados regionales y la sustitución de la generación local por recursos más rentables pero distantes. Muchas de las mejores líneas candidatas a la reconducción se diseñaron originalmente para dar servicio a las cargas locales con recursos locales.

Un buen caso de estudio de reconducción es la salida de 345 kilovoltios (kV) de la central de carbón de LaCygne, en el sureste de Kansas. El proyecto original se instaló a mediados de la década de 1970 con el conductor tradicional B-954 ACSR, que era el más utilizado en esa época para las instalaciones troncales de extra alta tensión (EHV) en la región. (EHV) en el Medio Oeste. La reconducción de la línea de 345 kV LaCygne - Stilwell al principio de la vida útil del conductor original con un conductor ACSS de mayor capacidad se destacó en el informe anual de la SPP de 2003 como un beneficio para los miembros y clientes de la SPP.

El proyecto resolvió una limitación en solo cuatro meses que, de otro modo, habría requerido una nueva línea mucho más cara y varios años de permisos y construcción.<sup>17</sup> De manera similar, las altas cargas proyectadas y las necesidades de seguridad del sistema llevaron a AEP a reconducir su línea de transmisión de doble circuito del Valle del Bajo Río Grande de 345 kV en 2015.<sup>18</sup> Para ese proyecto de reconducción, se instalaron Conductores Avanzados ya que han sido probados en otras aplicaciones y eran una alternativa rentable.

<sup>17</sup> SPP, Informe de los auditores y 03/Finanzas: Growth While Retiring, en 7-9, 2003. <sup>18</sup> Power Engineers, "Lower Rio Grande Valley 345 kV Reconductor Project", (sin fecha).

Un obstáculo importante para aumentar la capacidad de la red mediante la construcción de nuevas transmisiones es que los derechos de vía (ROWs) son escasos y los nuevos son difíciles de establecer. Los derechos de vía existentes deben considerarse como activos valiosos que a menudo están muy infrautilizados. La identificación de los corredores clave para la mejora de la capacidad es un paso crítico para el desarrollo de una vía con menos remordimientos hacia un futuro descarbonizado. La reconducción de la gran cantidad de infraestructuras envejecidas que están en servicio actualmente utilizando Conductores Avanzados es el lugar perfecto para empezar.

Se calcula que el 70% de las líneas de transmisión y distribución (T&D) se encuentran en la segunda mitad de su vida útil de 50 años y algunos componentes de baja tensión tienen incluso más de 100 años.<sup>19</sup> La Interconexión PJM (PJM) afirma que dos tercios de todos los activos del sistema eléctrico a granel de su red tienen más de 40 años y más de un tercio de sus activos de transmisión tienen más de 50 años.<sup>20</sup> Regiones como la Administración de Energía del Área Occidental (WAPA) y la Administración de Energía del Suroeste (SWPA), por ejemplo, construyeron la red troncal de Estados Unidos en los años 40 y 50 para suministrar energía hidráulica e interconectar los sistemas adyacentes. La reconducción de líneas envejecidas que se sustituirán de todos modos utilizando Conductores Avanzados es un fruto fácil de conseguir. Aprovechar los activos existentes ofrece una oportunidad única en la evolución de la red para instalar Conductores Avanzados que aumenten la capacidad del sistema y reduzcan las pérdidas en comparación con las mejoras tradicionales.

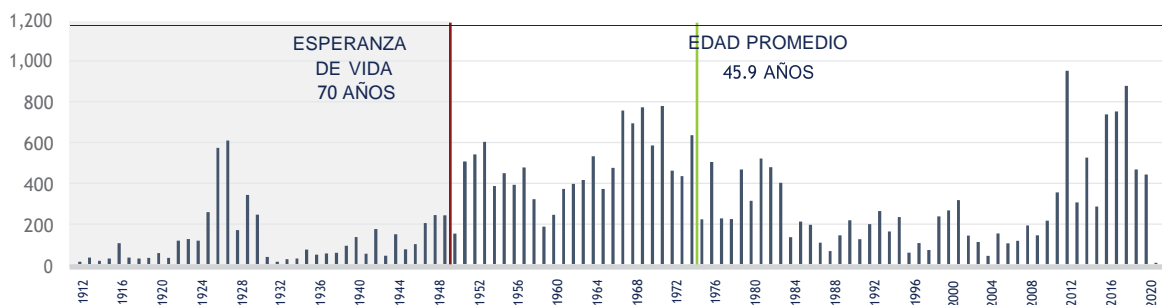
### **1. Medir la necesidad de sustituir los activos antiguos**

Los OT tienen la responsabilidad y la obligación de dar mantenimiento a sus equipos para proporcionar un servicio fiable de un modo. La planificación regional se beneficiaría de la incorporación de las sustituciones previstas de los activos envejecidos en los escenarios a largo plazo para optimizar el rendimiento del sistema, al tiempo que se aborda la necesidad de sustituir/reconstruir los activos clave de la red eléctrica a granel.

AEP es uno de los OTs más grandes de EE.UU. AEP comparte datos clave sobre la edad de los equipos en sus informes financieros trimestrales. En su informe más reciente, AEP señala que el 30% de los conductores de transmisión existentes alcanzarán o superarán una supuesta vida útil de 70 años en la próxima década. Casi todos esos conductores son de diseño tradicional ACSR, que ha servido a la industria de servicios públicos y al sistema de energía a granel durante los últimos 100 años.

La figura 1 muestra las expectativas de vida de las líneas de transmisión en función de la edad de los conductores. Como se puede ver en este gráfico, la mayor parte del sistema de energía a granel se construyó en las décadas de 1950 y 1960, lo que crea una oportunidad única para aprovechar las estructuras y los derechos de vía existentes para aumentar la capacidad del sistema con Conductores Avanzados.

19 Sociedad Americana de Ingenieros Civiles, [2021 Report Card for America's Infrastructure, Energy](#), en 46, 2021. 20 PJM, [The Benefits of the PJM Transmission System](#), en 5, 16 de abril de 2019.

FIGURA 1. Perfil de edad de la línea de transmisión de AEP<sup>21</sup>FIGURA 2. Porcentaje del sistema de transmisión de AEP que necesita ser sustituido<sup>22</sup>

ACTIVOS DE TRANSMISIÓN AEP	MILLAS DE LÍNEA	TRANSFORMADORES	INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS
Esperanza de vida (años)	70	60	50
Cantidad actual sobre la esperanza de vida	6,107	208	808
Cantidad que superará la esperanza de vida en los próximos 10 años	4,513	165	329
Necesidad de sustitución total en los próximos 10 años	10,620	373	1,137
% del sistema AEP	30%	30%	12%

En la Figura 2, AEP concluye que el 30% de sus líneas de transmisión existentes necesitan ser sustituidas en los próximos 10 años para garantizar que los conductores no superen una esperanza de vida de 70 años. La extrapolación de las conclusiones de AEP sobre la reconstrucción de las líneas de transmisión y la sustitución de los conductores envejecidos sugiere la oportunidad de considerar el despliegue de Conductores Avanzados en más de 200,000 millas de instalaciones de transmisión en todas las regiones de NERC en los próximos 10 años.<sup>23</sup> Otras estimaciones de la inversión necesaria en la próxima década para sustituir los activos envejecidos incluyen las del Brattle Group, como se muestra en la Figura 3. Los analistas del Brattle Group han calculado que si sólo una cuarta parte de la inversión histórica en transmisión en EE.UU. se sustituye al cabo de 50-80 años, se necesitarán aproximadamente 10.000 millones de dólares de inversión anual en transmisión durante los próximos 20 años para sustituir, reconstruir o mejorar 80.000 millas de activos de transmisión envejecidos.<sup>24</sup> Si se asume que el 100% de la inversión histórica en transmisión se sustituye al cabo de 50-80 años, según el análisis del Brattle Group, se necesitarán aproximadamente 40,000 millones de dólares de inversión anual en transmisión durante los próximos 20 años para sustituir, reconstruir o mejorar 320,000 millas de activos de transmisión envejecidos.

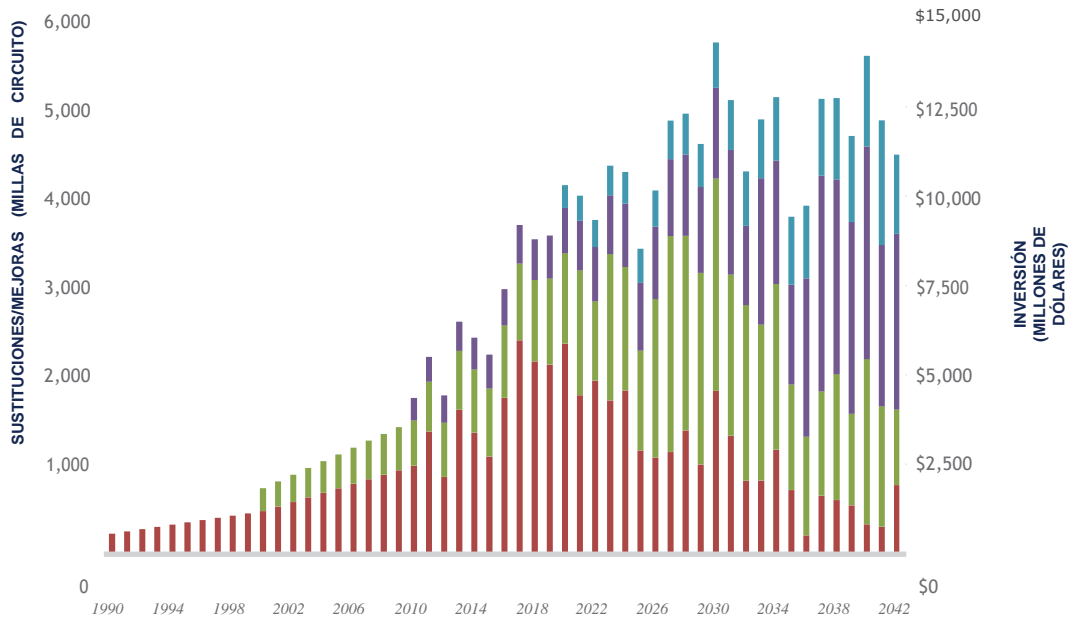
21 AEP, "UBS Winter Conference", página 46, 10 de enero de 2022.

22 AEP, "UBS Winter Conference", en 46, 10 de enero de 2022.

23 NERC, "Element Inventory", consultado por última vez el 17 de febrero de 2022.

24 Este análisis supone que ¼ de la inversión histórica en transporte se sustituye al cabo de 50-80 años. Véase Johannes Pfeifenberger y John Tsoukalis, "Transmission Investment Needs and Challenges", en 3, 1 de junio de 2021.

FIGURA 3} Proyección de kilómetros de circuitos sustituidos/mejorados e inversión total proyectada (\$ millones)



## 2. Esfuerzos actuales de reconducción

A pesar de la clara necesidad de sustituciones y mejoras en las próximas décadas, las empresas de servicios públicos, los Operadores de Sistemas Independientes (ISO) y las Organizaciones Regionales de Transmisión (RTO) tienen sorprendentemente pocos proyectos de reconducción previstos para ser puestos en servicio antes de 2030. Un examen de los proyectos de transmisión aprobados en anteriores planes regionales de expansión de la transmisión, tanto en el Operador del Sistema Independiente del Midcontinent (MISO) como en el PJM, muestra que los proyectos de reconducción constituyen el 3% y el 5% de la inversión total aprobada (en cada RTO, respectivamente) que se espera poner en servicio en los próximos 8 años.<sup>26</sup> Las figuras 4 y 5 que aparecen a continuación identifican los proyectos de transmisión aprobados que se encuentran actualmente en fase de planificación o construcción con una fecha aproximada de entrada en servicio en 2022 y más allá.<sup>27</sup> Pocos de estos proyectos previstos consideran el uso de Conductores Avanzados de alta eficiencia.<sup>28</sup>

La figura 4 muestra que MISO planea repotenciar un total de 153 millas de transmisión existente entre 2022 y 2025 con un costo total de 208 millones de dólares. Como referencia, la red de MISO se compone de aproximadamente 65,800 millas de transmisión.<sup>29</sup> Estas cifras sugieren que, en los próximos años, MISO planea reconducir menos de un 0.025% de su red.

25 AEP, [Transmission's Future Today](#), en 5, 2015, citando a Johannes Pfeifenberger, Judy Chang y John Tsoukalis, "[Dynamics and Opportunities in Transmission Development](#)", 2 de diciembre de 2014 (asume que los costos de la milla de circuito son iguales a los de las nuevas líneas).

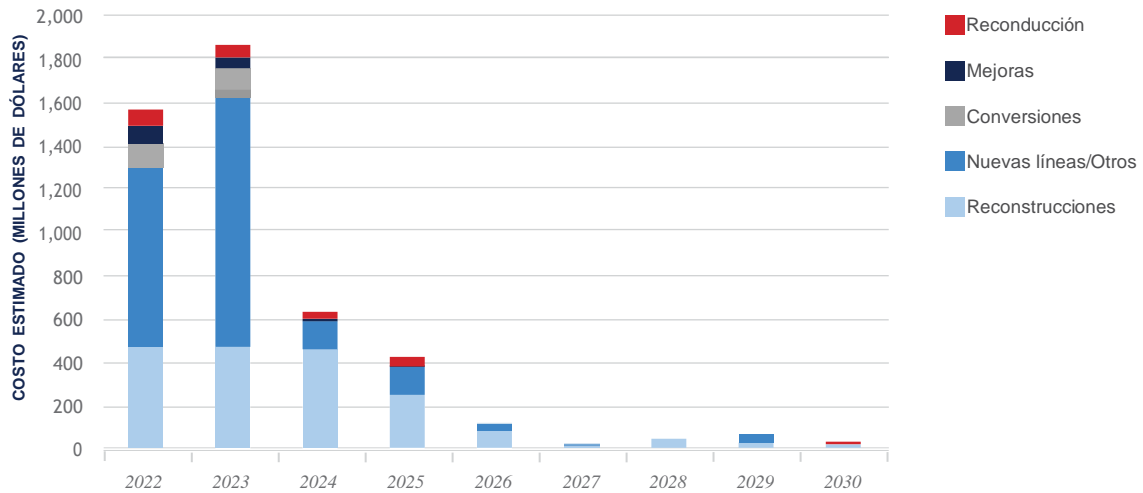
26 MISO, "[2021 MTEP appendix A Status Report](#)", 2021, y PJM, "[Project Status & Cost Allocation](#)", consultado por última vez el 17 de febrero de 2021.

27 Es posible que los datos no sean del todo indicativos de lo que puede esperarse realmente en el futuro más allá de los primeros años. Esto se debe a la comprensible reticencia de los OT a compartir las reconstrucciones y otras mejoras, dadas las incertidumbres de planificación más allá del corto plazo y la necesidad de reflejar únicamente los compromisos conocidos en los modelos de planificación base de ISO/RTO.

28 Las categorías de "reconstrucción" y "mejora" pueden capturar una pequeña parte del total de proyectos de reconducción, pero la mayoría de los proyectos de reconducción se capturan en la categoría de "reconducción".

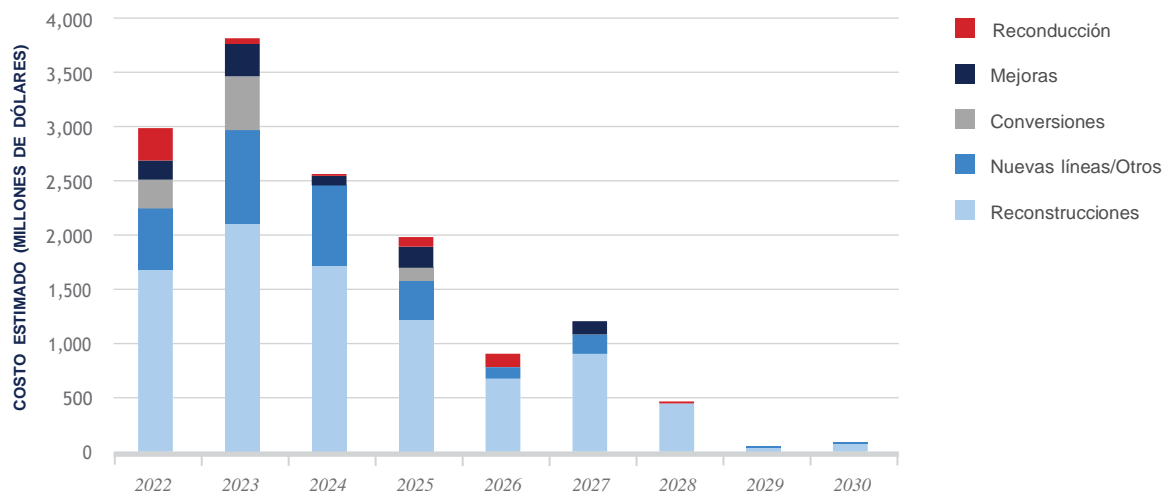
29 MISO, "[Corporate Fact Sheet](#)", diciembre de 2021.

FIGURA 4. Inversiones en transmisión aprobadas por MISO por tipo de proyecto y año previsto de entrada en servicio<sup>30</sup>



Las cifras son similares en la PJM, como se muestra en la figura 5. El gráfico siguiente muestra la pequeña franja roja que representa la reconducción en comparación con los otros tipos de inversión en transmisión.

FIGURA 5. Inversiones en transmisión aprobadas por PJM por tipo de proyecto y año previsto de entrada en servicio<sup>31</sup>



La planificación de la expansión de la transmisión "como de costumbre" no considera el uso de Conductores Avanzados para acelerar la descarbonización de la red o mejorar las operaciones de transmisión y conducirá a una oportunidad perdida a menos que se adopte un enfoque de planificación diferente. Sin embargo, los planificadores de la transmisión están empezando a reconocer la importancia de los beneficios de los Conductores Avanzados. La SPP creó su Grupo de Trabajo de Mejores Prácticas de Diseño y Criterios de Desempeño en 2011, que dio como resultado

<sup>30</sup> "Nuevas líneas/Otros" incluye las inversiones tanto en nuevas líneas de transmisión como en adaptaciones de las líneas existentes, como la reubicación o el soterramiento. Estas últimas constituyen sólo una pequeña parte de la categoría de proyectos.

<sup>31</sup> Id.



las normas mínimas para las líneas financiadas por la región. La necesidad de centrarse en la eficiencia de la red fue apoyada por las partes interesadas de la SPP cuando el grupo de trabajo sugirió que "los OT deberían considerar la aplicación de Conductores Avanzados para los proyectos de repotenciación si las estructuras existentes son adecuadas y tienen una esperanza de vida suficiente para evitar el derribo y las reconstrucciones".<sup>32</sup>

## B. Los Conductores Avanzados también deben tenerse en cuenta tanto en las reconstrucciones de líneas de transmisión como en las nuevas construcciones

La reconducción de infraestructuras envejecidas no es la única aplicación de los Conductores Avanzados y existen otras oportunidades para aumentar estratégicamente la capacidad de la red con esta tecnología. Incluso las líneas más nuevas que se congestionan con frecuencia deberían sustituirse por Conductores Avanzados. Además, la infraestructura de transmisión puede reconstruirse por completo con nuevas estructuras y mayores densidades de potencia para proporcionar aún más capacidad. En el caso de una reconstrucción total, el uso de Conductores Avanzados desde el principio puede generar más beneficios de capacidad, eficiencia, resistencia y fiabilidad que las reconstrucciones con conductores tradicionales. Los Conductores Avanzados operan con una menor catenaria que los tradicionales en las mismas condiciones de calor. Esto permite que las reconstrucciones totales utilicen torres más cortas y/o vanos más largos que los que normalmente se requieren durante una reconstrucción con conductores tradicionales. Estas mismas ventajas también pueden obtenerse si se consideran los Conductores Avanzados durante la construcción de vías de transmisión completamente nuevas cuando se pueden establecer nuevas líneas de acceso. El uso de Conductores Avanzados en reconstrucciones totales o en nuevas líneas puede añadir aproximadamente un 5%-10% al costo total del proyecto; sin embargo, los beneficios pueden sufragar la mayor parte o la totalidad de los costos iniciales.

Algunos proyectos de nuevas líneas ya están considerando los Conductores Avanzados en la actualidad. Por ejemplo, el uso de Conductores Avanzados en lugar de conductores ACSR estándar se evaluó como parte del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública de la Comisión de Servicios Públicos de Colorado para el proyecto Colorado Power Pathway. El análisis en ese caso demostró que "...los Conductores Avanzados proporcionan la mejor solución a largo plazo cuando se tienen en cuenta los cambios en el diseño de la línea y las ganancias de eficiencia resultantes en términos de capacidad y menores pérdidas de energía en las entregas de energía renovable".<sup>33</sup>

## C. Lecciones del extranjero

Estados Unidos puede aprender del uso de los Conductores Avanzados en el extranjero. Por ejemplo, TenneT, un operador de sistemas de transmisión en los Países Bajos y partes de Alemania, ha utilizado Conductores Avanzados en los Países Bajos para aumentar la capacidad de las instalaciones de red de doble circuito de 380 kV existentes, lo que ayuda a la integración de los desarrollos eólicos marinos en el Mar del Norte.<sup>34,35</sup> Con la ayuda de la capacidad de transmisión aumentada, TenneT ha podido conectar 7 GW de energía eólica marina a la red alemana, y podrá conectar 13,5 GW adicionales a las redes de los Países Bajos y Alemania durante los próximos 4 años.

<sup>32</sup> SPP, [Guía de diseño de estimaciones de estudios: Introducción](#), 19 de julio de 2011.

<sup>33</sup> [Testimonio de Larry Milosevich](#), Hearing Exhibit 1700, Procedimiento 21A-0096E, presentado el 24 de septiembre de 2021.

<sup>34</sup> Dave Bryant, ["The TenneT DIM-LLS 380kV ACCC® Reconductor Project Continues"](#), 2 de noviembre de 2021.

<sup>35</sup> TenneT, ["The North Sea is Becoming the Powerhouse of Northwest Europe - Offshore Wind Energy as a Central Lever for the Energy Transition"](#), 20 de enero de 2021.

Además, ENTSO-E destaca las aplicaciones de mejores prácticas para los conductores de alta temperatura y baja flecha (HTLS) e incluye las pruebas de campo de varios Conductores Avanzados en 2014 en el norte de Alemania. (HTLS) e incluye las pruebas de campo de varios Conductores Avanzados en 2014 en el norte de Alemania.<sup>36</sup> La ENTSO-E también resume el proyecto de investigación Best Paths Demo 4 de 2017 dirigido por 50 Hertz Transmission, que se centró en la repotenciación innovadora de los corredores de CA.<sup>37</sup> Este proyecto de reconducción en Ragow (Alemania) se centró en la necesidad de mejorar y repotenciar las líneas eléctricas existentes y mejorar los conocimientos técnicos con nuevas tecnologías de conductores entre los operadores de servicios de transmisión europeos.

Aunque la reconducción es la aplicación más común de los Conductores Avanzados en todo el mundo, el ahorro de energía, la reducción de carbono y la flexibilidad de alta capacidad se entienden y se captan directamente en algunos proyectos de líneas nuevas. En un proyecto de ampliación de la red en Bangladesh que incluía una nueva línea de 230 kV y otra de 400 kV, el Banco Asiático de Desarrollo (BAD), que financió el proyecto, seleccionó Conductores Avanzados "con mayor capacidad de transmisión de potencia y menor pérdida de energía tanto en las líneas de transmisión de 230 kV como de 400 kV".<sup>38</sup> El proyecto se centraba en subsanar las deficiencias del sistema de transmisión y mejorar la capacidad de transferencia de energía a los centros de carga. El BAD señaló en sus recomendaciones a la Junta para la financiación que el proyecto "utilizará tecnología de Conductores Avanzados y eficientes como solución rentable para permitir una mayor transferencia de potencia con una menor pérdida de energía en las nuevas líneas de transmisión".<sup>39</sup> También señalaron que, debido a las características de baja fluctuación de los Conductores Avanzados, el proyecto "reducirá los requisitos de la tierra al limitar el espacio libre para los nuevos corredores de transmisión".<sup>40</sup>

Para este proyecto, el BAD estimó que la reducción de las pérdidas de energía por el uso de los Conductores Avanzados generaría también una importante reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>. El BAD, el Banco Mundial y varias otras instituciones financieras multilaterales tienen el objetivo de reducir las emisiones de carbono en los proyectos que financian. Este ejemplo demuestra que el BAD pudo cumplir claramente su objetivo utilizando Conductores Avanzados de alta eficiencia en sus proyectos de ampliación de líneas de transmisión.

---

<sup>36</sup> ENTSO-E, *Technology Factsheets*, en 60-61, 2021.

<sup>37</sup> Best Paths, "*Demo 4: Innovative Repowering of AC Corridors*", (sin fecha).

<sup>38</sup> Banco Asiático de Desarrollo, *Proposed Loan and Administration of Grants People's Republic of Bangladesh: Southwest Transmission Grid Expansion Project*, julio de 2018.

<sup>39</sup> *Id.*

<sup>40</sup> *Id.*



## VI ANÁLISIS

Los Conductores Avanzados son capaces de proporcionar enormes beneficios a las operaciones de la red eléctrica, a los consumidores y al medio ambiente. La subsección VI.A demuestra cómo el despliegue de Conductores Avanzados puede reducir las pérdidas de transmisión, lo que supone un ahorro para la generación y los consumidores y la subsección VI.B demuestra cómo el despliegue de Conductores Avanzados puede facilitar altos niveles de integración de recursos renovables.

### A. Eficiencia avanzada de los conductores gracias a la reducción de las pérdidas en la línea

El despliegue generalizado de Conductores Avanzados tiene el potencial de reducir las pérdidas de transmisión e introducir ahorros en los costos de generación y de los consumidores que pagan con creces la inversión en Conductores Avanzados. Durante la última década, las pérdidas de T&D a nivel nacional se han mantenido relativamente estancadas en algo más del 5% y las pérdidas totales han disminuido sólo un 2% respecto a los niveles de 1990.<sup>41</sup> Esta misma tendencia general se observa a nivel estatal.<sup>42</sup> Las pérdidas de T&D aumentan los costos para los consumidores y desperdician electricidad.

El siguiente análisis utiliza los datos del Perfil Eléctrico Estatal de 2020 de la Administración de Información Energética (EIA) de EE.UU. para estimar la generación y el ahorro de costos que se produciría si todas las líneas de transmisión de EE.UU. se reconducen utilizando Conductores Avanzados.<sup>43</sup> Suponemos que (1) los Conductores Avanzados sólo se despliegan en las líneas de transmisión y no en las de distribución, (2) las pérdidas sólo de transmisión (T) representan un tercio de las pérdidas totales de T&D,<sup>44</sup> (3) los Conductores Avanzados son capaces de reducir las pérdidas sólo de T en un 30%, y (4) todas las líneas sólo de T son elegibles para la reconducción.<sup>45</sup>

<sup>41</sup> EIA, "United States Electricity Profile 2020", 4 de noviembre de 2021. Véase la pestaña nº 10 de la hoja de cálculo con las "Tablas de datos completas 1-17). Las pérdidas de T&D pueden calcularse dividiendo las pérdidas estimadas por el resultado de la disposición total menos el uso directo.

<sup>42</sup> EIA, "State Electricity Profiles", 4 de noviembre de 2021. Véase la pestaña nº 10 de la hoja de cálculo con las "Tablas de datos completos 1-17).

<sup>43</sup> Id.

<sup>44</sup> Id. Véase y la nota a pie de página 41 para saber cómo estimar las pérdidas de T&D a nivel estatal y nacional. Después de calcular las pérdidas de T&D, multiplicamos los valores por  $\frac{1}{3}$  para estimar las pérdidas sólo en T.

<sup>45</sup> Obsérvese que este análisis no tiene en cuenta las limitaciones de los equipos terminales.

En el ámbito nacional, hemos comprobado que los Conductores Avanzados pueden evitar pérdidas de transmisión anuales de aproximadamente 21 millones de megavatios-hora (MWh).<sup>46</sup> La figura 6 muestra un mapa de los ahorros de generación a nivel estatal, que van desde 1.063 MWh en el Distrito de Columbia hasta casi 2.5 millones de MWh en Texas:

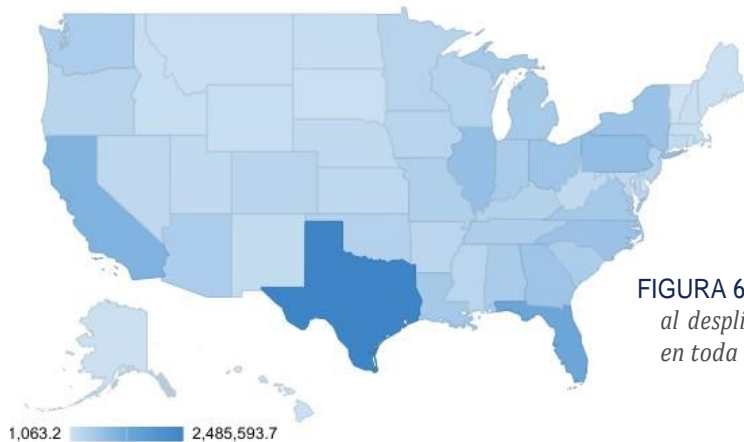


FIGURA 6. Ahorro de generación debido al despliegue de Conductores Avanzados en toda la transmisión (MWh)

Aunque el ahorro de energía derivado de la reducción de las pérdidas es significativo, el ahorro total de capacidad neta en verano debido a la reducción de las pérdidas de la demanda también es importante. Este análisis conservador muestra que el uso de Conductores Avanzados para la reconducción del sistema existente podría reducir la demanda máxima anual del sistema en 5,9 GW.<sup>49</sup>

Del mismo modo, a nivel nacional, encontramos que el despliegue de Conductores Avanzados puede generar más de 2.200 millones de dólares de ahorro anual para los consumidores.<sup>48</sup> La figura 7 muestra el rango de ahorro para los consumidores a nivel estatal, que va hasta los 208 millones de dólares anuales para Texas:

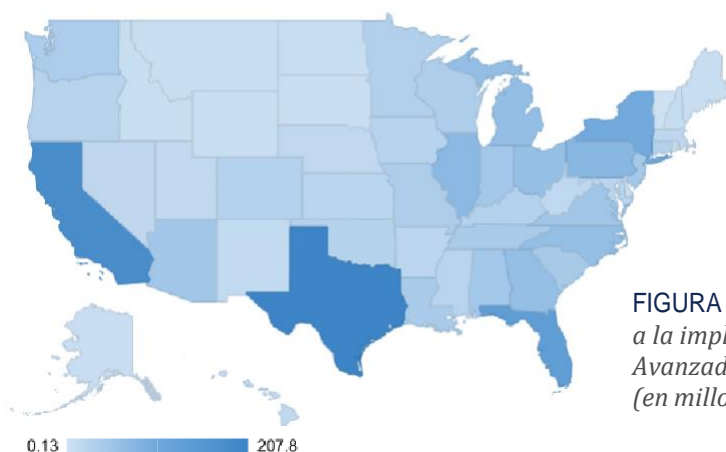


FIGURA 7. Ahorro de los clientes gracias a la implantación de Conductores Avanzados en toda la red de transporte (en millones de dólares)

46 La generación de Estados Unidos en 2020 ascendió a aproximadamente 4.000 millones de MWhs. Véase EIA, "State Historical Tables for 2020", revisado en febrero de 2022.

47 La capacidad neta de verano de Tot 2020 en EE.UU. fue de aproximadamente 1,1 millones de MW. Véase EIA, "Existing Nameplate and Net Summer Capacity by Energy Source, Producer Type and State, 1990-2020," 2021.

48 f See IA, "State Electricity Profiles", 4 de noviembre de 2021, para conocer las tarifas minoristas medias a nivel nacional y estatal. En 2020, la tarifa minorista media nacional se estimó en 10,59 céntimos/kWh.

Los beneficios medioambientales generados por las menores pérdidas en las líneas debido al despliegue masivo de Conductores Avanzados también serían sustanciales. La mayor eficiencia de los Conductores Avanzados serviría para desplazar una parte de los recursos fósiles existentes que habrían servido para esas pérdidas, lo que reduciría las emisiones de CO<sub>2</sub>. Para continuar con nuestro análisis, utilizamos los datos de emisiones de la industria eléctrica de la EIA para 2020<sup>49</sup> y los mismos supuestos anteriores para estimar que la reducción de las pérdidas en las líneas de transmisión debida al despliegue de Conductores Avanzados en todas las líneas elegibles sólo en T en Estados Unidos reduciría las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico en 8 millones de toneladas métricas al año, lo que equivale a retirar de la carretera 1,8 millones de vehículos de pasajeros.<sup>50</sup>

## B. Integración de recursos renovables adicionales mediante la reconducción de líneas existentes utilizando Conductores Avanzados

Un futuro descarbonizado exigirá a la red existente más de lo que puede ofrecer actualmente. En el Apéndice A se revisan varios estudios que exploran el futuro de las energías renovables y los TCA, así como las iniciativas históricas de expansión de energía renovable y transmisión de ISO/RTO. Los estudios revisados muestran que en todos los escenarios futuros concebibles, la capacidad de transmisión tendrá que aumentar para facilitar la evolución de la combinación de recursos. Esto se debe a que los recursos renovables productivos y de bajo costo suelen estar situados lejos de los centros de carga. Cuando se dispone de una gran capacidad de transmisión, la red puede recurrir a recursos situados en una zona geográficamente amplia y trasladar la energía de un lado a otro a medida que las zonas de carga y generación cambian con el tiempo. Esto mitiga la intermitencia de la producción renovable y mejora el funcionamiento de la red.

A pesar del potencial de expansión de la capacidad y de ahorro de eficiencia, ninguno de los estudios consideró los beneficios de los Conductores Avanzados. Además, las iniciativas o estudios históricos de expansión de la transmisión de ISO/RTO, incluidas las Zonas Competitivas de Energía Renovable (CREZ) de Texas, los Proyectos Prioritarios de SPP, los Proyectos Multivalor (MVP) de MISO y las Iniciativas de Transmisión de Energía Renovable (RETI) de California se centraron predominantemente en los niveles de capacidad renovable que podrían integrarse utilizando una transmisión nueva y a gran escala. Pocos estudios consideraron la reconducción durante los procesos, y si lo hicieron, se asumió que se realizaba con conductores convencionales.

Dada esta laguna en la literatura, nos preguntamos: ¿cuál sería el valor de utilizar Conductores Avanzados en un grupo selecto de líneas para aumentar la capacidad e integrar más energías renovables en el sistema de energía a granel?<sup>51</sup>

Comenzamos con la suposición de que habrá que sustituir 200,000 millas de transmisión en todas las regiones del NERC durante la próxima década, tal y como estimamos en la sección V.A.1. Para ser conservadores, asumimos que el 25% de estos proyectos se reconducen utilizando Conductores Avanzados, o 5,000 millas de transmisión anualmente, y que estos proyectos se dividen en 100 proyectos de reconstrucción de 50 millas que son capaces de proporcionar cada uno 200 MW adicionales de capacidad. La reconducción de 5,000 millas de transmisión con Conductores Avanzados crea 20,000 MW de capacidad de transmisión

<sup>49</sup> EIA, "U.S. Electric Power Industry Estimated Emissions by State", revisado en febrero de 2022.

<sup>50</sup> EPA, "Greenhouse Gases Equivalencies Calculator - Calculations and References", (sin fecha).

<sup>51</sup> Obsérvese que el ahorro cuantificado en esta sección sólo se refiere a la capacidad incremental generada por el funcionamiento a mayor temperatura del Conductor Avanzado en comparación con los conductores convencionales y NO a través de la capacidad adicional separada generada a través de las reducciones de pérdidas en la línea.

cada año, lo que puede integrar hasta 64 millones de MWh<sup>52</sup> de generación de recursos renovables, equivalentes a unos 27 GW de capacidad renovable al año, y reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico en 44 millones de toneladas métricas al año.<sup>53</sup> Si se continúa con la reconducción durante todo el periodo de 10 años, estimamos que la integración de la generación de recursos renovables acumulada aumenta a 3,500 millones de MWh y la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> acumulada aumenta a casi 2,400 millones de toneladas métricas. Los 3,500 millones de MWh de ahorro energético derivados del uso de Conductores Avanzados de alta eficiencia ahorrarían a los consumidores estadounidenses unos 140,000 millones de dólares o más a lo largo de la década.<sup>54</sup>

---

52 Suponemos que la nueva capacidad renovable se compone de un 50% de energía eólica terrestre y un 50% de energía fotovoltaica. También suponemos un exceso de capacidad eólica del 40%, un exceso de capacidad solar del 30% y unos factores de capacidad (CF) eólica terrestre y fotovoltaica a nivel nacional del 28,44% y el 25,26%, respectivamente. Véase EPA, "[Avoided Emission Rates Generated from AVERT](#)", octubre de 2021.

53 Id. Asumimos que la tasa de emisión de CO<sub>2</sub> evitada a nivel nacional para la energía eólica terrestre y la fotovoltaica de servicios públicos es de 1.385 lbs/MWh y 1.417 lbs/MWh, respectivamente.

54 Asumiendo que los precios marginales de la energía son de 40 \$/MWh. Véase EIA, "[Wholesale Electricity Prices Trended Higher in 2021 Due to Increasing Natural Gas Prices](#)", 7 de enero de 2022.

# VII OBSTÁCULOS TÉCNICOS Y NORMATIVOS PARA EL DESPLIEGUE DE CONDUCTORES AVANZADOS

Existen muchas barreras institucionales, de mercado y técnicas para conseguir que los Conductores Avanzados se consideren parte de la fase de planificación de la transmisión y se desplieguen en el sistema de energía a gran escala. Los términos "inercia" y "resistencia" no son sólo propiedades eléctricas, sino que en este caso los términos se aplican a personas, organizaciones y procesos. Estos obstáculos incluyen:

- costos iniciales más elevados que los de los conductores tradicionales;
- las eficiencias pueden verse limitadas por las restricciones de las terminales
- las prácticas de planificación y las normas de fiabilidad existentes, que no tienen en cuenta los Conductores Avanzados
- incentivos económicos anticuados, incluida la recuperación de costos para los OT;
- las prácticas actuales que sustituyen los conductores en especie, e incluso sobredimensionados, por conductores aprobados convencionalmente
- la falta de educación sobre las capacidades que tienen los nuevos ATT cuando se despliegan como parte de los nuevos diseños de líneas y las adaptaciones; y
- la insuficiente presión reguladora para reconsiderar y cambiar, si procede, las prácticas anteriores.

## A. Barreras técnicas

### 1. Costos iniciales

Los costos de material e instalación de los Conductores Avanzados son más caros por pie que los convencionales. La guía de estimación de costos de MISO para el MTEP22, que se está revisando actualmente, ha añadido los Conductores Avanzados con la intención de compararlos con las alternativas disponibles (principalmente para los proyectos de reconducción y de modernización). Según la guía, los costos de los materiales de los Conductores Avanzados son aproximadamente un 181% más elevados que los del ACSR y el ACSS, mientras que los costos de instalación son aproximadamente un 4% más elevados.<sup>55,56</sup> Sin embargo, aunque el costo inicial es más elevado, el ahorro generado por la eficiencia de los conductores compensa con creces el costo en un corto periodo de tiempo. Desgraciadamente, los actuales procesos de selección de proyectos no tienen en cuenta el ahorro derivado de las eficiencias a lo largo de la vida del activo. No obstante, estos ahorros existen y deberían tenerse en cuenta en el proceso de planificación.

### 2. Restricciones de las terminales

La reconducción de las líneas existentes con Conductores Avanzados permite reducir las pérdidas de las líneas de forma inmediata, pero puede requerir la mejora de las subestaciones para aumentar la capacidad

<sup>55</sup> MISO, [Transmission Cost Estimation Guide for MTEP 22](#), en 24, abril de 2022 (nótese que la versión final de este informe está por llegar).

<sup>56</sup> Para este ejemplo, la prima de costo del Conductor Avanzado para la línea "Bittern" parece ser más del doble de la prima esperada, según fuentes del sector. Esperamos que el personal de MISO y las partes interesadas aborden esta cuestión en futuros comentarios.

de forma significativa. Muchas líneas de transmisión existentes están limitadas por las restricciones de los terminales, que son los límites de la capacidad de los equipos en los extremos de la línea, como los disyuntores, los interruptores, la protección y otros dispositivos. Cuando los equipos están en serie con el conductor de transmisión y tienen capacidades térmicas inferiores a las del conductor, el aumento de la capacidad de un conductor no aumenta necesariamente la capacidad que puede suministrarse a través de la línea. La capacidad de los dispositivos de las subestaciones no era una preocupación cuando la mayoría de las líneas de transmisión existentes fueron diseñadas y puestas en servicio porque se esperaba que los flujos anticipados no se acercaran a una fracción de las capacidades de carga térmica estática asociadas a los conductores de la línea. Estos límites de los terminales eran el resultado de una planificación prudente y de bajo costo de las empresas de servicios públicos en ese momento. Las especificaciones iniciales de diseño de la transmisión y la subestación ya no son apropiadas en muchos casos y la red ha evolucionado con el tiempo para adaptarse a las nuevas demandas y necesidades. Es posible que sea necesario actualizar los equipos de las subestaciones para poder aprovechar mejor la capacidad que ofrecen los Conductores Avanzados.

Como ejemplo de la capacidad limitada de los equipos terminales, Entergy construyó su red de transmisión base de 500 kV en la década de 1960 con un conductor ACSR de triple nudo, que puede soportar flujos de aproximadamente 3,000 amperios, pero los equipos de subestación asociados para esas líneas se diseñaron con disyuntores de 2,000 amperios porque no se esperaba que los flujos de la red de ultra alta tensión (UHV) se acercaran a las capacidades térmicas de los conductores de la línea. Afortunadamente, muchos de los principales componentes de la subestación, como los disyuntores y los interruptores, se han actualizado a 3,000 amperios debido a su antigüedad y a otras consideraciones, como las cargas previstas. Los límites de los terminales son más comunes en algunos sistemas que en otros, según la filosofía de diseño y las consideraciones de planificación de uso futuro. Muchos proyectos aprobados en los planes de expansión actuales incluyen la mejora de los equipos terminales para aumentar la capacidad de las líneas hasta los límites de los conductores.

## B. Incentivos reglamentarios

### 1. *Los reguladores estatales son más propensos a aprobar la opción de requisitos de ingresos "de menor costo".*

Es más probable que los reguladores estatales aprueben la opción de requisitos de ingresos de "menor costo" para satisfacer una necesidad definida, en lugar de aprobar el pago de un poco más para ver beneficios adicionales a largo plazo. Ninguna de las ventajas que ofrecen los Conductores Avanzados está incluida en un modelo de requisitos de ingresos. Un análisis beneficio-costos más amplio y a más largo plazo que se centre en maximizar los beneficios netos sería un mejor enfoque que la planificación de los requisitos de ingresos "de menor costo". De hecho, aceptar el requisito de ingresos de "menor costo" para un conductor ACSR, que tiene uno de los valores más altos de resistencia del conductor, significa que los consumidores pagarán mayores costos de energía por la energía "desperdiciada" (pérdidas de línea) durante los próximos 40 años.

Al tratarse de un negocio que requiere mucho capital, no es de extrañar que las empresas de servicios públicos hayan tendido históricamente a centrarse en la "planificación del menor costo". Los reguladores y las empresas de servicios públicos han subrayado históricamente la necesidad de minimizar los requisitos de ingresos del valor actual neto de las opciones de expansión. Si los beneficios de la eficiencia energética a largo plazo se ignoran o se descuentan en gran medida, el consumidor se dará cuenta de los costos de energía más altos como resultado de la aprobación de una solución de menor costo inicial. Dadas las incertidumbres, las presiones de uso de la tierra y la necesidad de sustituir y mejorar una enorme cantidad de infraestructuras existentes a corto plazo, la necesidad de flexibilidad y opcionalidad en los futuros planes de expansión de la transmisión se traduce en la necesidad de maximizar los beneficios netos de todas las métricas pertinentes para proporcionar un camino de mínimos arrepentimientos.



## C. Prácticas comerciales

### 1. *La eficiencia de la transmisión no ha sido una prioridad*

Históricamente, el cumplimiento de los objetivos de fiabilidad ha sido una prioridad absoluta en la planificación del transporte. En anteriores ciclos de planificación, sin muchas opciones tecnológicas de conductores entre las que elegir, los OTs han elegido tradicionalmente la opción de menor costo siempre que satisficiera dichos objetivos. La eficiencia (servicio de entrega por unidad de capacidad) de los conductores convencionales no varía mucho, por lo que rara vez se han tenido en cuenta la eficiencia y los beneficios del conductor. Incluso desde que los Conductores Avanzados han salido al mercado y estos beneficios han salido a la luz, el enfoque de planificación ha seguido siendo el mismo. Dada su responsabilidad de mantener y operar un sistema eléctrico seguro y fiable, los planificadores del sistema son lentos a la hora de cambiar sus procesos, pero eso no debería impedir que se consideren nuevas soluciones con beneficios evidentes para el sistema.

# VIII RECOMENDACIONES

Hay una serie de oportunidades a nivel federal, estatal y de planificación de la transmisión para motivar el despliegue de Conductores Avanzados. Cada una de las siguientes recomendaciones sería valiosa como parte de un conjunto de opciones políticas, y aunque hay pros y contras en cada una de ellas, todas pueden utilizarse para fomentar el despliegue y abrir una capacidad de red muy necesaria.

## Recomendaciones para FERC

### **1. *Solicitar a los proveedores de servicios de transmisión que tengan en cuenta los Conductores Avanzados en las normas de planificación de la interconexión de los generadores.***

FERC debería especificar en sus normas de planificación que, cuando se interconecte la nueva generación, los proveedores de servicios de transmisión deben considerar la reconducción y las nuevas soluciones de líneas que utilicen Conductores Avanzados de alta eficiencia para las mejoras necesarias de la red. Los estudios de interconexión para generadores individuales o grupos de generadores suelen identificar las costosas mejoras de la red necesarias para integrar la capacidad en la red. Los Conductores Avanzados utilizados en una aplicación de reconducción pueden ayudar a aumentar la capacidad de transmisión para integrar de forma más eficiente la nueva generación, a la vez que pueden sustituir la necesidad de una reconstrucción más costosa o de una nueva línea. Además, en los últimos años, las mejoras de la red para los recursos renovables con limitaciones de ubicación se han vuelto generalmente más grandes y costosas, ya que los proyectos están ubicados en regiones alejadas de los centros de carga donde los recursos son los mejores. Por ello, a veces se necesitan líneas radiales más largas para que la capacidad llegue a la red eléctrica. Exigir a los proveedores de servicios de transmisión que consideren la utilización de Conductores Avanzados para las líneas radiales podría conducir igualmente a una integración más eficiente.

### **2. *Solicitar a los planificadores de transporte que pasen a un proceso de planificación basado en el futuro***

Un proceso de planificación basado en el futuro puede optimizar el valor neto teniendo en cuenta una amplia gama de escenarios futuros plausibles a largo plazo con suposiciones y sensibilidades respecto a la ubicación y la cantidad de capacidad renovable incremental. Exigir un proceso de planificación basado en futuros permitiría a los planificadores estimar dónde serían útiles soluciones como los Conductores Avanzados para acomodar grandes cantidades de nuevos recursos en ciertas áreas de la red, pero también permitiría a los planificadores prever dónde podrían ayudar los Conductores Avanzados en caso de un evento climático extremo. La acción de FERC apoyaría el aumento de la eficiencia de la red con una expansión prudente de la transmisión que puede ser implementada con un tiempo mínimo.

### **3. *Dirigir que la eficiencia energética debe ser un criterio de diseño para cada proyecto de transmisión.*** El proceso de selección de soluciones de transporte da poca importancia a los proyectos que mejoran la eficiencia operativa de la red. Las ventajas operativas de los Conductores Avanzados y otras TCA deben tenerse en cuenta porque son muy eficientes. Tanto los procesos de planificación como los planes de

interconexión deberían determinar cuál es la mejor tecnología para satisfacer una necesidad determinada. FERC debería intentar que las empresas de servicios públicos muestren cómo se ha incluido la eficiencia energética en el diseño del proyecto en sus solicitudes de tarifas.

**4. Establecer "monitores de transmisión independientes" en cada región para evaluar las oportunidades de mayor eficiencia y fiabilidad a partir de métodos o tecnologías de operación alternativos, incluidos los Conductores Avanzados.**

Un monitor de transmisión regional independiente permitiría una consideración más exhaustiva de las soluciones y alternativas de transmisión sin empantanar los procesos de interconexión y planificación de ISO/RTO. Los monitores podrían revisar el cumplimiento de las entidades con las normas de planificación de la transmisión de la FERC y podrían revisar las solicitudes de tarifas de las empresas de servicios públicos para garantizar que se tenga en cuenta la eficiencia de la solución de transmisión.

## Recomendaciones para el DOE

**1. Norma de eficiencia del conductor del DOE.**

El DOE debería considerar la aplicación de una norma de eficiencia de los conductores y/o una norma basada en la resistencia. Estas normas garantizarían un punto de partida más eficiente para todos los nuevos proyectos, tanto de reconducción como de nuevas líneas. Las tecnologías de Conductores Avanzados son tecnologías de red probadas con decenas de miles de kilómetros de despliegue en todo el mundo, por lo que tiene sentido implementar normas de eficiencia para los Conductores Avanzados similares a las que existen actualmente para otros activos de la red. Por ejemplo, desde 2007 se exige a los fabricantes que cumplan las normas de conservación de energía del DOE para los transformadores de distribución.<sup>57</sup> Esto podría servir de modelo para una nueva norma basada en conductores y resistencias.

**2. Establecer objetivos firmes de reconducción para acelerar la descarbonización de la red.**

El DOE ha desarrollado históricamente objetivos técnicos para nuevas tecnologías en diversas industrias que aún no han alcanzado un despliegue comercial generalizado.<sup>58</sup> El DOE podría evaluar los Conductores Avanzados de manera similar. El desarrollo de objetivos para los Conductores Avanzados podría servir para educar a los OT y a los planificadores sobre cómo podrían ser los costos y las especificaciones de las tecnologías de Conductores Avanzados en incrementos de 5-10 años. El DOE también podría dar un paso más para evaluar el potencial del uso de Conductores Avanzados en aplicaciones de reconducción y establecer objetivos similares a 5-10 años en términos de millas reconducción utilizando Conductores Avanzados.

---

<sup>57</sup> DOE, "Transmission Transformers", (s.f.).

<sup>58</sup> Véase, por ejemplo, DOE, "DOE Technical Targets for Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell Components", (sin fecha), y DOE, "DOE Technical Targets for Onboard Hydrogen Storage for Light-Duty Vehicles", (sin fecha).

3.  ***Demostrar el compromiso con el despliegue de Conductores Avanzados considerándolos una prioridad para los proyectos seleccionados de la Administración de Comercialización de Energía (PMA) y para otros proyectos que el DOE apoya a través de subvenciones, préstamos u otros mecanismos de financiación.***

Cada una de las PMA, excepto la Southeastern Power Administration, desarrolla y posee la transmisión. Podrían utilizar Conductores Avanzados en las nuevas líneas de transmisión que desarrollen.

4.  ***Aprovechar el Modelo de Resiliencia Energética de América del Norte (NAERM) para identificar los corredores clave para aumentar la capacidad de transmisión (incluidas las oportunidades de reconducción).***

En 2019, el DOE anunció que había iniciado el desarrollo de NAERM - una herramienta de modelado "primera en su clase" capaz de proporcionar conocimiento de la situación en tiempo real y capacidades de análisis para anticipar proactivamente los daños a los equipos del sistema de energía y los cortes de energía de los eventos extremos.<sup>59</sup> Además de identificar los impactos de los eventos previstos y en tiempo real en la red, NAERM también será capaz de recomendar soluciones de mitigación. El DOE señala en su anuncio que las soluciones tradicionales de largo plazo pueden ser necesarias a largo plazo, pero que las tecnologías nuevas e innovadoras pueden complementar el NAERM.<sup>60</sup> El DOE debería colaborar con los operadores de la red, las autoridades de planificación y/o los laboratorios nacionales para aprovechar el NAERM e identificar las áreas clave que se beneficiarían del despliegue de los Conductores Avanzados.

5.  ***Desarrollar una biblioteca y un conjunto de recursos disponibles para el público y las partes interesadas del sector eléctrico sobre cómo se pueden utilizar las distintas tecnologías de transmisión y su preparación para el mercado, similar a lo que ofrece la Red Europea de Gestores de Redes de Transmisión de Electricidad (ENTSO-E).<sup>61</sup>***

Para salir de la planificación y selección de la transmisión "como de costumbre" será necesaria una mayor educación sobre los beneficios y las capacidades de los Conductores Avanzados. Una biblioteca dedicada a informes, análisis y aplicaciones reales de los TCA, como los Conductores Avanzados, ayudará a los planificadores de la red a comprender mejor cómo las eficiencias y los ahorros creados por los Conductores Avanzados pueden ayudar a acomodar altos niveles de capacidad de las energías renovables.

## **Recomendaciones para los planificadores y propietarios de la transmisión**

1.  ***Integrar las evaluaciones de los Conductores Avanzados en todos los planes y estudios de expansión e interconexión del transporte.***

Los planificadores y propietarios de la transmisión deberían tener en cuenta los Conductores Avanzados en los planes de transmisión e interconexión, independientemente de que la FERC lo exija o no. Los beneficios son sustanciales y liberarían capacidad en los sistemas mucho más rápido que esperar a la aprobación y construcción de la transmisión a gran escala.

59 DOE, [North American Energy Resilience Model](#), julio de 2019.

60 Id. en 6.

61 ENTSO-E, ["ENTSO-E Technopedia"](#), (sin fecha).

## Recomendaciones para los reguladores estatales

1. ***Solicitar a las empresas de servicios públicos que presenten análisis sobre las oportunidades de despliegue de las tecnologías de transmisión más avanzadas, incluidos los Conductores Avanzados.***

Los reguladores estatales pueden exigir o animar a sus empresas de servicios públicos regulados a desplegar Conductores Avanzados.

2. ***Pasar de evaluar el "menor costo" a los "máximos beneficios netos" al revisar las opciones tecnológicas para los planes a largo plazo.***

Un enfoque de planificación de "mínimo costo" excluye los Conductores Avanzados debido a sus mayores costos iniciales. Sin embargo, el ahorro de costos de los Conductores Avanzados a largo plazo compensa con creces la mayor prima. Cuando se tienen en cuenta los beneficios a largo plazo, el enfoque basado en los beneficios se convierte, de hecho, en el verdadero enfoque de "menor costo".

## IX CONCLUSIÓN

Está claro que si las empresas de servicios públicos, los estados y la nación quieren cumplir los objetivos de reducción de carbono, "seguir como siempre" ya no es una opción a la hora de planificar y ampliar la capacidad de la red de transporte. Se necesitan nuevas y audaces medidas para integrar rápidamente la nueva generación renovable. Este informe revisa una docena de estudios e iniciativas recientes sobre la red, cada uno de los cuales concluye que se necesita mucha más capacidad de la red para integrar la energía renovable necesaria para desplazar a las plantas generadoras de combustible fósil. Aunque se necesitan nuevas líneas de transmisión a gran escala para ayudar a integrar la generación renovable, deberían utilizarse plenamente otras herramientas menos costosas y de rápida aplicación para aumentar la capacidad de transmisión. La reconducción de las líneas existentes con Conductores Avanzados puede permitir altos niveles de integración de las energías renovables a un ritmo más rápido, al tiempo que genera importantes ahorros y beneficios en la reducción de emisiones.

Como se observó en este informe, aproximadamente el 30% de las líneas de transmisión existentes deben ser sustituidas en la próxima década debido a su antigüedad y estado. Los Estados Unidos deberían aprovechar la oportunidad para mejorar, reconstruir y reconducir el sistema existente con Conductores Avanzados. Estimamos que el uso de Conductores Avanzados de alta eficiencia y capacidad para abordar sólo una cuarta parte de esa oportunidad puede permitir la integración anual de 27 GW de nueva capacidad renovable en los próximos 10 años, lo que reduciría las emisiones acumuladas de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico en 2.400 millones de toneladas métricas en los próximos 10 años. El ahorro de energía derivado de esta nueva capacidad de transmisión ahorraría a los consumidores al menos 140.000 millones de dólares en el mismo periodo.

Los Conductores Avanzados son una tecnología necesaria para afrontar los retos de una red eléctrica sin emisiones de carbono, y existen oportunidades a nivel federal, estatal y de planificación de la transmisión para fomentar su despliegue y crear una red más eficiente, más flexible y más resistente.

## APÉNDICE A

# REVISIÓN DE LA LITERATURA Y LA ACCIÓN

### Estudios:

- Offshore Wind Transmission Study: Phase 1 Results (Estudio de Transmisión de Viento Costa Afuera: Resultados de Fase 1 (PJM)
- The Interconnections Seam Study (Estudio de Transmisión de Viento Costa Afuera: Resultados de Fase 1 (National Renewable Energy Laboratory)
- Just & Reasonable? Transmission Upgrades Charged to Interconnecting Generators Are Delivering System-Wide Benefits (¿Justo y Razonable? Las Mejoras en la Transmisión Atribuidas a los Generadores en Interconexión Generan Beneficios a Nivel Sistema (ICF Resources, LLC for American Council of Renewable Energy)
- Net-Zero America: Potential Pathways, Infrastructure, and Impacts (América Limpia: Rutas Potenciales, Infraestructura e Impactos) (Princeton University)
- LA100: The Los Angeles 100% Renewable Energy Study (LA100: El Estudio de Energía 100% Renovable de Los Angeles) (National Renewable Energy Laboratory)
- Repowering America: Transmission Investment for Economic Stimulus and Climate Change (Reenergizando América: Inversión de Transmisión para Estímulo Económico y Cambio Climático) (London Economics International LLC for WIRES)
- Advanced Transmission Technologies (Tecnologías de Transmisión Avanzadas) (U.S. DOE) The Future of Electric Power in the United States (El Futuro de la Energía Eléctrica de los Estados Unidos) (National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine)

### Iniciativas:

- Texas Competitive Renewable Energy Zones (Zonas de Energía Renovable Competitiva en Texas) (CREZ)
- SPP Priority Projects Proyectos Prioritarios
- MISO Multi-Value Projects (Proyectos Multivalor MISO) (MVP)
- California Renewable Energy Transmission Initiative (Iniciativa de Transmisión de Energía Renovable de California)

## A. Estudios

### ***Offshore Wind Transmission Study: Phase 1 Results (PJM)***<sup>62</sup>

El estudio de transmisión de energía eólica marina de la PJM es un estudio de fiabilidad en toda la PJM con el objetivo de determinar las mejoras en el sistema de transmisión terrestre necesarias para suministrar 14.268 MW de energía eólica marina anunciada en la región de la PJM, así como para cumplir los objetivos estatales de RPS dentro de la huella de la PJM. El estudio se centra en cinco escenarios que van desde las inyecciones de energía eólica marina de 6,416 MW a 17,016 MW, con un escenario a corto plazo modelado hasta 2027 y los cuatro restantes modelados hasta 2035.

62 PJM, [Estudio de Transmisión Eólica Marina: Resultados de Fase 1](#), 19 de octubre de 2021

Al modelar cada escenario, PJM identificó violaciones de la fiabilidad causadas por la integración de estos recursos renovables. Aunque el estudio no identifica las soluciones óptimas de transmisión como parte de este estudio de la fase 1, estima los costos de mejora necesarios para mitigar cada violación de la fiabilidad individual que se identificó. Para ello, PJM utilizó los límites del conductor de la línea de transmisión para establecer las sobrecargas de la línea de transmisión y capturar los requisitos de transmisión en tierra más costosos. Cuando la infracción en una línea de transmisión era relativamente pequeña, se asumió que la línea podía ser reconductora y las torres y los aisladores podían ser reutilizados. Cuando la sobrecarga era más significativa, se asumió que la línea de transmisión y las estructuras asociadas tendrían que ser reconstruidas completamente.

Para los cinco escenarios, las estimaciones de costos para mejorar el sistema de transmisión terrestre existente fueron de 627.34 millones de dólares en el escenario a corto plazo y de entre 2.160 y 3.210 millones de dólares para los escenarios a largo plazo. Aunque este estudio no identifica las ubicaciones y los costos de las mejoras individuales de transmisión, la conclusión es clara: lograr altos niveles de integración de la energía eólica en el mar y cumplir los objetivos de RPS requiere mejoras en la red de transmisión, incluyendo una amplia reconducción de la transmisión.

### ***The Interconnections Seam Study (National Renewable Energy Laboratory)<sup>63</sup>***

El Estudio de la Costura de las Interconexiones, realizado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL), analiza los costos y beneficios de una expansión optimizada de la transmisión a nivel nacional modelada entre 2024-2038. El estudio desarrolla cuatro diseños de transmisión con varios niveles de aumento de la capacidad de transmisión destinados a aumentar la transferencia de electricidad entre las interconexiones del Este y del Oeste bajo ocho escenarios con diferentes supuestos sobre los costos de transmisión, los niveles de generación renovable, los costos de la energía eólica y solar, los precios del gas y las retiradas de generadores.

Los diseños de red evaluados son los siguientes: Diseño 1 (D1) - las instalaciones B2B existentes se mantienen en su capacidad de 2017; Diseño 2a (D2a) - se permite la expansión de las instalaciones B2B existentes en la optimización, Diseño 2b (D2b) - se construyen tres segmentos de transmisión HVDC (junto con la expansión de las B2B) entre el EI y el WI; y Diseño 3 (D3) - se construye una red de transmisión HVDC a escala nacional.

Los resultados del estudio muestran que, con el aumento de la transmisión intercontinental, el sistema pudo equilibrar la generación y la carga con menos capacidad total instalada en el sistema en cada uno de los escenarios de generación debido a la diversidad de carga y generación y a la mayor flexibilidad operativa. El aumento de la capacidad de transmisión también permitió la integración de una mezcla de generación variable del 40%, compuesta por generación eólica y solar, que generó una relación beneficio-costos de 2,9, la más alta de los escenarios estudiados. Una mayor capacidad de la red significa que puede interconectarse y se interconectará más generación renovable y, por lo tanto, se pueden lograr mayores reducciones de las emisiones de carbono mediante el desplazamiento de los combustibles fósiles.

---

63 NREL, "Interconnections Seam Study", 2021.



***Just & Reasonable? Transmission Upgrades Charged to Interconnecting Generators Are Delivering System-Wide Benefits (ICF Resources, LLC for American Council of Renewable Energy)*<sup>64</sup>**

Este informe evalúa los beneficios económicos regionales de las mejoras de la red de transmisión requeridas por el aumento de las solicitudes de interconexión de generación en las huellas de MISO y SPP. Como se indica en el informe, más del 92% de los 79 GW de solicitudes activas en la cola de interconexión de generación de MISO y más del 95% de los 103 GW de solicitudes activas en la cola de SPP se componen de recursos solares, eólicos e híbridos<sup>65</sup>. Como se prevé que la generación renovable aumente en los próximos años debido a los objetivos de energía limpia y a la disminución de los costos, el informe pretende identificar las mejoras de transmisión necesarias para lograr 3 escenarios futuros con distintos niveles de integración de las renovables en las regiones de MISO y SPP.

Los principales resultados incluyen la identificación y el análisis de costos y beneficios de 12 mejoras de la red en MISO y SPP diseñadas principalmente para interconectar recursos de generación. Estas mejoras se escogieron de los informes de la Fase de Planificación Definitiva (DPP) de MISO publicados para todos los ciclos a partir de 2016 y de los informes del Estudio de Impacto del Sistema de Interconexión Definitiva (DISIS) de SPP publicados para todos los grupos a partir de 2014 para obtener una lista inicial de mejoras de la red que pudieran evaluarse.

Al calcular el aspecto de ahorro de costos de producción ajustados (APC) de los análisis de costos y beneficios de cada mejora, los autores señalan que una mayor capacidad de generación no fue el único factor de ahorro. Destacan que otro factor importante que afecta a los niveles observados de ahorro de CPA son las mejoras en lugares con congestión frecuente y persistente. Estas mejoras proporcionaron beneficios incluso con un porcentaje relativamente menor de proyectos de interconexión de generación asociados. El informe concluye que el costo de las mejoras de la red de transporte en MISO y SPP se ha convertido en un obstáculo importante para la integración de la nueva generación renovable de bajo costo, necesaria para descarbonizar la red eléctrica.

***Net-Zero America: Potential Pathways, Infrastructure, and Impacts (Princeton University)*<sup>66</sup>**

Net-Zero America esboza cinco vías del sistema energético que Estados Unidos puede elegir para alcanzar las emisiones netas cero en el año 2050. Cada una de las vías, que varían en términos de electrificación del uso final y niveles de penetración de la energía renovable, contiene diferentes configuraciones de expansión y reconstrucción de la transmisión (junto con otras acciones prioritarias para 2030) necesarias para lograr los objetivos de descarbonización para 2050.

El informe proporciona estimaciones de capacidad y costo de la nueva transmisión modelada para tres de las cinco vías hasta 2050. En su análisis, los autores concluyen que la nueva transmisión necesaria en los escenarios que consideran un futuro de alta electrificación, asumen la disponibilidad de emplazamientos base e incluyen diversos niveles de penetración de las energías renovables que se estima que representan entre 151,600 GW-km y 1,309,000 GW-km de capacidad de transmisión acumulada construida hasta 2050. El aumento de la capacidad de la red va acompañado de un precio de entre 945,000 millones de dólares y 3.5

64 ICF, *Just & Reasonable? Transmission Upgrades Charged to Interconnecting Generators Are Delivering System-Wide Benefits*, 9 de septiembre de 2021.

65 La cola de MISO del 18 de agosto de 2021 no incluía proyectos de la cola DPP-2021. La cola de la SPP al 19 de agosto de 2021 incluye proyectos propuestos en el grupo DISIS-2021.

66 Eric Larson y otros, *Net-Zero America: Potential Pathways, Infrastructure, and Impacts*, 15 de diciembre de 2020.

billones de dólares a lo largo del mismo plazo. Sólo para 2030, la expansión de la transmisión en la mayoría de los escenarios facilitará hasta 4 veces la cantidad de capacidad de generación eólica y solar actualmente disponible, lo que podría suministrar aproximadamente la mitad de toda la demanda de electricidad de Estados Unidos. El uso de Conductores Avanzados para ampliar la capacidad de la red mediante la reconducción y la reconstrucción no se ha tenido en cuenta en este estudio de Net-Zero America.

Además de demostrar una clara necesidad de aumentar la capacidad de transmisión para alcanzar un futuro descarbonizado, también es importante señalar que el análisis de Princeton compara un escenario de alta electrificación con disponibilidad de emplazamiento base con un escenario de alta electrificación con disponibilidad de emplazamiento limitada. Sin la disponibilidad de emplazamientos de base, los costos acumulados de la construcción de nueva transmisión aumentan un 11%.

### ***LA100: The Los Angeles 100% Renewable Energy Study (National Renewable Energy Laboratory)<sup>67</sup>***

LA100 desarrolla vías que permitan a la ciudad de Los Ángeles alcanzar un futuro de energía 100% limpia e informar a la ciudad de Los Ángeles, al Departamento de Agua y Energía de Los Ángeles (LADWP) y a otras partes interesadas de las principales oportunidades y desafíos. Los cuatro escenarios evaluados son los siguientes:

1. Proyecto de ley SB100 del Senado de California: exige que los recursos con cero emisiones de carbono suministren el 100% de las ventas minoristas de electricidad a los clientes finales para 2045 y permite la mejora de la transmisión. Permite que hasta el 10% del objetivo sea gas natural compensado por créditos de electricidad renovable.
2. Enfoque de Transmisión: 100% de energía limpia para 2045 y puede construir nuevos corredores de transmisión.
3. Temprano y sin biocombustibles: 100% de energía limpia para 2035 y permite mejoras en la transmisión.
4. Transmisión nueva limitada: 100% de energía limpia para 2045 y es el único escenario que no permite mejoras más allá de los proyectos actualmente planificados.

Aunque no todos los escenarios permiten la expansión de la red de transmisión más allá de las mejoras actualmente planificadas, todos los escenarios que permiten dicha expansión mejoran el sistema dentro de la cuenca de Los Ángeles. Algunos escenarios permiten tanto las mejoras dentro de la cuenca como las mejoras fuera de la cuenca de Los Ángeles para proporcionar un mayor acceso a la energía geotérmica, eólica y solar fuera de la cuenca y una mayor inyección en la periferia de la red del LADWP. Estas mejoras fuera de la cuenca, sin embargo, pueden incluir la compra de derechos de transmisión o la mejora física de las líneas. El escenario de Enfoque de Transmisión es el único que puede construir específicamente nuevas líneas para acceder a la generación fuera de la cuenca para traerla directamente a la cuenca (~1,700 MW de nueva transmisión).

Con una sensibilidad moderada al crecimiento de la eficiencia energética y la demanda de electricidad, las mejoras en la transmisión, que incluyen tanto la nueva transmisión como las reconstrucciones y reconducciones, oscilan entre los 10,000 MW y los 20,000 MW de capacidad de transmisión acumulada añadida hasta 2045.<sup>68</sup> El escenario Transmission Focus, sin embargo, añade aproximadamente 30,000 MW de nueva capacidad debido a su capacidad para construir nuevos corredores. Como referencia, la sensibilidad moderada de

67 NREL, [LA100: The Los Angeles 100% Renewable Energy Study](#), marzo de 2021.

68 NREL, [LA100: The Los Angeles 100% Renewable Energy Study](#), Capítulo 6. Renewable Energy Investments and Operations, en 48, marzo de 2021.

las estimaciones de la demanda máxima del LADWP oscilan entre 6,020 MW en 2020 y 7,811 MW en 2045.<sup>69</sup>

De conformidad con las operaciones actuales del LADWP, la generación fuera de la cuenca sigue constituyendo la mayor parte de las necesidades totales de energía para satisfacer la carga. Tal y como se ha modelado en el informe, la reconducción desempeña un papel importante en el aumento de la expansión de la transmisión para permitir una mayor generación fuera de la cuenca.

### ***Repowering America: Transmission Investment for Economic Stimulus and Climate Change (London Economics International LLC for WIRES)***<sup>70</sup>

Repowering America busca en la industria eléctrica oportunidades que puedan conducir a un estímulo económico para combatir los impactos económicos residuales de la pandemia del COVID-19. En concreto, el informe se centra en las políticas federales y las medidas de estímulo económico que podrían utilizarse para apoyar la inversión en transmisión planificada y fomentar la expansión de la transmisión para alcanzar los objetivos de la política medioambiental. Estos proyectos no sólo servirán para reforzar los esfuerzos de descarbonización mediante la interconexión de más energías renovables y la reducción de la congestión y los recortes, sino que también aumentarán el gasto relacionado con la construcción y apoyarán nuevos puestos de trabajo técnicos y de construcción.

El informe recomienda las siguientes medidas de regulación y estímulo económico para fomentar la inversión:

- Mejorar los procesos de planificación;
- Perfeccionar las políticas de precios y asignación de costos;
- Reducir los retrasos en el emplazamiento y la obtención de permisos;
- Medidas financieras para complementar las reformas normativas; y
- Incentivos para fomentar la inversión privada.

Los autores subrayan que, a pesar de los beneficios de la introducción de estas medidas, la construcción de la nueva transmisión sigue siendo un reto. Afirman que "los principales desafíos han sido las barreras institucionales en torno a la garantía de los compromisos de los clientes y/o la asignación de los costos, la aprobación reglamentaria para la ubicación y los marcos de planificación conflictivos y poco claros. Además, el entorno financiero para los inversores, específicamente en relación con las políticas de ROE, también ha sido cambiante".<sup>71</sup>

### ***Advanced Transmission Technologies (U.S. DOE)***<sup>72</sup>

En este informe, el DOE de Estados Unidos reconoce la capacidad de los TCA para mejorar la eficiencia y la eficacia del suministro de electricidad, así como su capacidad para aumentar la fiabilidad y la resistencia del sistema. Los autores concluyen que debe utilizarse un conjunto completo de herramientas para abordar los retos de la transmisión, en lugar de limitarse a la expansión de la misma.

Además de otras tecnologías de mejora de la red, como la clasificación dinámica de las líneas, la optimización de la topología y los controladores del flujo de energía, el informe también aborda las oportunidades y los obstáculos para el despliegue de Conductores Avanzados y tecnologías superconductoras. Entre las oportunidades de los Conductores Avanzados se encuentran su capacidad

---

<sup>69</sup> NREL, [LA100: The Los Angeles 100% Renewable Energy Study](#), Capítulo 3. Electricity Demand Projections, en 226, marzo de 2021.

<sup>70</sup> London Economics International LLC, [Repowering America: Transmission Investment for Economic Stimulus and Climate Change](#), mayo de 2021. 71 Id. en 5.

<sup>72</sup> DOE, [Advanced Transmission Technologies](#), diciembre de 2020.

para aumentar la capacidad de las líneas de transmisión existentes utilizando las torres y las vías de comunicación existentes, sus costos más bajos en comparación con la expansión de la transmisión, y su capacidad para reducir los costos totales del proyecto de las nuevas líneas, ya que la reducción del peso y la flecha significa que se necesitan menos torres o menos robustas. Además, los Conductores Avanzados presentan entre un 25% y un 40% menos de pérdidas eléctricas en comparación con los conductores convencionales, lo que reduce los costos de explotación. Los Conductores Avanzados también soportan mejor la tensión de los fenómenos meteorológicos extremos y, en caso de contingencias cercanas, son más capaces de suministrar mayores cantidades de energía de lo que permitirían los conductores convencionales. El núcleo de material compuesto no se expande como los núcleos de acero, por lo que suponen un menor riesgo de hundimiento cerca de la vegetación, lo que puede provocar el disparo de las líneas. Los Conductores Avanzados son reconocidos por su capacidad de mejorar la resistencia y la fiabilidad de la red eléctrica.

El DOE afirma que las barreras para el despliegue de los Conductores Avanzados incluyen una necesidad limitada de los mismos en caso de un futuro de baja tasa de crecimiento eléctrico y el hecho de que la implementación puede introducir una mayor complejidad debido a las nuevas propiedades y diseños de los materiales.

***The Future of Electric Power in the United States (National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine)***<sup>73</sup>

Este informe es el más reciente de una serie de estudios de informes de consenso relacionados con cuestiones clave del sector eléctrico, que se centra en los principales factores sociales, técnicos y económicos que alterarán el panorama del sistema eléctrico estadounidense. A través de la identificación de estos elementos clave, los autores identifican cinco amplias necesidades y acciones específicas del comité para cada una de ellas. Las cinco necesidades son las siguientes:

1. Mejorar nuestra comprensión de la evolución del sistema.
2. Garantizar que el servicio eléctrico siga siendo limpio y sostenible, y fiable y resistente.
3. Mejorar la comprensión de cómo la gente utiliza la electricidad y mantener el "pacto social" para mantener la electricidad asequible y equitativa frente a los profundos cambios tecnológicos.
4. Facilitar las innovaciones en la tecnología, la política y los modelos de negocio relevantes para el sistema eléctrico.
5. Acelerar las innovaciones tecnológicas ante los cambios en las cadenas de suministro mundiales y la llegada de tecnologías disruptivas.

Satisfacer estas necesidades requiere todo un conjunto de tecnologías de red, nuevas transmisiones, normas e incentivos y ningún enfoque será capaz de abordar todos los factores, el más abrumador de los cuales gira en torno a los esfuerzos para descarbonizar la economía estadounidense. Sin embargo, el informe señala específicamente las tecnologías y los desarrollos legales y regulatorios que tienen el potencial de cambiar la capacidad de transmisión que podría expandirse en los próximos 30 años.<sup>74</sup> Entre estos desarrollos con potencial se incluyen: "...reconducción de las líneas existentes de alta tensión y corriente alterna (HVAC) con nuevos conductores más eficientes para que la misma línea pueda transportar más energía..."<sup>75</sup>

<sup>73</sup> Academias Nacionales de Ciencias, Ingeniería y Medicina, *The Future of Electric Power in the United States*, The National Academies Press, 2021.

<sup>74</sup> Id., tabla 2.A.2., en 87.

<sup>75</sup> Id., en 63.

## B. Iniciativas

### Texas Competitive Renewable Energy Zones (CREZ)

En 2005, la legislatura de Texas aprobó un proyecto de ley que ordenaba a la Comisión de Servicios Públicos de Texas (PUCT), en consulta con ERCOT, que desarrollara un plan de transmisión que conectara las zonas ricas en energía eólica del oeste de Texas, escasamente pobladas, con los centros de carga. El plan de infraestructura que la PUCT seleccionó finalmente consistía en aproximadamente 3.600 millas de nuevas líneas de 345 kV capaces de albergar 18,5 GW de recursos eólicos no explotados previamente. Tras la finalización en 2013-2014, con un costo total de 6,800 millones de dólares, la restricción de la energía eólica se redujo de un máximo anterior del 17% al 0.5%.<sup>76</sup> Tras la finalización de las líneas, Texas pudo superar su objetivo de 18.5 GW de energía eólica, y posteriormente pudo utilizar las líneas CREZ para integrar la capacidad solar recién construida en el oeste de Texas. Las líneas CREZ pudieron finalmente integrar toda la capacidad de energía renovable prevista.

Irby Construction Company prestó servicios de construcción de líneas de transmisión para cinco de los diez proveedores de servicios de transmisión a los que se encomendó la construcción de las líneas<sup>77</sup> y construyó aproximadamente 1.000 millas de líneas.<sup>78</sup> Según Irby, los conductores utilizados para las 1.000 millas de líneas eran cables trapezoidales ACSS.<sup>79</sup> Oncor, otro proveedor de servicios de transmisión al que se encomendó la construcción de la CREZ, utilizó conductores ACSS para al menos una parte de sus líneas.<sup>80</sup>

### SPP Priority Projects

En 2009, SPP recibió una serie de recomendaciones del Equipo del Proyecto de Planificación Sinérgica para crear una red más flexible capaz de satisfacer las necesidades futuras. El Consejo de Administración de SPP ordenó a SPP que pusiera en práctica dichas recomendaciones, una de las cuales incluía la construcción de Proyectos Prioritarios -líneas de transmisión a gran escala diseñadas para mejorar el sistema reduciendo la congestión e interconectando mejor las regiones oriental y occidental de SPP.

El plan final aprobado por la junta consistía en una línea de transmisión de 138 kV y cinco de 345 kV diseñadas para integrar un total de 3.2 GW de energía eólica, así como capacidad no renovable.<sup>81</sup> El total estimado de la ingeniería y la construcción de las líneas ascendía a 1,110 millones de dólares y la relación beneficio-costos se calculó en 1.78 debido al gran ahorro de APC. Según la SPP, cada una de las seis líneas se diseñó utilizando conductores ACSR o ACSS.<sup>82</sup>

### MISO Multi-Value Projects (MVP)

Las líneas de transmisión del MVP de MISO surgieron a partir de un esfuerzo de planificación proactiva de 2010 llamado Estudio de la Salida Regional de Generación (RGOS),<sup>83</sup> un esfuerzo que comenzó

76 Jeff Billo, "The Texas Competitive Renewable Energy Zone Process", en 22, septiembre de 2017.

77 Los cinco proveedores de servicios de transmisión son: Electric Transmission Texas, Lower Colorado River Authority, Lone Star Transmission, Sharyland Utilities y South Texas Electric Cooperative.

78 Irby Construction, "CREZ 345kV Transmission Line Construction Projects", (sin fecha).

79 Comunicaciones con Irby Construction.

80 FERC, FERC Form No. 1: Annual Report of Major Electric Utilities, Licensees and Others and Supplemental Form 3-Q: Quarterly Financial Report, Oncor Electric Delivery Company LLC, en 422.4-423.4 en la línea 1, 2020.

81 SPP, SPP Priority Projects Phase II Final Report, en 5-6, 27 de abril de 2010.

82 Id. en 45-47.

83 MISO, RGOS: RGOS: Regional Generation Outlet Study, 19 de noviembre de 2010.

identificando proyectos de transmisión beneficiosos y "sin arrepentimiento" en la región para ayudar a los estados miembros a alcanzar los objetivos de RPS. Lo que comenzó como un estudio evolucionó hasta convertirse en un proceso de planificación de la transmisión basado en el valor para las soluciones de transmisión regional que cumplen al menos uno de los siguientes objetivos (1) permitir de forma fiable y económica las necesidades de las políticas públicas regionales, (2) proporcionar múltiples tipos de valor económico regional, o (3) proporcionar una combinación de fiabilidad regional y valor económico.<sup>84</sup>

La primera cartera de 17 líneas de transmisión de la MVP, que se aprobó en 2011, se ha puesto en servicio casi en su totalidad con un costo total de 6,700 millones de dólares.<sup>85</sup> La cartera de nuevas líneas se diseñó para interconectar casi 16 GW de energía eólica en la región y se calcula que generará entre 12.1 y 52.6 dólares en beneficios netos durante los próximos 20-40 años.<sup>86</sup>

De los OTs que deben presentar el formulario 1 de la FERC, hemos podido identificar los tipos de conductores utilizados para los MVP construidos dentro de las huellas de un puñado de ellos, incluyendo MidAmerican Energy Company, American Transmission Company, Ameren Corporation y Northern Indiana Public Service Company. Todas las líneas identificadas mediante el formulario 1 se construyeron con conductores ACSR y ACSS.<sup>87</sup>

Además de las nuevas líneas, los MVP de 2011 también incluyeron una buena cantidad de mejoras necesarias para interconectar la gran cantidad de nueva transmisión. En estas mejoras se incluyeron aproximadamente 60 millas de líneas reconductoras; sin embargo, es difícil decir qué tipos de conductores se utilizaron para los proyectos.<sup>88</sup> Utilizando las pruebas encontradas anteriormente, sería razonable asumir que estos proyectos también habrían utilizado ACSR y ACSS.

### **California Renewable Energy Transmission Initiative (RETI)**

La RETI 1.0 de California, iniciada en 2007, fue un proceso de las partes interesadas encargado de desarrollar un plan de transmisión conceptual para acceder a zonas de energía renovable competitiva recientemente identificadas para cumplir con el RPS de California y otros objetivos de energía limpia. La primera fase de la RETI se evaluó asumiendo un objetivo del 33% de energías renovables para 2020, mientras que una RETI 2.0 más reciente, iniciada en 2015, revisó el proceso con nuevos objetivos: un RPS del 50% y una reducción del 40% de las emisiones de gases de efecto invernadero en todo el estado respecto a los niveles de 1990 para 2030.

#### **1. RETI 1.0**

Las nuevas líneas de transmisión conceptuales identificadas en RETI 1.0 no sólo se seleccionaron para integrar las energías renovables de las zonas designadas para cumplir con un RPS del 33%, sino también para satisfacer el futuro crecimiento de la demanda. Los supuestos específicos utilizados para desarrollar el plan de transmisión incluían lo siguiente "1) proporcionar acceso a aproximadamente 100.000 GWh/año de energía renovable (160% del objetivo de nueva energía renovable en 2020);

84 MISO, "Multi-Value Projects (MVPs)", (sin fecha).

85 MISO, "Regionally Cost Allocated Project Reporting Analysis: 2011 MVP Portfolio Analysis Report", enero de 2022.

86 MISO, MTEP17 MVP Triennial Review, septiembre de 2017.

87 FERC, FERC Form No. 1: Annual Report of Major Electric Utilities, Licensees and Others and Supplemental Form 3-Q: Quarterly Financial Report, MidAmerican Energy Company, en 422.1-423.1, 2019, FERC, FERC Form No. 1: Annual Report of Major Electric Utilities, Licensees and Others and Supplemental Form 3-Q: Quarterly Financial Report, American Transmission Company LLC, en 422-423, 2020, FERC, FERC Form No. 1: Annual Report of Major Electric Utilities, Licensees and Others and Supplemental Form 3-Q: Quarterly Financial Report, Ameren Illinois Company, en 422.4-423.4,

2020, FERC, FERC Form No. 1: Annual Report of Major Electric Utilities, Licensees and Others and Supplemental Form 3-Q: Quarterly Financial Report, Ameren Transmission Company of Illinois, en 422-423, 2019, FERC, FERC Form No. 1: Annual Report of Major Electric Utilities, Licensees and Others and Supplemental Form 3-Q: Quarterly Financial Report, Northern Indiana Public Service Company LLC, en 422-423, 2020, y FERC, FERC Form No. 1: Annual Report of Major Electric Utilities, Licensees and Others and Supplemental Form 3-Q: Quarterly Financial Report, Ameren Transmission Company LLC, en 433.1-433.1, 2020.

88 MISO, Multi Value Project Portfolio: Results and Analyses, en 27-39, 10 de enero de 2012.

2) incluir algún nivel de acceso a todas las ZRC; y 3) prever la importación de aproximadamente 15,000 GWh/ año de energía renovable procedente de recursos de fuera del estado".<sup>89</sup> Al final, la iniciativa modeló líneas capaces de suministrar 91,506 GWh de generación renovable a un costo total de 5,900 millones de dólares.

Aunque RETI 1.0 no determinó hasta qué punto la red existente podría dar cabida a la nueva generación renovable, los autores sí especificaron que las situaciones en las que las líneas existentes podían ser simplemente repotenciadas o mejoradas con nuevas torres identificadas antes de seleccionar nuevas soluciones de líneas. De hecho, RETI 1.0 parte de la base de que se reconducen 163 millas de transmisión existente en el plan conceptual<sup>90</sup>

Dado que la mayoría de los nuevos segmentos de líneas en el plan no tenían en cuenta los recorridos geográficos, se asumió que las líneas estaban situadas en el ROW de transmisión existente o en el ROW de la línea de transmisión paralela existente. Además, la iniciativa se centró principalmente en las energías renovables dentro del estado y no amplió su análisis para evaluar soluciones que ayuden a aliviar cualquier problema de congestión o restricción derivado de una gran afluencia de integración de generación renovable fuera del estado. Los costos de los segmentos de línea de RETI se basaron en un conjunto genérico de factores de costos unitarios estandarizados que incluyen los costos de desmantelamiento de las líneas existentes, la construcción de nuevas líneas, la reconducción de las líneas y la terminación de las mismas con un valor fijo del 25% para todos los segmentos de línea.

## 2. RETI 2.0

La RETI 2.0 pretendía actualizar los conocimientos de la RETI 1.0 con niveles de RPS y objetivos climáticos nuevos y actualizados. Al igual que RETI 1.0, RETI 2.0 también desarrolló la transmisión conceptual que se necesitaría para satisfacer los niveles más altos de capacidad renovable. En particular, el informe final identificó las principales limitaciones de transmisión en California y a lo largo de las principales rutas de importación-exportación que podrían obstaculizar la interconexión de nuevos recursos.

Un resultado interesante de esta iniciativa actualizada es que los autores descubrieron que, en conjunto, hay suficiente capacidad de transmisión disponible para interconectar y suministrar una cantidad sustancial de nueva generación renovable en muchas zonas.<sup>91</sup> A pesar de la necesidad adicional de nueva transmisión, los autores explican que la transmisión existente podría abordar muchas de las limitaciones identificadas en el informe con la ayuda de tecnologías avanzadas y alternativas no cableadas. En varios puntos del informe, los autores señalan específicamente a los Conductores Avanzados como una tecnología avanzada clave que podría utilizarse para potenciar la transmisión existente.<sup>92</sup>

89 Comité Directivo de las partes interesadas de la RETI, [Renewable Energy Transmission Initiative: Fase 2A](#), en 1-11, agosto de 2009.

90 Id., Apéndice I en I-42.

91 Agencia de Recursos Naturales de California, CPUC, CEC y CAISO, [Renewable Energy Transmission Initiative 2.0 Plenary Report](#), en 58, 23 de febrero de 2017.

92 Id. en 8, 40, 46, 48 y 57.