

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 037-2022-OS/CD**

Lima, 15 de marzo de 2022

CONSIDERANDO:

Que, de acuerdo con el artículo 2 inciso b) del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), la transmisión eléctrica constituye un Servicio Público de Electricidad;

Que, en el artículo 139 del Reglamento de la LCE, aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM (RLCE), se establece que cada proceso regulatorio de las tarifas de transmisión, debe prever una etapa de aprobación [previa] del Plan de Inversiones, de acuerdo a lo establecido el numeral VI) del literal d) de dicho artículo y para un periodo de cuatro años coincidente con el periodo tarifario; en virtud a este dispositivo legal, a la fecha se han aprobado tres Planes de Inversiones: Plan de Inversiones 2013-2017, Plan de Inversiones 2017-2021 y Plan de Inversiones 2021-2025. Este último actualmente se encuentra vigente;

Que, con fecha 20 de julio de 2021 se publicó en el diario oficial El Peruano el Decreto Supremo N° 018-2021-EM (DS 018), mediante el cual se aprobó el proceso de reasignación de proyectos de los Planes de Inversiones en Transmisión mediante el mecanismo de manifestación de interés, con la finalidad de reactivar la ejecución de proyectos de transmisión eléctrica del SCT, bajo la premisa de que el Estado tiene la responsabilidad de garantizar el suministro eléctrico;

Que, en el numeral 1.1 del DS 018 se autorizó el inicio del proceso de reasignación de los proyectos de los Planes de Inversiones en Transmisión de los periodos regulatorios 2013-2017, 2017-2021 y 2021-2025, correspondientes a las empresas bajo el ámbito del FONAFE y que no califican como Obras en Curso, según lo señalado en la Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión", aprobada con Resolución N° 213-2017-OS/CD;

Que, por su parte, el numeral 1.2 señala que es obligación de Osinergmin elaborar una propuesta de grupos de los proyectos que serán objeto del proceso de reasignación, la misma que remitirá al Ministerio de Energía y Minas (MINEM) para su aprobación. Los criterios para la elaboración de dicha propuesta se encuentran establecidos en el mencionado numeral;

Que, en cumplimiento de lo señalado en el cuarto párrafo del numeral 1.2 del DS 018, mediante Oficio N° 377-2021-OS-GG, Osinergmin remitió al MINEM el Informe N° 718-2021-GRT, conteniendo la propuesta de Lista de Grupos de Proyectos que serán objeto del mecanismo de manifestación de interés;

Que, mediante Resolución Ministerial N° 389-2021-MINEM/DM, publicada el 29 de octubre de 2021, el MINEM dispuso la creación del Comité de Reasignación como órgano responsable de conducir y dirigir la reasignación de los proyectos del SCT, a través del mecanismo de manifestación de interés, desde su convocatoria hasta la selección de la empresa que ejecutará el proyecto reasignado. A su vez, delegó en la Dirección General de Electricidad

(DGE) las funciones de aprobar, entre otros, la lista de grupos de proyectos que serán objeto del mecanismo de manifestación de interés, así como, del proceso de reasignación, excluyendo de la misma a los proyectos bajo los alcances del Decreto de Urgencia N° 048-2021, y, a otros proyectos siempre que el titular solicite su exclusión con el sustento respectivo;

Que, posteriormente, mediante Resolución Directoral N° 0040-2022-MINEM/DGE, publicada en el diario oficial El Peruano el 11 de marzo de 2022, la DGE aprobó la lista de grupos de proyectos candidatos para los procesos de reasignación a través del mecanismo de manifestación de interés, que serán convocados, una vez se cumplan las condiciones establecidas en el DS 018;

Que, de acuerdo con la parte final del numeral 1.2 del DS 018, luego de aprobada la lista por el MINEM, Osinergmin debe aprobar el plazo necesario para la interconexión al SEIN y los valores máximos del Costo Medio Anual (CMA), desagregando los costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento, y especificando los parámetros de cálculo relacionados con la tasa de descuento y periodo de recuperación de la inversión. Asimismo, debe considerar los Anteproyectos elaborados por las empresas titulares y el COES, según los niveles de voltaje ahí establecidos;

Que, la segunda Disposición Complementara Final del DS 018 señala que, el alcance y contenido de los Anteproyectos son los definidos en el numeral 1.1 del Reglamento de Transmisión, aprobado con Decreto Supremo 027-2007-EM;

Que, dentro del plazo establecido, algunas empresas titulares y el COES, presentaron Anteproyectos que cumplen con los alcances y contenidos definidos en el numeral 1.1 del Reglamento de Transmisión, aprobado con Decreto Supremo N° 027-2007-EM, los cuales corresponden a proyectos asignados en los Planes de Inversiones en Transmisión a las empresas concesionarias Hidrandina S.A., Electrosur S.A., Electronoroeste S.A., Electronorte S.A., Electrocentro S.A., Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. y Electro Sur Este S.A.A.;

Que, en cumplimiento de lo establecido en el DS 018, sobre la base de la información contenida en los Anteproyectos presentados por las empresas titulares y el COES, y con la finalidad de que el MINEM inicie el proceso de reasignación de los proyectos de los Planes de Inversiones en Transmisión de los periodos regulatorios 2013-2017, 2017-2021 y 2021-2025, corresponde al Consejo Directivo de Osinergmin aprobar el plazo necesario para la interconexión al SEIN y los valores máximos del CMA de los proyectos que formarán parte de dicho proceso;

Que, de acuerdo con lo establecido en los numerales 1.4 y 1.7 del DS 018, así como los numerales 3.5 y 4.1 de los “Lineamientos para la Manifestación de Interés y Mecanismo de Participación en la Reasignación de Proyectos”, aprobados mediante Resolución Directoral N° 201-2021-MINEM/DGE, el CMA que define Osinergmin para el proceso de reasignación de proyectos constituye un valor referencial, toda vez que el CMA definitivo del proyecto será definido una vez que el MINEM comunique a Osinergmin los resultados del proceso de reasignación. Sobre la base de la información resultante, Osinergmin calculará el CMA reajustado con el Factor de Ajuste por Competencia (FAXC) del grupo o grupos de proyectos reasignados;

Que, en este sentido, se han emitido los Informes [N° 128-2022-GRT](#) y [N° 129-2022-GRT](#) de la División de Generación y Transmisión Eléctrica en coordinación con la División de Supervisión de Electricidad y de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin, respectivamente; los mismos con los que se complementa la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del artículo 3 del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM; en la Ley N° 28832, Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica y el Reglamento de Transmisión, aprobado con Decreto Supremo N° 027-2007-EM; en el Reglamento General del Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, y en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado con Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias; y

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 07-2022.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar el plazo necesario para la interconexión al SEIN y los valores máximos del Costo Medio Anual, desagregando los costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento, para cada grupo y cada uno de los proyectos que conforman la lista de grupos de proyectos candidatos para los procesos de reasignación a través del mecanismo de manifestación de interés, aprobada mediante Resolución Directoral N° 0040-2022-MINEM/DGE, conforme a lo consignado en el Anexo de la presente resolución.

Artículo 2°.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y consignarla, conjuntamente con los Informes [N° 128-2022-GRT](#) y [N° 129-2022-GRT](#), que forma parte de la misma, en la web institucional: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2022.aspx>. Dichos informes forman parte integrante de la presente Resolución.

Jaime Mendoza Gacon
Presidente del Consejo Directivo
Osinergmin

Anexo

**DETERMINACIÓN DEL PLAZO DE INTERCONEXIÓN Y VALORES MÁXIMOS DEL COSTO MEDIO ANUAL DE LOS PROYECTOS QUE FORMAN PARTE DEL PROCESO DE REASIGNACIÓN
DECRETO SUPREMO N° 018-2021-EM**

a) Grupo de Proyectos Nuevos (G-I)

Grupo	Área de Demanda	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto	Plazo interconexión SEIN (meses)	Costo de Inversión del Proyecto (USD)	Costo de OyM (USD)	Valor máximo del CMA (USD) (*)
G-I	3	2017-2021	HIDRANDINA	LT 60 kV Huaraz Sur – Ticapampa	Línea	HIDRANDINA	14	8 668 209,25	304 254,14	1 380 357,35
	3	2017-2021	HIDRANDINA	Dos (02) Celdas de Línea 60 kV en SET Huaraz Oeste	SET MAT/AT Huaraz Oeste	HIDRANDINA				
	3	2017-2021	HIDRANDINA	LT 60 kV Huaraz Oeste - Huaraz Sur	Línea	HIDRANDINA				
	3	2017-2021	HIDRANDINA	SET Huaraz Sur 60/23/10 kV - 20 MVA y celdas asociadas	SET AT/MT Huaraz Sur	HIDRANDINA				
	3	2017-2021	HIDRANDINA	SET Virú Nueva 220/138/60 kV - 120 MVA y celdas asociadas	SET MAT/MAT/AT Virú Nueva	COES	32	14 416 457,85	484 392,98	2 274 104,79
	3	2021-2025	HIDRANDINA	LT 138 kV Alto Chicama - Huamachuco y una (01) Celda Línea 138 kV a Huamachuco	Línea	COES	29	13 688 740,47	465 417,18	2 164 787,48

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 037-2022-OS/CD

Grupo	Área de Demanda	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto	Plazo interconexión SEIN (meses)	Costo de Inversión del Proyecto (USD)	Costo de OyM (USD)	Valor máximo del CMA (USD) (*)
	3	2021-2025	HIDRANDINA	SET Huamachuco 138/23kV - 15 MVA y celdas asociadas	SET MAT/ MT Huamachuco	COES				
	3	2021-2025	HIDRANDINA	SET Salaverry Nueva 60/22,9/10 kV - 15 MVA y celdas asociadas	SET AT/MT/MT Salaverry Nueva	HIDRANDINA	10	3 797 238,40	107 461,85	578 864,91
	3	2021-2025	HIDRANDINA	LT 60 kV Salaverry Nueva - Deriv. Salaverry Nueva	Línea	HIDRANDINA				
	12	2017-2021	ELECTROSUR	SET Moquegua Ciudad 138/23/10kV - 25MVA y LT 138 kV Moquegua - Moquegua Ciudad y celdas asociadas	SET MAT/ MT Moquegua Ciudad	COES	24	6 189 498,21	210 442,94	978 829,89
COSTO TOAL G-I (USD)								46 760 144,18	1 571 969,09	7 376 944,42

(*) Para la determinación de la anualidad de la inversión, se consideró la tasa anual de 12 % la misma que se encuentra establecida en el artículo 79° de la LCE, y el periodo de recuperación de la inversión corresponde a 30 años, en concordancia con el numeral II del literal b), del artículo 139° del Reglamento de la LCE.

b.1) Grupos de Reforzamientos (G-II)

Grupo	Área de Demanda	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto	Plazo interconexión SEIN (meses)	Costo de Inversión del Proyecto (USD)	Costo de OyM (USD)	Valor máximo del CMA (USD) (*)
G-II	1	2017-2021	ENOSA	Una (01) Celda de Línea 60 kV a Loma Larga configuración PI) en la SET Morropón	SET AT/MT Morropón	ENOSA	18	1 362 723,30	38 565,07	207 738,52
	2	2017-2021	ENSA	Banco capacitivo de 23 kV, 3 MVAR en la SET Illimo y celda de compensador conexas	SET AT/MT Illimo	ENSA	8	772 733,07	34 695,71	130 625,62
	2	2021-2025	ENSA	Implementación de dos (02) Celdas de Línea 60 kV en la SET Chiclayo Oeste	SET AT/MT/MT Chiclayo Oeste	ENSA	7	849 645,17	24 044,96	129 523,02
	2	2021-2025	ENSA	Implementación de dos (02) Celdas de Línea 60 kV en la SET Tumán	SET AT/MT/MT Tumán	ENSA	7	868 790,76	24 586,78	132 441,64
	2	2021-2025	ENSA	Implementación de dos (02) Celdas de Línea 60 kV en la SET Pomalca	SET AT/MT/MT Pomalca	ENSA	7	870 137,46	24 624,89	132 646,94
	3	2013-2017	HIDRANDINA	Un (01) Transformador de 25 MVA de 60/23/10 kV en la SET Pacasmayo	SET AT/MT Pacasmayo	HIDRANDINA	13	1 477 300,41	41 807,60	225 205,08
	5	2017-2021	ELC	Celda de acoplamiento 138 kV y Celda de medición 138 kV en la SET Yaupi	SET MAT/AT Yaupi	COES	29	2 513 431,87	85 456,68	397 483,31

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 037-2022-OS/CD

Grupo	Área de Demanda	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto	Plazo interconexión SEIN (meses)	Costo de Inversión del Proyecto (USD)	Costo de OyM (USD)	Valor máximo del CMA (USD) (*)
	3	2017-2021	HIDRANDINA	LT 60 kV Huallanca - La Pampa	Línea	HIDRANDINA	7	2 420 323,14	84 953,34	385 421,11
	13	2021-2025	EGESUR	LT 66 kV Los Héroes - Tomasiri y celdas conexas	Línea	EGESUR	9	4 571 822,84	129 382,59	696 945,40
	2	2017-2021	ENSA	Una (01) Celda de Alimentador MT 23 kV en la SET Cayalti	SET AT/MT Cayalti	ENSA	6	276 968,36	12 435,88	46 819,75
	2	2017-2021	ENSA	Una (01) Celda de Alimentador MT 23 kV en la SET Lambayeque Sur	SET AT/MT Lambayeque Sur	ENSA	8	460 695,28	20 685,22	77 877,62
	2	2021-2025	ENSA	Una (01) Celda de Medición MT 22,9 kV y una (01) Celda de Transformador 22,9 kV en la SET Lambayeque Sur	SET AT/MT/MT Lambayeque Sur	ENSA				
COSTO TOTAL G-II (USD)								16 444 571,66	521 238,72	2 562 728,00

(*) Para la determinación de la anualidad de la inversión, se consideró la tasa anual de 12 % la misma que se encuentra establecida en el artículo 79° de la LCE, y el periodo de recuperación de la inversión corresponde a 30 años, en concordancia con el numeral II del literal b), del artículo 139° del Reglamento de la LCE.

b.2) Grupos de Reforzamientos (G-III)

Grupo	Área de Demanda	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto	Plazo interconexión SEIN (meses)	Costo de Inversión del Proyecto (USD)	Costo de OyM (USD)	Valor máximo del CMA (USD) (*)
G-III	3	2013-2017	HIDRANDINA	Una (01) Celda Alimentador 10 kV en la SET Trujillo Norte	SET MAT/ MT Trujillo Norte	HIDRANDINA	5	352 290,32	15 817,84	59 552,44
	3	2017-2021	HIDRANDINA	Una (01) Celda Alimentador 10 kV en la SET Trujillo Norte	SET MAT/ MT Trujillo Norte	HIDRANDINA				
	3	2017-2021	HIDRANDINA	Dos (02) Celdas Alimentador 23 kV en la SET Trujillo Norte	SET MAT/ MT Trujillo Norte	HIDRANDINA				
	3	2017-2021	HIDRANDINA	Un (01) Transformador de 220/138 kV - 100 MVA a instalarse en SET Trujillo Norte y celdas de transformador conexas	SET MAT/ MT Trujillo Norte	COES	29	3 903 104,07	131 144,30	615 689,91
	3	2017-2021	HIDRANDINA	Un (01) Transformador de 220/60 kV - 50 MVA a instalarse en SET Guadalupe	SET MAT/AT/MT Guadalupe	COES	28	1 798 612,83	60 433,39	283 719,77
	10	2021-2025	ELSE	Un (01) Transformador de 138/33 kV - 25MVA a instalarse en SET Quencoro	SET MAT/ MT Quencoro	COES	28	3 372 195,86	114 654,66	533 291,39
COSTO TOTAL G-III (USD)								9 426 203,08	322 050,18	1 492 253,51

(*) Para la determinación de la anualidad de la inversión, se consideró la tasa anual de 12 % la misma que se encuentra establecida en el artículo 79° de la LCE, y el periodo de recuperación de la inversión corresponde a 30 años, en concordancia con el numeral II del literal b), del artículo 139° del Reglamento de la LCE.