

Que, mediante Resolución N° 476-2008-OS/CD se aprobó la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos ("Guía"), estableciéndose el proceso y los plazos que deben seguirse para la aprobación de los Procedimientos Técnicos COES. Esta Guía fue modificada posteriormente con las Resoluciones N° 088-2011-OS/CD, N° 272-2014-OS/CD, N° 210-2016-OS/CD y N° 090-2017-OS/CD;

Que, conforme a lo dispuesto en el artículo 6.1 de la Guía, la propuesta de Procedimiento Técnico debe estar dirigida a Osinergmin adjuntando los respectivos estudios económicos, técnicos y legales que sustenten su necesidad. Asimismo, según lo dispuesto en el artículo 7 de la Guía, los meses en los cuales se reciben las propuestas en Osinergmin son: abril, agosto y diciembre, salvo situación distinta justificada;

Que, mediante Resolución N° 230-2022-OS/CD, publicada el 21 de diciembre de 2022, se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 13 "Cálculo de la Energía Firme, Verificación anual de la cobertura de la Energía Comprometida y Balance mensual de la potencia comprometida (PR-13), el cual se aplica para calcular la Energía Firme anual de las Unidades de Generación y verificar que cada Generador cubra la demanda de energía anual y potencia mensual que tenga comprometida con sus clientes (Usuarios Libres y Distribuidores), con Energía y Potencia Firme propia y/o, la que tuviera contratada con terceros, pertenezcan o no al COES;

Que, el COES mediante Carta COES/D-187-2023 del 1 de marzo de 2023, señala haber identificado un error en la definición del Factor de Carga contenida en el PR-13 y presenta una propuesta de modificación del referido procedimiento;

Que, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficio N° 819-2023-GRT del 8 de mayo de 2023 se remitió al COES las observaciones a la propuesta de modificación del PR-13 otorgándole un plazo de veinte (20) días hábiles para subsanar las mismas. El COES dentro del plazo otorgado, mediante carta COES/D-466-2023 del 26 de mayo de 2023, remitió a Osinergmin su respuesta de las observaciones indicadas, incluyendo una modificación de la metodología aprobada en diciembre de 2022, para la verificación final de la cobertura de la energía comprometida;

Que, con Resolución N° 126-2023-OS/CD, se dispuso la publicación del proyecto de modificación del PR-13, de conformidad con lo establecido en el numeral 8.3 de la Guía, en el artículo 14 del Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 001-2009-JUS y en el artículo 25 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; asimismo, en la citada resolución se otorgó un plazo de quince (15) días calendario, contados desde el día siguiente de su publicación en el diario oficial "El Peruano", a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias;

Que, los comentarios presentados por las empresas Enel Generación Perú S.A.A., Fenix Power Perú S.A., Egemsa, Kallpa Generación S.A., Celepsa, Electroperú S.A. y Statkraft Perú S.A. dentro del plazo, han sido analizados en el Informe Técnico N° 790-2023-GRT e Informe Legal N° 792-2023-GRT, previo cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 5.3 del Reglamento del COES, correspondiendo la aprobación de la modificación del procedimiento;

Que, en ese sentido, se ha emitido el Informe Técnico N° 790-2023-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y el Informe Legal N° 792-2023-GRT de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales integran la decisión del Consejo Directivo de Osinergmin;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332; en el Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado con Decreto Supremo N° 010-2016-PCM; en el Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en la Ley N° 28832, "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica"; en el Reglamento del COES, aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM; en la "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos", aprobada con Resolución N° 476-2008-OS/CD y en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de OSINERGMIN en su Sesión N° 34-2023, de fecha 28 de noviembre de 2023.

SE RESUELVE

**Artículo 1.-** Modificar el numeral 6.2.4 del Procedimiento Técnico del COES N° 13 "Cálculo de la Energía Firme, Verificación anual de la cobertura de la Energía Comprometida y Balance mensual de la potencia comprometida" (PR-13) aprobado con Resolución N° 230-2022-OS/CD, de acuerdo con el siguiente texto:

"6.2.4 (...).

Se entiende como factor de carga a la división de la potencia promedio del consumo entre la máxima potencia consumida, ambos valores correspondientes a los periodos especificados en el Anexo B del presente procedimiento.

(...)"

**Artículo 2.-** Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y consignarla, conjuntamente con el Informe Técnico N° 790-2023-GRT y el Informe Legal N° 792-2023-GRT de la Gerencia de Regulación de Tarifas, en el portal de internet de Osinergmin: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2023.aspx>. Estos informes son parte integrante de la presente resolución.

OMAR CHAMBERGO RODRÍGUEZ  
Presidente del Consejo Directivo

2239840-1

**Resolución de Consejo Directivo que dispone la aprobación del plazo necesario para la interconexión al SEIN y los valores máximos del Costo Medio Anual de los proyectos candidatos para el proceso de reasignación, conforme la Resolución Directoral N° 0040-2022-MINEM/DGE**

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN  
ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 211-2023-OS/CD**

Lima, 28 de noviembre de 2023

CONSIDERANDO:

Que, de acuerdo con el literal b) del artículo del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas ("LCE"), la transmisión eléctrica constituye un Servicio Público de Electricidad. Por su parte, 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 para un periodo de cuatro años coincidente con el periodo tarifario;

Que, con Decreto Supremo N° 018-2021-EM ("DS 018") se aprobaron reglas para 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;

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 califiquen como Obras en Curso;

Que, en el numeral 1.2 se 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;



Que, mediante Oficio N° 377-2021-OS-GG, Osinergrmin remitió al MINEM el Informe N° 718-2021-GRT, conteniendo la propuesta de Lista de Grupos de Proyectos a ser objeto del mecanismo de manifestación de interés;

Que, mediante Resolución Directoral N° 0040-2022-MINEM/DGE ("RD 040"), la Dirección General de Electricidad del MINEM ("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, en el marco del encargo contenido en la Resolución Ministerial N° 389-2021-MINEM/DM;

Que, de acuerdo con el numeral 1.2 del DS 018, luego de aprobada la lista por el MINEM, Osinergrmin 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 tensión ahí establecidos;

Que, con Resolución N° 037-2022-OS/CD, Osinergrmin aprobó el plazo para la interconexión al SEIN y los valores máximos del CMA de los proyectos que conforman la lista de grupos de proyectos candidatos para el primer proceso de reasignación a través del mecanismo de manifestación de interés contenidos en el Anexo 2 de la RD 040. Este proceso fue declarado desierto en su primera y segunda convocatoria conforme lo indicado en la Circular N° 007-CR-MINEM y la Circular N° 009-CR-MINEM emitidas por el Comité de Reasignación del MINEM;

Que, la RD 040 en su artículo 6 estableció que, en un plazo máximo de siete (7) meses, contado a partir de la publicación de la referida Resolución Directoral, el COES y las empresas distribuidoras, deben elaborar, según corresponda, los Anteproyectos de aquellos proyectos que forman parte del Anexo 1 y, los que no fueron considerados del Anexo 2 de dicha resolución directoral o para los que Osinergrmin no haya establecido la fecha de interconexión al SEIN y los valores máximos del CMA, con la finalidad de que sean considerados para posteriores procesos de reasignación;

Que, dentro del plazo, las empresas titulares y el COES, presentaron Anteproyectos de los proyectos que serán parte del segundo proceso de reasignación; y 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: Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A., Electro Sur Este S.A.A., Electrosur S.A., Electro Puno S.A.A., Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A., Electro Oriente S.A., Electrocentro S.A., y Hidrandina S.A.;

Que, 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 Osinergrmin 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, 1.7 y el artículo 2 del DS 018, el CMA que define Osinergrmin 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 Osinergrmin los resultados del proceso de reasignación, aplicando el Factor de Ajuste por Competencia (FAXC) del grupo o grupos de proyectos reasignados, según sea el caso;

Que, en este sentido, se ha emitido el Informe N° 783-2023-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la División de Supervisión de Electricidad, y el Informe N° 784-2023-GRT de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergrmin; los mismos que complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergrmin, 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 el Decreto Supremo N° 018-2021-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 de Organización y Funciones de Osinergrmin, aprobado con Decreto Supremo N° 010-2016-PCM; en el Reglamento General del Osinergrmin, 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 Osinergrmin en su Sesión N° 34-2023, con fecha 28 de noviembre de 2023.

#### SE RESUELVE:

**Artículo 1°.-** Aprobar el plazo necesario para la interconexión al SEIN y los valores máximos del Costo Medio Anual, con los costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento desagregados, para cada grupo y cada uno de los proyectos candidatos para los procesos de reasignación a través del mecanismo de manifestación de interés, aprobados 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 y su Anexo en el diario oficial El Peruano y consignarlos, conjuntamente con los Informes N° 783-2023-GRT y N° 784-2023-GRT en la web institucional: <https://www.osinergrmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2023.aspx>. Dichos informes forman parte integrante de la presente resolución.

OMAR CHAMBERGO RODRIGUEZ  
Presidente del Consejo Directivo

#### 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

Grupo	Área de Demanda	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto	Plazo interconexión SEIN (meses)	Costo de Inversión del Proyecto	Costo de OyM (*)	Valor máximo del CMA (USD) (**)
G1	2	2017-2021	ELOR	LT 60 kV, Nueva Jaén - San Ignacio	Línea	ELOR	48	11 043 900,76	390 954,09	1 761 984,32
	2	2017-2021	ELOR	SET San Ignacio 60/23 kV - 15 MVA y Celdas Asociadas	SET AT/MT San Ignacio	ELOR				

Grupo	Área de Demanda	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto	Plazo interconexión SEIN (meses)	Costo de Inversión del Proyecto	Costo de OyM (*)	Valor máximo del CMA (USD) (**)
G3	5	2021-2025	ELC	SET Ayacucho Sur 66/22,9/10 kV – 25 MVA y LT 60 kV Deriv. Ayacucho Sur - Ayacucho Sur y celdas asociadas	SET AT/MT Ayacucho Sur	ELC	38	5 552 995,61	194 910,15	884 279,33
G10	5	2021-2025	ELC	LT Runatullo - Satipo y celdas conexas	Línea	COES	60	39 658 843,00	1 384 093,62	6 307 487,44
G11-1 (***)	11	2017-2021	ELPU	SET Maravilla 138/22,9/10 KV - 25 MVA y LT 138 kV asociadas	SET MAT/MT Maravilla	COES	36	9 273 949,00	315 314,27	1 466 616,21
G11-2 (***)	11	2017-2021	ELPU	SET Puno Sur 138-60/23/10 KV - 25 MVA y LT 138 kV y LT 60 kV asociadas	SET MAT/AT/MT Puno Sur	COES	40	14 737 507,00	501 075,24	2 330 643,26
<b>COSTO TOTAL (USD)</b>								<b>80 267 195,37</b>	<b>2 786 347,36</b>	<b>12 751 010,57</b>

(\*) Para el cálculo del costo de operación y mantenimiento (COyM), se tomó en cuenta los porcentajes establecidos en la Resolución N° 163-2021-OS/CD.

(\*\*) Para la determinación del Costo Medio Anual (CMA) se consideró: (i) la anualidad de la inversión, con una tasa anual de 12% establecida en el artículo 79 de la LCE y el periodo de recuperación de la inversión de 30 años, y (ii) el costo anual de operación y mantenimiento; en concordancia con el numeral II del literal b) del artículo 139 del Reglamento de la LCE.

(\*\*\*) Se recomienda que los proyectos SET Maravilla y SET Puno Sur se incluyan en grupos distintos, conforme a lo desarrollado en el Informe Técnico N° 783-2023-GRT.

#### b) Grupos de Reforzamientos

Grupo	Área de Demanda	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto	Plazo interconexión SEIN (meses)	Costo de Inversión del Proyecto	Costo de OyM (*)	Valor máximo del CMA (USD) (**)
G4	4	2013-2017	ELOR	Una (01) Celda de Línea 60 kV, en la SET Rioja	SET AT/MT Rioja	ELOR	24	2 915 561,09	103 210,86	465 159,28
	4	2013-2017	ELOR	Una (01) Celda de Transformador 60 kV, en la SET Rioja	SET AT/MT Rioja	ELOR				
	4	2017-2021	ELOR	Un (01) Transformador de 20 MVA de 60/23 kV (en remplazo del existente) en la SET Nueva Cajamarca	SET MAT/AT Nueva Cajamarca	ELOR				
G5	9	2013-2017	SEAL	Una (01) Celda de Alimentador 10 kV en SET Chilina	SET AT/MT Chilina	SEAL	8	107 998,34	5 248,72	18 656,03
	9	2017-2021	EGASA (***)	Una (01) Celda de Transformador 33 kV en la SET Chilina	SET AT/MT Chilina	EGASA	12	241 485,02	8 476,12	38 454,96
	10	2021-2025	ELSE	LT 60 kV, Derivación Santa María - Santa María y Celdas Asociadas	SET Santa María	ELSE	46	1 627 587,50	57 128,32	259 182,99
	10	2021-2025	ELSE	LT 60 kV, Derivación Urpipata - Urpipata y Celdas Asociadas	SET Urpipata	ELSE	46	2 645 584,08	92 860,00	421 292,49
G7	2	2013-2017	ELOR	Reforzamiento de LT 60 kV, Bagua Grande - Bagua Chica	Línea	ELOR	18	2 442 435,31	86 462,21	389 675,06
	2	2013-2017	ELOR	Una (01) Celda de Línea 60 kV, en la SET Bagua chica	SET AT/MT Bagua Chica	ELOR				
	2	2013-2017	ELOR	Una (01) Celda de Línea 60 kV en la SET Bagua Grande	SET AT/MT Bagua Grande	ELOR				
	5	2021-2025	ELC	Dos (02) Celdas de Línea 60 kV, a Instalarse en SET Puntayacu	SET AT/MT Puntayacu	ELC	32	1 553 294,04	54 986,61	247 818,21
	13	2021-2025	ELS	LT 33 kV, Caserío Aricota- Challaguaya	Línea	ELS	8	1 908 756,89	66 997,37	303 957,43
	13	2021-2025	ELS	LT 33 kV, Challaguaya - Tarata	Línea	ELS				



Grupo	Área de Demanda	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto	Plazo interconexión SEIN (meses)	Costo de Inversión del Proyecto	Costo de OyM (*)	Valor máximo del CMA (USD) (**)
G8	2	2017-2021	ELOR	Instalación de (01) Celda de Alimentador de 10 kV, en la S.E Jaén 60/22,9/10 kV	SET AT/MT Jaén	ELOR	10	97 989,70	4 556,52	16 721,32
	3	2017-2021	HDNA	Dos (02) Celdas de Alimentador 10 KV en la SET Trujillo Nor Oeste	SET MAT/MT Trujillo Nor Oeste	HDNA	12	266 945,55	11 985,86	45 125,45
	4	2017-2021	ELOR	Una (01) Celda de Alimentador 33 kV, en la SET Pongo de Caynarachi	SET AT/MT Pongo de Caynarachi	ELOR	11	188 997,81	6 690,52	30 153,40
	4	2017-2021	ELOR	Una (01) Celda de Medición MT 22,9 kV, en la SET Tarapoto	SET MAT/MT Tarapoto	ELOR	11	139 090,17	6 467,69	23 734,86
	4	2017-2021	ELOR	Una (01) Celda de Acoplamiento Longitudinal 22,9 kV, en la SET Tarapoto	SET MAT/MT Tarapoto	ELOR				
	5	2021-2025	ELC	Una (01) Celda de Alimentador MT 10 kV de la SET Huanta	SET AT/MT Huanta	ELC	26	233 759,14	11 360,69	40 380,41
	5	2021-2025	ELC	Una (01) Celda de Transformador MT 10 kV, una (01) Celda de Medición MT 10 kV y una (01) Celda de Alimentador 10 kV en la SET Mollepata	SET MAT/AT/MT Mollepata	ELC	31	518 631,25	20 205,48	89 590,26
	5	2021-2025	ELC	Una (01) Celda de Alimentador MT 23 kV en la SET Cangallo	SET AT/MT Cangallo	ELC	25	258 473,12	12 561,79	44 649,59
	5	2021-2025	ELC	Una (01) Celda de Alimentador 10 kV, en la SET Huancayo Este	SET AT/MT Huancayo Este	ELC	25	258 675,88	12 571,65	44 684,62
	5	2021-2025	ELC	Tres (03) Celdas de Alimentador MT 10 kV, en la SET Salesianos	SET AT/MT Salesianos	ELC	29	540 032,00	26 245,56	93 287,10
	5	2021-2025	ELC	Dos (02) Celdas de Alimentador MT 10 kV, en la SET Parque Industrial	SET AT/MT Parque Industrial	ELC	27	374 082,35	18 180,40	64 620,35
	10	2017-2021	ELSE	Una (01) Celda de Alimentador de MT en 13.2 kV en la SET Andahuaylas	SET AT/MT Andahuaylas	ELSE	16	264 942,50	12 876,21	45 767,14
G12	2	2017-2021	ELOR	Un (01) Transformador de 138/60/23kV - 30 MVA en la SET Nueva Jaén y celdas asociadas	SET MAT/AT/MT Nueva Jaén	COES	30	6 139 826,00	208 754,08	970 974,54
<b>COSTO TOTAL (USD)</b>								<b>22 724 147,74</b>	<b>832 826,67</b>	<b>3 653 885,48</b>

(\*) Para el cálculo del costo de operación y mantenimiento (COyM), se tomó en cuenta los porcentajes establecidos en la Resolución N° 163-2021-OS/CD.

(\*\*) Para la determinación del Costo Medio Anual (CMA) se consideraron: (i) la anualidad de la inversión, con una tasa anual de 12% establecida en el artículo 79 de la LCE y el período de recuperación de la inversión de 30 años, y (ii) el costo anual de operación y mantenimiento; en concordancia con el numeral II del literal b) del artículo 139 del Reglamento de la LCE.

(\*\*\*) Confrontar con el contenido del Oficio N° 1807-2023-MINEM/DGE.

2239842-1



## USO DEL SISTEMA PGA PARA PUBLICACIÓN DE NORMAS LEGALES

Se comunica a las entidades que conforman el Poder Legislativo, Poder Ejecutivo, Poder Judicial, Organismos Constitucionales Autónomos, Organismos Públicos, Gobiernos Regionales y Gobiernos Locales, que para efectos de la publicación de sus dispositivos legales en general (normas legales, reglamentos jurídicos o administrativos, resoluciones administrativas, actos de administración, actos administrativos, etc) con o sin anexos, tienen a su disposición el **Portal de Gestión de Atención al Cliente PGA**, plataforma virtual que permite tramitar sus publicaciones de manera rápida y segura. Solicite su usuario y contraseña a través del correo electrónico [pgaconsulta@editoraperu.com.pe](mailto:pgaconsulta@editoraperu.com.pe).

GERENCIA DE PUBLICACIONES OFICIALES