

Informe de Respuesta a Consultas Recibidas al Borrador del Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2024 – 2033



Tegucigalpa, M.D.C. 14 de noviembre de 2023

Dirección de Planificación de la Expansión del Sistema

Consulta N° 1: OBSERVACIONES EPR AL PERT HONDURAS 2024-2023

Observación #1: Referente al tipo de conductor de las líneas de transmisión. Debido a varias ventajas sobre el uso de ACAR 1024 EPR solicita al Centro Nacional de Despacho de Honduras considerar el cambio del conductor establecido en el nuevo Plan de Expansión de la Transmisión (PERT-CND) de las líneas de transmisión de los Proyectos Amarateca - Talanga y Santa Rosa - La Entrada, para permitir el uso del conductor ACAR 1024 en lugar del ACSR 795.

Respuesta N° 1:

El CND realizó las debidas simulaciones para evaluar ambos tipos de conductores para las líneas de transmisión Amarateca - Talanga y Santa Rosa - La Entrada bajo las mismas condiciones de operación. Además, se compararon características eléctricas y mecánicas de ambos tipos de conductores, resultando en que el ACAR 1024 es un conductor que cuenta con capacidades similares al ACSR Condor 795.

Con los costos de referencia, obtenidos a partir de una consultoría en 2021, se encontró que el costo del conductor ACAR 1024 es similar al conductor Condor 795. Además, utilizando ambos conductores, se verificaron los parámetros eléctricos de ambas líneas para evaluar el efecto capacitivo e inductivo, como resultado se identificó que estos son equivalentes. No obstante, se identificó un valor de resistencia inferior para el conductor ACAR 1024.

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad [km]	Costo [MUSD]
1	LT 230 kV LEC-SRS, 317 MVA, ACSR Condor 795 MCM 1C 1C/F, Torre de acero	349,165.92	29.9	10.440
2	LT 230 kV LEC-SRS, 350 MVA, ACAR 1024 MCM 1C 1C/F, Torre de acero	363,132.56	29.9	10.858

En conclusión, dada la amplia cartera de opciones de conductores disponibles en el mercado, en la versión definitiva del informe del PERT 2024-2033, se ampliará la sección 4.3 para aclarar el uso y selección de conductores para los proyectos de transmisión. Esto permitirá a las empresas transmisoras proponer distintos tipos de conductores para las líneas de transmisión del PERT. Vale la pena resaltar que, las nuevas propuestas deben mantener las capacidades térmicas equivalentes o superiores a las descritas en el PERT, sin incurrir en un aumento significativo en los costos de inversión respecto a los conductores propuestos en el PERT.

Consulta N° 2: OBSERVACIONES EPR AL PERT HONDURAS 2024-2023

Observación #2: Referente a las tablas de costos. Durante el taller de socialización fue consultado por nuestro equipo técnico sobre los costos de inversión mostrados, es decir, si los mismos incluían costos de financiamiento, terrenos, servidumbres, costos ambientales (compensaciones ambientales, estudios ambientales – prospecciones arqueológicas, etc). Recibiéndose por respuesta que todos esos costos estaban incluidos, no obstante, al revisar los cuadros de costos de inversión contenidos en el PERT.

En el caso utilizado como ejemplo, se conoce que la SE SRS es nueva y la SE LEC es existente, de allí que, si el costo de la bahía en ambos casos es igual, se puede concluir que no están incluidos los costos de terrenos, edificación de sala de control en SRS, y de allí extender la conclusión a que no se incluyen costos de servidumbres ni ningún costo adicional a los costos directos de las obras. Adicionalmente, estos costos son estimaciones en base a información que posee el CND, pues el costo final será el resultante de un proceso de licitación supervisado por la CREE. Por lo anterior, y a efecto de ser más claros para cualquier usuario del PERT incluyendo a la Comisión Reguladora, se sugiere que todas las tablas de costos lleven por nombre: Tabla YY: Desglose de costos estimados de inversión directa proyecto XXX

Respuesta N° 2: Agradecemos la observación realizada, para la versión definitiva se tendrá en consideración la modificación pertinente a los títulos de las tablas.

En el caso de la subestación de SRS, no se contempló la construcción de una nueva subestación, ya que se estimó la posibilidad de ampliar la subestación existente. Es relevante mencionar que el CND no cuenta con información sobre el área disponible de cada subestación del país, por lo que solo incluye costos asociados a la casa de control, servicio propio, servicios auxiliares, estabilización, cerco perimetral, cableado de yarda, adecuación de terreno y demás aspectos relacionados a la construcción de una subestación en los casos donde se considera la incorporación de una nueva subestación al SIN y en casos específicos en los cuales la ENEE ha indicado la necesidad de construir una nueva subestación debido a la falta de espacio en subestaciones existentes.

Los proyectos de transmisión del PERT contemplan el costo asociado a servidumbres, actividades previas (topografía, estudio de impacto social y ambiental, estudio de mecánica de suelos, obras de mitigación y compensación ambiental, etc.), ingeniería, supervisión, adquisición inmobiliaria e inversión física (obra civil y electromecánica). Todos estos costos se integran en cada elemento de bahías, transformadores y líneas de transmisión según corresponda.

CATALOGO DE LINEAS DE TRANSMISION Y REPOTENCIACIONES

CND H Centro Nacional de Despacho				Capacidad (MVA)	Actividades Previas	Derecho de vía	Ingeniería	Inversión Física	Supervisión	Total
1. Costo por kilómetro (US\$/km) para construcción de nuevas líneas de transmisión de 138 kV con las siguientes características:										
a) Circuito simple, en postes de estructura metálica abierta, con capacidad de 150 MVA a 300 MVA.										
2.a.1	138 kV - 1C - 1km - ACSR 477 1 C/F PEMA	137.19	21,280.00	25,613.50	7,036.00	308,905.75	10,297.89	373,133.14		
2.a.2	138 kV - 1C - 1km - ACSR 795 1 C/F PEMA	191.30	21,280.00	25,613.50	7,036.00	325,922.70	10,297.89	390,150.09		
2.a.3	138 kV - 1C - 1km - ACSR 336.4 2 C/F PEMA	225.24	21,280.00	25,613.50	7,036.00	337,114.40	10,297.89	401,341.79		
2.a.4	138 kV - 1C - 1km - ACAR 1000 1 C/F PEMA	204.60	21,280.00	25,613.50	7,036.00	337,015.87	10,297.89	401,243.26		

Además, es importante tener en cuenta que en el informe PERT 2024-2033, sección 4.2, **Costos de Inversión de proyectos de transmisión**, se especifica que los costos de inversión para cada proyecto son valores estimados y no representan los costos relacionados con futuras licitaciones.

Consulta N° 3: Mediante oficio UERPER-765-X-2023, la Unidad Especial de Proyectos de Energía Renovable (UEPER) solicitó al Centro Nacional de Despacho una reunión para tratar los alcances del proceso de licitación LPN No. 03-ENEE-UEPER-2023 “Construcción de la línea de transmisión de 69 kV Telica – San Francisco de la Paz y subestaciones Telica 69 kV y San Francisco de la Paz 69/34.5 kV, en el departamento de Olancho”

Respuesta N° 3:

En respuesta a la inquietud de la UEPER respecto que el PERT 2024-2033 no contempla la construcción de la línea de transmisión de 69 kV Telica – San Francisco de la Paz y subestaciones Telica 69 kV y San Francisco de la Paz 69/34.5 kV, el CND explicó que la decisión de no contemplar inicialmente este proyecto se debe a la priorización del proyecto de transmisión Juticalpa II – El Carbón en 138 kV, el cual traería beneficios importantes al sistema ya que interconectaría el Litoral Atlántico con Olancho. Además, se dio a conocer que este proyecto se encuentra con la flexibilidad de poder instalar subestaciones de carga a lo largo de esta línea de transmisión ya que se conoce la situación actual del circuito L380 de Juticalpa.

Nos obstante, considerando los avances actuales del proyecto Telica – San Francisco de la Paz en 69 kV y que es un proyecto que por su distancia puede ejecutarse en el corto plazo en comparación con la línea de transmisión Juticalpa II – El Carbón en 138 kV de 130 km, el CND propone considerar nuevamente el proyecto Telica – San Francisco de la Paz en el informe definitivo del PERT 2024-2033. Esta reconsideración implica una modificación al proyecto de la línea de transmisión Juticalpa II – El Carbón en 138 kV, incluyendo un transformador 138/69 kV de 75 MVA, conectando la subestación San Francisco de la Paz con la línea de transmisión Juticalpa II – El Carbón. Este nuevo transformador fortalecerá el sistema al proporcionar una ruta alternativa para suministrar la demanda de la subestación Catacamas, y la nueva subestación San Francisco de la Paz en caso de contingencia.