
**Aprobación del plazo necesario
para la interconexión al SEIN y los
valores máximos del Costo Medio
Anual de los proyectos que forman
parte del segundo proceso de
reasignación en cumplimiento del
Decreto Supremo N° 018-2021-EM**

Lima, noviembre de 2023

Resumen Ejecutivo

El presente informe describe las actividades realizadas por la Gerencia de Regulación de Tarifas (GRT) y la División de Supervisión de Electricidad (DSE) del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin) para la aprobación del plazo necesario para la interconexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y los valores máximos del Costo Medio Anual (CMA) de los proyectos que forman parte del mecanismo de manifestación de interés y que cuentan con sus respectivos Anteproyectos de acuerdo a lo establecido en el Decreto Supremo N° 018-2021-EM (DS-018), en el marco del segundo proceso de reasignación a que se refiere la Resolución Directoral N°040-2022-MINEM/DGE.

Dichos proyectos forman parte de la lista de grupos de proyectos candidatos para los procesos de reasignación a través del mecanismo de manifestación de interés, aprobado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) mediante la Resolución Directoral N° 040-2022-MINEM/DGE, cuyos Anteproyectos fueron presentados por las empresas bajo el ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE) y el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) y están asociados a instalaciones asignadas en los Planes de Inversiones a las empresas Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (SEAL), Electro Sur Este S.A.A. (ELSE), Electrosur S.A. (ELS), Empresa Concesionaria de Electricidad de Ucayali S.A. (ELUC), Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. (EGASA), Electro Oriente S.A. (ELOR), Electrocentro S.A. (ELC), Hidrandina S.A. (HDNA) y Electro Puno S.A.A. (ELPU).

Cabe señalar que, de acuerdo a lo establecido en el DS-018, dicha lista contiene proyectos de los Planes de Inversiones de los periodos regulatorios 2013-2017, 2017-2021 y 2021-2025, correspondientes a las empresas bajo el ámbito del FONAFE 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 mediante Resolución N° 217-2013-OS/CD. Asimismo, de acuerdo a lo señalado en el DS-018, para que Osinermin apruebe el plazo necesario para la interconexión al SEIN y los valores máximos del CMA, consideró los

Anteproyectos elaborados por las empresas bajo el ámbito del FONAFE y el COES.

En los siguientes cuadros se resumen los resultados de la determinación del plazo necesario para la interconexión al SEIN y los valores máximos del CMA correspondiente a cada uno de los proyectos que, de acuerdo a la lista aprobada por el MINEM, forman parte del segundo proceso de reasignación a través del mecanismo de manifestación de interés en cumplimiento del DS-018 y que cuentan con Anteproyectos y/o estudios definitivos.

**DETERMINACIÓN DEL PLAZO DE INTERCONEXIÓN Y VALORES MÁXIMOS DEL COSTO MEDIO ANUAL DE LOS PROYECTOS QUE FORMAN PARTE DEL
SEGUNDO 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)	Código de COyM	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	SEAT	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					
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	SIAT	5 552 995,61	194 910,15	884 279,33
G10	5	2021-2025	ELC	LT Runatullo - Satipo y celdas conexas	Línea	COES	60	SEMAT	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	SIMAT	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	SIMAT	14 737 507,00	501 075,24	2 330 643,26
COSTO TOTAL (USD)									80 267 195,37	2 786 347,36	12 751 010,57

(*) 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)	Código de COyM	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	SEAT	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	SIMT	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	SIAT	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	SIAT	1 627 587,50	57 128,32	259 182,99
	10	2021-2025	ELSE	LT 60 kV, Derivación Uripipata - Uripipata y Celdas Asociadas	SET Uripipata	ELSE	46	SIAT	2 645 584,08	92 860,00	421 292,49

Grupo	Área de Demanda	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto	Plazo interconexión SEIN (meses)	Código de COyM	Costo de Inversión del Proyecto	Costo de OyM (*)	Valor máximo del CMA (USD (**))
G7	2	2013-2017	ELOR	Reforzamiento de LT 60 kV, Bagua Grande - Bagua Chica	Línea	ELOR	18	SEAT	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	SEAT	1 553 294,04	54 986,61	247 818,21
	13	2021-2025	ELS	LT 33 kV, Caserío Aricota- Challaguaya	Línea	ELS	8	SIAT	1 908 756,89	66 997,37	303 957,43
	13	2021-2025	ELS	LT 33 kV, Challaguaya - Tarata	Línea	ELS					
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	SEMT	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	COMT	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	SEAT	188 997,81	6 690,52	30 153,40

Grupo	Área de Demanda	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto	Plazo interconexión SEIN (meses)	Código de COyM	Costo de Inversión del Proyecto	Costo de OyM (*)	Valor máximo del CMA (USD) (**)
	4	2017-2021	ELOR	Una (01) Celda de Medición MT 22,9 kV, en la SET Tarapoto	SET MAT/MT Tarapoto	ELOR	11	SEMT	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	SIMT	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	SIMT	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	SIMT	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	SIMT	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	SIMT	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	SIMT	374 082,35	18 180,40	64 620,35

Grupo	Área de Demanda	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto	Plazo interconexión SEIN (meses)	Código de COyM	Costo de Inversión del Proyecto	Costo de OyM (*)	Valor máximo del CMA (USD) (**)
	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	SIMT	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	SIMAT	6 139 826,00	208 754,08	970 974,54
COSTO TOTAL (USD)									22 724 147,74	832 826,67	3 653 885,48

(*) 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 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.

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

En ese sentido, se recomienda la emisión de la resolución mediante la cual se apruebe el plazo necesario para la interconexión al SEIN y los valores máximos del Costo Medio Anual de los proyectos que forman parte del proceso de reasignación y que cuentan con Anteproyectos y/o estudios definitivos, elaborados por las empresas titulares y el COES, en el marco del DS-018.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	3
1.1 PROCEDIMIENTO PARA LA REASIGNACIÓN DE PROYECTOS DE LOS PI MEDIANTE EL MECANISMO DE MANIFESTACIÓN DE INTERÉS.....	4
1.2 MARCO LEGAL	5
1.3 ASPECTOS REGULATORIOS	7
2. SEGUNDO PROCESO DE REASIGNACIÓN DE PROYECTOS MEDIANTE EL MECANISMO DE MANIFESTACIÓN DE INTERÉS	11
2.1 ANTECEDENTES	11
2.2 ALCANCE	12
2.3 PROYECTOS NO INCLUIDOS EN EL ALCANCE DEL PRESENTE INFORME.....	13
2.3.1 Proyectos que los responsables no presentaron su Anteproyecto.	13
2.3.2 Proyectos retirados del Plan de inversiones 2021-2025	14
2.3.3 Proyectos considerados en la RD-040 que entraron en operación comercial	15
2.3.4 Anteproyectos que no cumplen con el contenido mínimo	16
2.4 PRESENTACIÓN DE ANTEPROYECTOS	18
3. ANTEPROYECTOS DE LAS EMPRESAS Y EL COES	24
3.1 PROYECTOS MAYORES O IGUALES A 100 kV (ANTEPROYECTOS ELABORADOS POR EL COES)	25
3.1.1 Un (01) Transformador de 138/60/23 kV - 30 MVA a instalarse en SET Nueva Jaén y celdas asociadas	26
3.1.2 SET Puno Sur 138-60/23/10 kV - 25 MVA y LT 138 kV Puno – Puno Sur y LT 60 kV Puno – llave (L-6027)	27
3.1.3 LT 138 kV Runatullo - Satipo y celdas conexas	28
3.1.4 SET Maravilla 138/22,9/10 KV - 25 MVA y LT 138 kV asociadas	31
3.2 PROYECTOS MENORES A 100 kV (ANTEPROYECTOS REALIZADOS POR LAS EMPRESAS BAJO EL ÁMBITO DEL FONAFE).....	32
3.2.1 Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (SEAL)	32
a) Una (01) Celda de Alimentador 10 kV en SET Chilina.....	33
3.2.2 Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. (EGASA).....	33
a) Una (01) Celda de Transformador 33 kV en la SET Chilina.....	33
3.2.3 Electrocentro S.A. (ELC)	34
a) SET Ayacucho Sur 66/22,9/10 kV – 25 MVA y LT 60 kV Deriv. Ayacucho Sur - Ayacucho Sur y celdas asociadas	35
b) Una (01) Celda de Alimentador MT 10 kV de la SET Huanta	36
c) 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	36
d) Una (01) Celda de Alimentador MT 23 kV en la SET Cangallo.....	37
e) Una (01) Celda de Alimentador MT 10 kV en la SET Huancayo Este	37
f) Tres (03) Celdas de Alimentador MT 10 kV en la SET Salesianos	38
g) Dos (02) Celdas de Alimentador MT 10 kV en la SET Parque Industrial ..	38
h) Dos (02) Celdas de Línea 60 kV a instalarse en SET Puntayacu	38
3.2.4 Hidrandina S.A. (HDNA).....	38
a) Dos (02) Celdas de Alimentador 10 KV en la SET Trujillo Nor Oeste	39
3.2.5 Electro Sur Este S.A.A. (ELSE).....	39
a) LT 60 kV Deriv. Santa María – Santa María y celdas asociadas	40

b)	LT 60 kV, Derivación Uripata - Uripata y Celdas Asociadas	40
c)	Una (01) Celda de Alimentador de MT en 13,2 kV en la SET Andahuaylas.....	41
3.2.6	Electrosur S.A. (ELS)	42
a)	Mejoramiento de la Línea de Transmisión 33 kV SET Caserío de Aricota - SET Tarata.....	42
3.2.7	Electro Ucayali S.A. (ELUC).....	42
3.2.8	Electro Oriente S.A. (ELOR).....	43
a)	Línea de transmisión 60 kV Bagua - Bagua Grande y subestaciones	43
b)	Ampliación de Potencia SET Rioja.....	44
c)	Línea de transmisión 60 kV Nueva Jaén - San Ignacio y SET San Ignacio.....	45
d)	Una (01) Celda de Alimentador 33kV en la SET Pongo de Caynarachi ...	45
e)	Celda Acoplamiento Longitudinal y Celda de Medición 22,9 kV SET Tarapoto	46
f)	Instalación de (01) Celda de Alimentador de 10 kV, en la S.E Jaén 60/22,9/10 kV	46
4.	DETERMINACIÓN DE LOS VALORES MÁXIMOS DEL COSTO MEDIO ANUAL ...	47
4.1	ALCANCE DEL CÁLCULO DEL CMA	47
4.2	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DEL CMA	47
5.	DETERMINACIÓN DEL PLAZO NECESARIO PARA LA INTERCONEXIÓN AL SEIN	55
5.1	PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL PLAZO NECESARIO PARA LA INTERCONEXIÓN AL SEIN.....	55
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	58
7.	ANEXOS.....	59

1. Introducción

En el marco de la Quinta Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, para el desarrollo eficiente de los Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) remunerados exclusivamente por la demanda, mediante el artículo 2 del Decreto Supremo N° 027-2007-EM se crea el Plan de Inversiones (PI) de los SCT, por el cual el Osinerghmin aprueba y supervisa los proyectos que conforman dicho PI.

Dado que la ejecución de las inversiones previstas en los PI aprobados por Osinerghmin para los periodos regulatorios 2013-2017 y 2017-2021, correspondientes a las empresas bajo el ámbito del FONAFE, actualmente registran retrasos considerables que afectan los indicadores de calidad del servicio del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), donde los plazos de inicio de operación comercial ya han vencido, esto tendrá implicancias directas en la ejecución de los proyectos aprobados para el periodo regulatorio 2021-2025.

En concordancia con el párrafo anterior, el artículo 2 de la Ley N° 28832, señala que es de interés público y responsabilidad del estado asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente del suministro eléctrico para el Servicio Público de Electricidad. Por lo tanto, resultó necesario adoptar medidas para mejorar la Política sectorial orientadas a reactivar la ejecución de los proyectos del PI aprobados por Osinerghmin.

En ese sentido, mediante el Decreto Supremo N° 018-2021-EM (DS-018), se aprobó la reactivación de la ejecución de proyectos de transmisión eléctrica del SCT.

Así, dentro de lo dispuesto en el DS-018, se ha encargado a Osinerghmin, entre otras actividades, la aprobación del plazo de interconexión al SEIN y el Costo Medio Anual (CMA) máximo de los proyectos a ser reasignados, los mismos que fueron aprobados por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), mediante la Resolución Directoral N° 040-2022-MINEM/DGE (RD-040) publicada el 11 de marzo de 2022.

En esa línea, con Resolución N° 037-2022-OS/CD, Osinerghmin aprobó el plazo necesario 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, aprobada mediante RD-040, y que forman parte del primer proceso de reasignación.

Adicionalmente, 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 1¹ y, que no están considerados en el anexo 2² de dicha Resolución Directoral o para los que Osinermin no haya establecido la fecha de interconexión al SEIN y los valores máximos del CMA que se aprueba para el primer proceso de reasignación, con la finalidad de que sean considerados para posteriores procesos de reasignación.

En este contexto, las empresas Hidrandina S.A. (HDNA), Electro Oriente S.A. (ELOR), Electrocentro S.A. (ELC), Electro Ucayali S.A. (ELUC), Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (SEAL), Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. (EGASA), Electrosur S.A. (ELS) y Electro Sur Este S.A.A. (ELSE), así como el COES, presentaron para consideración de Osinermin, los Anteproyectos y/o estudios definitivos que permitan la determinación del plazo necesario para la interconexión al SEIN y los valores máximos del Costo Medio Anual de los mismos.

Finalmente, en el presente informe se describen las actividades realizadas por la Gerencia de Regulación de Tarifas (GRT) y la División de Supervisión de Electricidad (DSE) de Osinermin para determinar el plazo necesario para la interconexión al SEIN y los valores máximos del CMA de los proyectos que son parte del segundo proceso de reasignación a través del mecanismo de manifestación de interés, con la finalidad de cumplir con dicho encargo enmarcado en el DS-018.

1.1 Procedimiento para la Reasignación de Proyectos de los PI mediante el mecanismo de manifestación de interés

A través del DS-018, se autorizó el inicio del proceso de reasignación de los proyectos de los PI de los periodos regulatorios 2013-2017, 2017-2021 y 2021-2025, correspondientes a las empresas bajo el ámbito del FONAFE 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".

El Artículo 1° del referido DS-018 establece el siguiente proceso para la reasignación de proyectos:

¹ Lista de Grupos de Proyectos que califican para el mecanismo de Manifestación de Interés

² Lista de Grupos de Proyectos para el Primer Proceso de Reasignación

- Osinermin elabora una propuesta de grupos de los proyectos mencionados en el párrafo anterior, utilizando uno o más de los siguientes criterios:
 - Si se trata de reforzamientos o de proyectos nuevos, los mismos que para cada uno de los casos serán calificados por Osinermin considerando los criterios que se ajusten a la casuística presentada.
 - Proyectos a ejecutarse en sistemas de transmisión próximos a estar en situación de riesgo o emergencia, según los procedimientos establecidos por Osinermin.
 - Proyectos que aseguran la confiabilidad o seguridad del SEIN.
 - Proyectos que aseguren se alcancen economías de escala.
 - Otros determinados por Osinermin.
- Osinermin debe validar si los proyectos candidatos al mecanismo de manifestación de interés califican como Obras en Curso con las empresas eléctricas titulares de los mismos, pudiendo solicitar estas últimas que se excluyan los proyectos en los cuales se haya adquirido los terrenos para las subestaciones y/o efectuados pagos de servidumbre eléctricas, debidamente sustentados en las minutas de los contratos correspondientes.
- Osinermin propone de forma sustentada al MINEM, la lista de grupos de los proyectos que serán objeto del mecanismo de manifestación de interés, la misma que será aprobada mediante resolución del órgano del MINEM que se designe para tal fin.
- Luego de aprobada la lista por el MINEM, Osinermin aprueba el plazo necesario para la interconexión al SEIN y los valores máximos del 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.
- Para efectos de determinación del plazo de ejecución de la obra y el CMA máximo para cada uno de los proyectos que conforman un grupo, así como el CMA total del todo el grupo, Osinermin considera los Anteproyectos elaborados por las empresas titulares y el COES, correspondiéndole la elaboración de los Anteproyectos con niveles de voltaje menores a 100 kV a las empresas titulares, y al COES, los Anteproyectos con niveles de voltaje mayores o iguales a 100 kV.
- Luego de publicada la resolución de Osinermin, a la que hace referencia el párrafo anterior, el MINEM determina el mecanismo de manifestación de interés y lo convoca en medio escrito y en su portal institucional.

1.2 Marco Legal

Para la elaboración del presente informe se ha tomado como referencia las siguientes normas, así como, las normas modificatorias, complementarias y sustitutorias:

- Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, publicado el 19 de noviembre de 1992.
- Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el 23 de julio de 2006.
- Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, publicada el 29 de julio de 2000.
- Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, publicado el 25 de febrero de 1993.
- Decreto Supremo N° 027-2007-EM, publicado el 17 de mayo de 2007, mediante el cual se aprueba el Reglamento de Transmisión y se modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, publicado el 09 de mayo de 2001.
- Norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión”, aprobado mediante Resolución N° 217-2013-OS/CD, publicado el 31 de octubre de 2013, modificado mediante Resolución Ministerial N° 051-2018-MEM/DM.
- “Decreto Supremo que reactiva la ejecución de proyectos de transmisión eléctrica del Sistema Complementario de Transmisión” aprobado mediante el Decreto Supremo N° 018-2021-EM, publicado el 20 de julio de 2021.
- Resolución Ministerial N° 389-2021-MINEM/DM publicado el 29 de octubre de 2021, donde se dispone la Creación del Comité de Reasignación, como órgano para conducir y dirigir la reasignación de los proyectos del Sistema Complementario de Transmisión, a través del mecanismo de manifestación de interés.
- Resolución Directoral N° 040-2022-MINEM/DGE publicada el 2 de marzo de 2022, mediante la cual se aprueba la Lista de Grupos de Proyectos que califican para el mecanismo de manifestación de interés.
- Procedimiento para la Fiscalización del Cumplimiento del Plan de Inversiones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y SCT, aprobado mediante Resolución N° 091-2021-OS/CD y modificado mediante Resolución N° 247-2021-OS/CD.

1.3 Aspectos Regulatorios

El sistema de precios debe ser estructurado sobre la base de la eficiencia económica de acuerdo con lo señalado por los Artículos 8° y 42° de la Ley³ de Concesiones Eléctricas (LCE).

Según lo señalado en el Artículo 44° de la LCE⁴, la regulación de la transmisión será efectuada por Osinermin, independientemente de si las tarifas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia.

De forma similar, el Artículo 62° de la LCE, modificado con la Ley 28832⁵, establece que las compensaciones del SST deberán ser reguladas por Osinermin.

Por otro lado, para la determinación de las tarifas correspondientes al SST, el Artículo 49° de la LCE, modificado por la Ley N° 28832⁶, establece que en las barras del SST el precio incluirá el correspondiente peaje de dicho sistema, el mismo que será determinado según lo establecido en los Artículos 128° y 139° del Reglamento de la LCE⁷.

³ **Artículo 8°**- La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia según los criterios contenidos en el Título V de la presente Ley.

(...)

Artículo 42°- Los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y se estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector.

⁴ **Artículo 44°**- Las tarifas de transmisión y distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía independientemente de si éstas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia, según lo establezca el Reglamento de la Ley. Para éstos últimos, los precios de generación se obtendrán por acuerdo de partes.

(...)

⁵ **Artículo 62°**- Las compensaciones y peajes por las redes del Sistema Secundario de Transmisión, o del Sistema de Distribución serán reguladas por OSINERG.

(...)

⁶ **Artículo 49°**- En las barras del Sistema Secundario de Transmisión el precio incluirá el correspondiente peaje de dicho sistema.

⁷ **Artículo 128°**- Para la fijación de los precios en Barra de energía, a que se refiere el Artículo 49° de la Ley, el sistema de transmisión a considerar comprenderá todas aquellas instalaciones del SEIN hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven en forma exclusiva a la demanda y hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven de forma exclusiva a la generación.

Artículo 139°-

(...)

Las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los artículos 44° y 62° de la Ley; así como, las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de Transmisión a que se refiere el Artículo 27° de la Ley N° 28832, serán fijadas por OSINERGMIN, teniendo presente lo siguiente:

a) Criterios Aplicables

- I) El pago mensual que efectúen los generadores por las instalaciones de transmisión se denomina compensación.
- II) Las instalaciones de transmisión a que se refiere este artículo comprenden tanto las pertenecientes al Sistema Secundario de Transmisión como al Sistema Complementario de Transmisión, salvo que se indique lo contrario.

El concepto de CMA al que hace referencia el Artículo 139° del Reglamento de la LCE, está definido en el literal b), numeral I) del Decreto Supremo N° 027-2007-EM para el caso de los SST, y para los demás casos corresponde a la suma de la anualidad de los costos de inversión (@CI) y el costo anual de operación y mantenimiento (COyM), en condiciones de eficiencia.

Para cumplir con estos mandatos de la LCE y, considerando el principio de transparencia que rige el accionar del regulador, de acuerdo con lo establecido en la Ley N° 27838 – Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, mediante la Resolución N° 080-2012-OS/CD, se aprobó la Norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, en cuyo Anexo A.2.2 se establece el “Procedimiento para la Fijación de Tarifas y Compensaciones para los SST y SCT”.

Con Resolución N° 217-2013-OS/CD y modificado algunos numerales mediante Resolución N° 018-2018-OS/CD, se aprobaron los criterios, metodología y formatos para la presentación de los estudios tarifarios que sustenten las propuestas de fijación tarifaria de los titulares de SST y SCT (Norma Tarifas). Donde en su Capítulo Quinto establece la forma de la determinación del CMA, Peajes, Compensaciones y Formulación de Actualización.

Se tomó en cuenta además con las siguientes normas y resoluciones aprobadas por Osinerghmin, que incluyen sus modificatorias, que tienen relación vinculante con la Norma Tarifas:

-
- III) El Plan de Transmisión se refiere al definido en el Artículo 21° de la Ley N° 28832.
 - IV) El pago que realicen los consumidores se denomina Peaje que se aplicará como un cargo por unidad de energía consumida. Para el caso de instalaciones que comprenden el sistema de transmisión, a que se refiere el Artículo 128°, el pago incluirá además del Peaje, la aplicación de los factores nodales de energía y los factores de pérdidas de potencia.
 - V) El Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación dentro de un período de fijación de Peajes y Compensaciones. Será aprobado por Osinerghmin y obedece a un estudio de planificación de la expansión de transmisión considerando un horizonte mínimo de diez (10) años, hasta un máximo establecido por Osinerghmin, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda. Los estudios de planificación de la expansión del sistema podrán incluir instalaciones que se requieran para mejorar la confiabilidad y seguridad de las redes eléctricas, según los criterios establecidos por Osinerghmin.
 - VI) El Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión corresponde al monto anual que permite retribuir los costos de inversión, operación y mantenimiento.
 - VII) Los costos de explotación son los definidos en el Artículo 1° de la Ley N° 28832.
 - VIII) Los Ingresos Esperados Anuales corresponden al monto que se debe liquidar anualmente.
 - IX) La Tasa Mensual para el cálculo de las Tarifas y Compensaciones; así como, para la actualización de los ingresos mensuales de la liquidación anual, se determina aplicando fórmulas de interés compuesto y la Tasa de Actualización anual establecida en el Artículo 79° de la LCE.
- b) (...)
- e) Responsabilidad de Pago
- (...)
- III) Para las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión no contempladas en ninguno de los casos anteriores, Osinerghmin definirá la asignación de responsabilidad de pago a la generación o a la demanda, o en forma compartida entre ambas. Para ello, deberá tener en cuenta el uso y/o el beneficio económico que cada instalación proporcione a los generadores y/o demanda, así como, lo dispuesto por el cuarto párrafo de la Sexta Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832.

- Resolución de Áreas de Demanda, aprobada con la Resolución N° 083-2015-OS/CD. Posteriormente, modificada mediante Resolución N° 197-2015-OS/CD y N° 145-2019-OS/CD, actualizada mediante Resolución N° 081-2021-OS/CD.
- Resolución de Porcentajes para determinar los Costos de Operación y Mantenimiento para la Regulación de los SST - SCT, aprobada mediante la Resolución N° 147-2015-OS/CD y actualizada mediante Resolución N° 163-2021-OS/CD.
- Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT, aprobado mediante Resolución N° 056-2020-OS/CD.
- Procedimiento para la Supervisión del Cumplimiento del Plan de Inversiones de los SST y SCT, aprobado por Resolución N° 091-2021-OS/CD.

Por otro lado, a efectos de dar cumplimiento a las disposiciones establecidas en el DS-018 en relación al tratamiento regulatorio de los proyectos reasignados, mediante Resolución N° 242-2021-OS/CD, se aprobó la modificación de la Norma Tarifas, dicha modificación entre otros aspectos, incluye lo siguiente:

El CMA se actualiza en cada fijación tarifaria, considerando las fechas reales de su puesta en servicio. En el caso de las instalaciones SCT reasignadas dentro de los procesos de reasignación de los proyectos de los PI 2013-2017, 2017-2021 y 2021-2025, en el marco del DS-018 la actualización se realizará anualmente en la oportunidad de la publicación del peaje recalculado o en la fijación tarifaria según corresponda, conforme se indica en el literal b) del artículo 2 del referido Decreto Supremo.

Además, el costo de inversión es el que se determina luego de aplicar al valor máximo del costo de inversión aprobado por Osinermin, el factor de ajuste por competencia (FAXC) resultante de dicho proceso.

El COyM es el que se determina luego de aplicar al valor máximo del COyM aprobado por Osinermin, el factor de ajuste por competencia (FAXC) resultante de dicho proceso.

El CMA es el que se determina luego de aplicar al valor máximo del CMA aprobado por Osinermin, el FAXC resultante de dicho proceso. Los valores de la tasa de actualización para el cálculo de la anualidad de la inversión y del periodo de recuperación son los que se encuentren vigentes en la LCE y el Reglamento de la LCE al momento de la presentación de manifestación de interés.

Además, en el caso de las instalaciones SCT que se reasignen dentro de los procesos de reasignación de los proyectos de los PI 2013-2017, 2017- 2021 y 2021-2025, el cálculo y tratamiento del Peaje Unitario se realiza de forma similar a lo establecido en los numerales del artículo 25 de la Norma Tarifas. En caso corresponda, las alícuotas de reparto del Peaje entre Titulares serán establecidas sobre la base de lo señalado en el literal c) del artículo 4 del DS-018. Asimismo, la fórmula e índices de actualización serán los establecidos según el literal b) del artículo 2 del DS-018.

Asimismo, mediante la misma Resolución N° 242-2021-OS/CD, se aprobó la modificación de la Norma “Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT”, aprobada mediante Resolución N° 056-2020-OS/CD. Dicha modificación involucra aspectos que complementan las modificaciones realizadas a la Norma Tarifas en relación a la aplicación del DS-018.

2. Segundo proceso de reasignación de

2.1 Antecedentes

El MINEM, mediante Resolución Ministerial N° 136-2021-MINEM/DM del 07 de mayo de 2021 publicó el proyecto de “Decreto Supremo que reactiva la ejecución de proyectos de transmisión eléctrica del Sistema Complementario de Transmisión”, sobre el cual Osinermin mediante Oficio N° 159-2021-OS-GG remite el Informe N° DSE-45-2021 con comentarios al proyecto de decreto supremo, que reactiva la ejecución de proyectos de transmisión eléctrica del SCT.

Posteriormente, con fecha 20 de julio de 2021 mediante el DS-018, se aprueba la reactivación de la ejecución de proyectos de transmisión eléctrica del SCT, con la finalidad de dar inicio a un proceso de reasignación de proyectos de los PI mediante el mecanismo de manifestación de interés.

Mediante Resolución Ministerial N° 389-2021-MINEM/DM, publicado el 29 de octubre de 2021, dispone 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.

Mediante Oficio N° 1880-2021-MINEM/DGE recibido el 04 de noviembre de 2021, el MINEM solicita información de los proyectos que se estarían considerando para el proceso de reasignación, y de los pedidos de exclusión presentados por las empresas bajo el ámbito del FONAFE.

Al respecto, Osinermin mediante Oficio N° 377-2021-OS-GG, adjunta el Informe N° 718-2021-GRT, mediante el cual se envía al MINEM la propuesta de Lista de Grupos de Proyectos que serán objeto del Mecanismo de Manifestación de Interés.

Mediante Resolución Directoral N° 201-2021-MINEM/DGE, publicado el 24 de diciembre de 2021, se aprueban los Lineamientos para la Manifestación de interés y Mecanismo de Participación en la Reasignación de Proyectos.

Mediante RD-040 publicada el 02 de marzo de 2022, se publicó la Lista de grupos de proyectos candidatos para los procesos de reasignación a través del mecanismo de manifestación de interés, que serán convocados por la Dirección General de Electricidad, una vez se cumplan las condiciones establecidas en el DS-018.

En ese marco, con Resolución N° 037-2022-OS/CD, con fecha 17 de marzo de 2022, Osinermin aprobó el plazo máximo para la interconexión y los valores máximos del Costo Medio Anual (CMA) de los proyectos que fueron parte del primer proceso de reasignación a través del mecanismo de manifestación de interés, que se encuentra en el Anexo 2 de la RD-040.

Posteriormente, mediante Circular N° 007-CR-MINEM de fecha 21 de octubre de 2022 y Circular N° 009-CR-MINEM de fecha 31 de mayo de 2023, se declara desierta la Primera y Segunda Convocatoria, respectivamente, del Primer Proceso de Reasignación.

Adicionalmente, en el artículo 6 de la RD-040, establece un plazo de siete (07) meses para que el COES y las empresas distribuidoras elaboren los anteproyectos de aquellos proyectos que forman parte del Anexo 1, pero no están considerados en el Anexo 2 de la RD-040. Bajo ese marco, el presente informe detalla los proyectos que se están considerando para el segundo proceso de reasignación, así como el cálculo de sus plazos necesarios para la interconexión y su Costo Medio Anual máximo.

En este contexto, las empresas HDNA, ELOR, ELC, ELUC. SEAL. EGASA, ELS, y ELSE, así como el COES, presentaron para consideración de Osinermin, los Anteproyectos y/o estudios definitivos que permitan la determinación del plazo necesario para la interconexión al SEIN y los valores máximos del Costo Medio Anual de los mismos.

Para el proceso de reasignación de proyectos de los PI mediante el mecanismo de manifestación de interés, de acuerdo a lo establecido en el DS-018, el Osinermin aprueba el plazo necesario para interconexión al SEIN y los valores máximos del 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.

2.2 Alcance

El alcance del segundo proceso de reasignación es viabilizar la ejecución de los proyectos de los PI de los periodos regulatorios 2013-2017, 2017-2021 y 2021-2025, correspondientes a las empresas bajo el ámbito del FONAFE que no califican como Obras en Curso, a través del mecanismo de manifestación de interés. Para el segundo proceso de reasignación, se consideran los proyectos que, según señala el artículo 6 de la RD-040, forman parte del anexo 1 y, que no están considerados en el anexo 2 de la RD-040, para lo

cual debió presentarse el Anteproyecto respectivo en el plazo de siete (7) meses, contados a partir de la publicación de la RD-040.

Al respecto, en cumplimiento de lo dispuesto en el DS-018, corresponde a Osinerghmin aprobar el plazo necesario para la interconexión al SEIN y los valores máximos del 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, aspectos que se desarrollan en el presente informe.

2.3 Proyectos no incluidos en el alcance del presente informe

Para diversos proyectos que fueron calificados por el MINEM para el mecanismo de Manifestación de Interés y que no formaron parte del primer proceso de reasignación, en el presente informe no se ha determinado su plazo necesario para la Interconexión al SEIN ni los valores máximos del CMA, debido a lo siguiente: (i) Proyectos, cuyos responsables no presentaron su Anteproyecto, (ii) Proyectos que fueron retirados del Plan de Inversiones 2021-2025, (iii) Elementos considerados en la RD-040 que ya se encuentran ejecutados; y, (iv) Anteproyectos presentados en el marco del artículo 6 de la RD-040 que no cumplen con el contenido mínimo establecido en el Reglamento de Transmisión.

A continuación, se describen los proyectos que no están siendo considerados en el presente informe.

2.3.1 Proyectos cuyos responsables no presentaron su Anteproyecto.

En el Artículo 6 de la RD-040 se estableció un plazo máximo de siete (7) meses, contados a partir de la publicación de la referida resolución (11 de marzo de 2022), para que el COES y las empresas distribuidoras elaboren, según corresponda, los Anteproyectos de aquellos proyectos que califican para el mecanismo de Manifestación de Interés (según el anexo 1 de la resolución) y que no formaron parte del primer proceso de reasignación.

A continuación, se lista las instalaciones que no presentaron sus Anteproyectos para este segundo proceso de reasignación; en consecuencia, no se determinó su CMA ni sus plazos máximos de interconexión al SEIN.

Grupo	Área de Demanda (AD)	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto
G5	11	Celdas de conexión para el 2do Transformador 60/22,9 kV - I MVA en SET Ananea	SET AT/MT Ananea	ELPU
	13	LT 66 kV Deriv. Zofra Tacna – Yarada	Línea	ELS
G8	1	Una (01) Celda de Medición en MT 23 kV en la SET Castilla	SET AT/MT Castilla	ENOSA
	1	Una (01) Celda de Alimentador MT 10	SET ATiMT	ENOSA

		kV en la SET Sullana	Sullana	
11		Una (01) Celda de Alimentador MT 23 kV en la SET llave	SET AT/MT llave	ELPU
11		Una (01) Celda de Alimentador MT 23 kV en la SET Pomata	SET AT/MT Pomata	ELPU
11		Una (01) Celda de Alimentador MT 10 kV en la SET Ayaviri	SET MAT/ MT Ayaviri	ELPU
11		Dos (02) Celdas de Alimentador MT 23 kV en la SET Totorani	SET MAT/AT/MT Totorani	ELPU
11		Dos (02) Celdas de Alimentador MT 10 kV en la SET San Román	SET MAT/AT/MT San Román	ELPU

2.3.2 Proyectos retirados del Plan de inversiones 2021-2025

Con Resolución N° 032-2023-OS/CD, se ha modificado el Plan de Inversiones 2021-2025, alcanzando proyectos que son parte del Anexo 1 de la RD-040, para los cuales el MINEM ha pedido su evaluación por parte de Osinergrmin durante el proceso regulatorio de modificación del PI 2021-2025, los cuales se listan a continuación:

- a) Banco de capacitores en 23 kV 1x3 MVAR en la SET Huaro, cuya titularidad corresponde a la empresa ELSE: El proyecto fue evaluado debido a que en la RD-040 se habilitó la posibilidad de que Osinergrmin lo analice a solicitud de la empresa, concluyéndose que el mismo debe ser retirado del PI 2021-2025 en razón de que el sistema no requiere de dicha instalación en el horizonte de análisis. En la Resolución N° 204-2022-OS/CD, que dispuso el retiro del proyecto, se indicó que el mismo surtirá efecto a partir de que el MINEM excluya al mencionado proyecto de la RD-040. Mayor alcance sobre este tema, se detalla en el literal a) del numeral 6.3.2.1 del Informe Técnico N° 637-2022-GRT que sustenta a la citada resolución.

Grupo	Área de Demanda (AD)	Nombre del Proyecto	Instalación	Sugerencia
G5	10	Banco Capacitivo en 23 kV, 1x3 MVAR en la SET Huaro	SET Huaro	Retirar de la RD-040

- b) Reconversión de la LT 60 kV Azángaro – Putina a 138 kV y Nueva SET Putina 138/60/23 kV – 35 MVA, cuyo titular es la empresa Electro Puno S.A.A.: Los proyectos fueron analizados tras la solicitud efectuada por el MINEM mediante el Oficio N° 1112-2022-MINEM/DGE, llegándose a la conclusión de que los mismos deben ser retirados del PI 2021-2025 debido a que actualmente existe el proyecto denominado “Enlace 138 kV Derivación San Rafael – Ananea y subestaciones asociadas”, aprobado en el Plan de Transmisión 2023-2032. Del mismo modo, en la Resolución N° 202-2022-OS/CD, que dispuso el retiro de los proyectos, se indicó que el cambio surtirá efecto a partir de que el MINEM excluya a los mencionados proyectos de la RD-040. Mayor alcance sobre este tema, se detalla en el numeral 6.3.2.1 del Informe Técnico N° 617-2022-GRT que sustenta a la citada resolución.

Grupo	Área de Demanda (AD)	Nombre del Proyecto	Instalación	Sugerencia
G11	11	Reconversión de la LT 60 Azángaro - Putina a 138 kV incluye celda de línea en SET Pumiri y tramo de línea 138 kV (tramo Pumiri Deriv. - Azángaro)	Línea	Retirar de la RD-040
G11	11	SET Putina 138/60/23 kV - 35 MVA y celdas conexas	SET MAT/AT Putina	Retirar de la RD-040

- c) Dos celdas de línea en 33 kV en la SET Jesús, cuyo titular es SEAL: Cabe indicar que, si bien este proyecto corresponde al Plan de Inversiones 2013-2017 (PI 2013-2017), mediante Resolución N° 201-2022-OS/CD se dispuso realizar una corrección de un error material advertido en la aprobación del PI 2013-2017, debiendo referirse a celdas de transformador y acoplamiento, mas no celdas de línea, precisándose que, esta modificación surtiría efectos a partir de que el MINEM realice dicha corrección también en la RD-040. Mayor alcance sobre este tema, se detalla en el numeral 6.3.3 del Informe Técnico N° 619-2022-GRT que sustenta a la citada resolución.

Grupo	Área de Demanda (AD)	Nombre del Proyecto	Instalación	Sugerencia
G8	9	Dos (02) Celdas de Línea 33 kV en la SET Jesús	SET AT/MT Jesús	Retirar de la RD-040

Asimismo, respecto a los proyectos i) Una (01) Celda de Alimentador 10 kV en la SET Chilina (SEAL) y ii) Dos (02) Celdas de Alimentador MT 10 kV en la SET Trujillo Nor Oeste (HDNA), para los cuales se ha indicado en la RD-040 que se encuentran supeditadas a la gestión de las empresas ante Osinerghmin, se debe mencionar que las empresas titulares no presentaron solicitudes de modificación y/o retiro de dichos proyectos durante el proceso de modificación del PI 2021-2025, razón por la cual Osinerghmin no ha realizado la evaluación de la necesidad actual de los mismos.

Finalmente, se debe precisar que Osinerghmin no evaluó el resto de solicitudes de los distintos titulares cuyos proyectos forman parte de la RD-040 y que solicitaron su retiro de dicha resolución, en tanto no había comunicación expresa del MINEM para tal evaluación. La información de resultados de la modificatoria del PI 2021-2025 fue presentada al MINEM el 17 de abril del 2023 con Oficio N° 769-2023-GRT.

2.3.3 Proyectos considerados en la RD-040 que entraron en operación comercial

A continuación, se listan las instalaciones que fueron parte de la RD-040, sin embargo, fueron instalados por sus titulares asignados en los Planes de Inversión.

- a) Instalaciones ejecutadas por SEAL

Según carta SEAL-GG/TEP-0017-2020, SEAL envió a la División de Supervisión Eléctrica (DSE) de Osinergrmin una solicitud de suscripción de varias instalaciones como parte de los proyectos aprobados en los Planes de Inversiones 2013-2017 y 2017-2021; entre estas instalaciones se encontraba una celda de transformador 33 kV y una celda de acoplamiento 33 kV, a cambio de las dos celdas de línea en 33 kV aprobado en el Plan de Inversiones 2013-2017 en la SET Jesús, y que eran parte de la RD-040.

Adicionalmente, en el proceso de Modificación del Plan de Inversiones 2021-2025, SEAL advirtió de un error material, en el nombre de los Elementos relacionados a la SET Jesús; de la revisión realizada por Osinergrmin se confirmó que se debió considerar una celda de acoplamiento y una celda de transformador en la SET Jesús, por lo tanto, se concluyó que ya no es necesario la instalación de dos celdas de línea en 33 kV en la SET Jesús las cuales que son parte de la RD-040; esto según se detalla la Resolución N° 201-2022-OS/CD.

Grupo	Área de Demanda (AD)	Nombre del Proyecto	Instalación	Estado
G8	9	Dos (02) Celdas de Línea 33 kV en la SET Jesús	SET AT/MT Jesús	Ejecutado

Esta información fue enviada al MINEM, como parte del Oficio N° 769-2023-GRT el 17 de abril del 2023.

b) Instalaciones ejecutadas por ELS

Con carta GE-1607-2022, enviada por ELS el día 4 de octubre del 2022 a Osinergrmin, señala que, ha construido proyectos que eran parte del RD-040 y, por lo tanto, solicita su retiro de la RD-040. Estos proyectos son los siguientes:

Grupo	Área de Demanda (AD)	Nombre del Proyecto	Instalación	Estado
G8	13	Una (01) Celda de Medición MT 10 kV en la SET Parque Industrial	SET Parque Industrial	Ejecutado
	13	Una (01) Celda de Medición MT 10 kV en la SET Viñani	SET Viñani	Ejecutado
	13	Una (01) Celda de Transformador MT 10 kV en la SET Parque Industrial	SET Parque Industrial	Ejecutado
	13	Dos (02) Celdas de Alimentador MT 10 kV en la SET Parque Industrial	SET Parque Industrial	Ejecutado
	13	Una (01) Celda de Transformador 60 kV en la SET Yarada	SET AT/MT Yarada	Ejecutado

Al respecto, con Oficio N° 1462-2022-GRT, del 25 de noviembre del 2022, Osinergrmin traslado al MINEM, el pedido de ELS de retirar de la RD-040 los proyectos en mención.

2.3.4 Anteproyectos que no cumplen con el contenido mínimo

A continuación, se especifican los Anteproyectos presentados en el marco del artículo 6 de la RD-040, pero que no cumplieron con el alcance y contenido

mínimo establecido en numeral 1.1 del Reglamento de Transmisión, aprobado con Decreto Supremo 027-2007-EM, como lo señala la Segunda Disposición Complementaria Final del DS-018.

a) Celda de Línea 60 kV en SET Parque Industrial (ELUC)

La empresa ELUC, mediante Carta T-1081-2022 recibida el 30 de setiembre de 2022, presentó a Osinergmin el Anteproyecto de la Celda de Línea 60 kV en SET Parque Industrial.

De la revisión realizada de dicha información, Osinergmin mediante Oficio N° 1513-2022-GRT, remite una primera ronda de observaciones al Anteproyecto presentado la cual es respondida por ELUC, el 5 de enero de 2023 con Carta T-006-2023; sin embargo, de la segunda ronda de observaciones enviada con oficio N° 542-2023-GRT, ELUC no ha respondido.

El proyecto en mención fue aprobado en el PI 2013-2017 para su puesta en servicio en el año 2013 a cargo de la empresa ELUC; no obstante, y en cumplimiento a lo enmarcado en el DS-018 corresponde la realización de su Anteproyecto.

De la documentación recibida sobre el Anteproyecto, se verificó que ELUC, no cumplió con presentar la absolución de la segunda ronda de observaciones.

Al respecto, revisada la información presentada por ELUC, se observa lo siguiente:

- En su Memoria Descriptiva no se ha presentado el sustento de las Autorizaciones (Instrumento de Gestión Ambiental, Certificación Arqueológica, Estudio de Preoperatividad), asimismo no se ha presentado especificaciones de suministro de todos los elementos del proyecto equipo y materiales, además de los cálculos justificativos de dimensionamiento del equipamiento electromecánico.
- El presupuesto presentado se encuentra en valores globales, no cuenta con sustento ni con la estructura mínima requerida.
- Finalmente, el cronograma de ejecución no se adecúa a una estructura adecuada (no indica fases de suministro, montaje, puesta en servicio y actividades asociadas de obras y otros), asimismo los rangos de tiempo no se han indicado en meses, como se ha solicitado.

Por lo expuesto en los párrafos anteriores, y de acuerdo a lo presentado en la información de ELUC, este no cumple con el numeral 1.1 del Artículo 1, correspondiente al Título I del Reglamento de Transmisión. Por lo que, con Oficio N° 1513-2022-GRT, se solicitó a ELUC alinear su Anteproyecto con las observaciones indicadas; sin embargo, ELUC no ha absuelto dichas observaciones enviando los mismos archivos. Posteriormente, Osinergmin volvió a reiterar estas observaciones con oficio N° 542-2023-GRT, sin embargo, no se recibió respuesta de ELUC.

En ese sentido, para la Celda de Línea 60 kV en SET Parque Industrial (ELUC), en el presente informe no se ha determinado su plazo necesario para la Interconexión al SEIN ni los valores máximos del CMA.

2.4 Presentación de Anteproyectos

Según lo señalado en el artículo 6 de la RD-040, las empresas disponían de siete (07) meses, contados a partir de la publicación de la RD-040, para presentar los anteproyectos de las instalaciones que no fueron incluidos en el primer proceso de reasignación.

En esa línea, en octubre del 2022, las empresas SEAL, ELS, ELUC, EGASA, ELOR, ELC, HDNA y el COES; presentaron sus anteproyectos en cumplimiento del artículo 6 de la RD-040. Al respecto, mediante Oficio N° 301-2022-OS-GG, del 02 de noviembre del 2022, Osinermin remitió al MINEM la relación de Anteproyectos presentados por el COES y las empresas bajo el ámbito del FONAFE.

En diciembre de 2022, Osinermin realizó una primera ronda de observaciones a los anteproyectos enviados por las empresas, dándoles un plazo determinado para la subsanación de observaciones. En enero del 2023 las empresas presentaron el levantamiento de estas observaciones.

Comentarios de terceros (primera ronda)

Posteriormente, mediante el Comunicado N° 001-2023-GRT, se publicaron los anteproyectos presentados por las citadas empresas, con la finalidad de someter a comentarios de los interesados. En esta línea, las empresas Interconexión Eléctrica ISA PERÚ S.A. – ISA PERÚ (Correo electrónico), EGASA (Carta GG/GE-0033/2023-EGASA) y SEAL (Carta SEAL-GG-TEP-0459-2023), presentaron comentarios a los anteproyectos.

Al respecto, los comentarios relacionados al contenido de los Anteproyectos, que presentó el grupo ISA PERÚ, fueron enviados a las empresas para su consideración; por otro lado, las empresas EGASA y SEAL solicitaron la exclusión del proyecto de “Celda de transformador 33 kV en SET Chilina” de la RD-040, esta solicitud fue enviada al MINEM con Oficio N° 585-2023-GRT, dado que el pedido no correspondía a facultades con las que cuenta Osinermin en el marco del DS-018.

Teniendo los comentarios del grupo ISA PERÚ y complementando con comentarios y/u observaciones identificadas por Osinermin que no fueron absueltas en su totalidad por las empresas en la primera ronda de observaciones, en marzo del 2023, Osinermin envió una segunda ronda de observaciones. Estas observaciones fueron levantadas por las empresas entre fines de marzo e inicios de abril del 2023.

En el siguiente cuadro, se muestra los números de documentos y fechas de envío y respuesta a las observaciones de los anteproyectos.

NÚMERO DE DOCUMENTOS, FECHA DE ENVÍO Y RECEPCIÓN DE OBSERVACIONES A LOS ANTEPROYECTOS

Empresa	Presentación de Anteproyectos		Primera Ronda de Observaciones		Absolución de Observaciones		Segunda Ronda de Observaciones (*)		Absolución de Observaciones	
	Numero de Documento	Fecha de recepción	Numero de oficio	Fecha de envío	Numero de Documento	Fecha de recepción	Numero de oficio	Fecha de envío	Numero de Documento	Fecha de recepción
SEAL	Carta SEAL GG/TEP-03167-2022	30/09/2022	1736-2022-GRT	28/12/2022	Carta SEAL GG/TEP-0166-2023	12/01/2023	561-2023-GRT	13/03/2023	Carta SEAL GG/TEP-1188-2023	27/03/2023
ELSE	Oficio N° G-2070-2022	3/10/2022	1523-2022-GRT	20/12/2022	Oficio N° G-042-2023	5/01/2023	567-2023-GRT	14/03/2023	Oficio N° G-0812-2023	29/03/2023
ELS	Oficio G-0095-2022	6/10/2022	1522-2022-GRT	20/12/2022	G-0018-2023	5/01/2023	566-2023-GRT	14/03/2023	GE-0386-2023	28/03/2023
ELUC	Carta T-1081-2022	30/09/2022	1513-2022-GRT	18/12/2022	T-006-2023	5/01/2023	542-2023-GRT	10/03/2023	-	-
EGASA	Carta GG/GE-0188-2022-EGASA	10/10/2022	1509-2022-GRT	19/12/2022	GG/GE-0010/2023-EGASA	16/01/2023	541-2023-GRT	10/03/2023	GG/GE-0064/2023-EGASA	24/03/2023
ELOR	G-524-2022	11/10/2022	1738-2022-GRT	23/12/2022	G-18-2023	16/01/2023	559-2023-GRT	10/03/2023	G-199-2023	27/03/2023
ELC	ELCTO-GR-1093-2022	11/10/2022	1779-2022-GRT	28/12/2022	ELCTO-GT-0054-2023	17/01/2023	572-2023-GRT	15/03/2023	ELCTO-GT-0323-2023	11/04/2023
HDNA	HDNA-GR-1260-2022	12/10/2022	1514-2022-GRT	19/12/2022	HDNA-GR-0020-2023	9/01/2023	558-2023-GRT	10/03/2023	GR/F-1064-2023	27/03/2023
COES	Carta COES/D-964-2022	6/10/2022	1569-2022-GRT	20/12/2022	COES/D-060-2023	16/01/2023	553-2023-GRT	10/03/2023	COES/D-278-2023	4/04/2023

(*) En las observaciones se incluyeron los comentarios del grupo ISA PERÚ remitidas en atención al Comunicado N° 001-2023-GRT.

Comentarios de terceros (segunda ronda)

Adicionalmente, con Aviso de fecha 13 de abril del 2023, Osinerghmin volvió a publicar los anteproyectos con la finalidad de recibir una nueva opinión de los interesados a las nuevas versiones de los Anteproyectos. Al respecto, el 3 de mayo del 2023 la empresa Consorcio Transmantaro S.A. (del grupo ISA PERÚ) envió comentarios a los anteproyectos, estos comentarios estuvieron dirigidos principalmente a los anteproyectos elaborados por el COES, por esta razón se emitió el Oficio N° 813-2023-GRT al COES para el análisis de estas observaciones. Con Carta COES/D-436-2023, del 16 de mayo de 2023, el COES remitió su respuesta que contiene el análisis de los comentarios realizados en los casos que correspondía al contenido de sus Anteproyectos.

Adicionalmente, también el 3 de mayo del 2023 la empresa EGASA, envió la Carta GG/GE-0099/2023-EGASA, reiterando su pedido de retirar de la RD-040 al proyecto "Celda de transformador 33 kV en la SET Chilina". Esta carta fue trasladada al MINEM con Oficio N° 853-2023-GRT, debido a que, como se mencionó anteriormente, no corresponde a facultades conferidas a Osinerghmin en el DS-018.

Además, mediante correo s/n de fecha 10 de mayo, ELC y ELOR remitieron información actualizada de sus cronogramas.

Comentarios de terceros (tercera ronda)

Con la finalidad de promover la participación en el segundo proceso de reasignación, mediante Oficio Múltiple N° 0023-2023-MINEM/DGE, el MINEM convocó a diversas empresas transmisoras a una reunión presencial realizada el 13 de junio de 2023, donde se discutieron mejoras al proceso de reasignación, y se acordó requerir una tercera ronda de comentarios por parte de los terceros.

Posteriormente, con Aviso de fecha 15 de junio de 2023, Osinerghmin procedió a publicar la nueva versión de los anteproyectos con la finalidad de recibir una nueva opinión de los interesados. Este Aviso fue remitido a diversos transmisores a través de Oficio Múltiple N° 1141-2023-GRT de fecha 16 de junio de 2023. Al respecto, en julio y agosto de 2023, las empresas Consorcio Transmantaro S.A. (del grupo ISA PERÚ), Electro Dunas S.A.A. (ELDU), Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A. (CVC Energía), Conelsur LT S.A.C. (CONELSUR), EGASA y Luz del Sur S.A.A. (LUZ DEL SUR) enviaron sus comentarios a los anteproyectos, según las siguientes comunicaciones:

Nro.	Empresas	Comunicación
1	Grupo ISA PERÚ	Correo s/n de fecha 17 de julio de 2023
2	ELDU	Carta GT - 746 -2023/PR de fecha 17 de julio de 2023
3	CVC Energía	Carta CEV N° 2225-2023/GG.GG de fecha 17 de julio de 2023
4	CONELSUR	Carta CNS.GG.NEG-010-2023 de fecha 17 de julio de 2023
5	EGASA	Carta GG/GE-0160/2023-EGASA de fecha 17 de julio de 2023
6	LUZ DEL SUR	Carta GT-090/2023 de fecha 14 de agosto de 2023

Con respecto a la Carta GG/GE-0160/2023-EGASA, donde EGASA reitera su pedido de retirar de la RD-040 al proyecto "Celda de transformador 33 kV en

la SET Chilina”, esta comunicación fue trasladada al MINEM con Oficio N° 1388-2023-GRT, debido a que, como se mencionó anteriormente, la solicitud de dicha empresa no corresponde a facultades conferidas a Osinerghmin en el DS-018.

Los demás comentarios presentados estuvieron dirigidos principalmente a los anteproyectos de proyectos nuevos, elaborados por el COES, ELC y ELOR, por esta razón se emitieron los Oficios N° 1662-2023-GRT, N° 1663-2023-GRT y N° 1664-2023-GRT, respectivamente, dirigidos a dichas empresas para que efectúen el análisis respectivo.

Posteriormente, con Carta ELCTO-GTI-0174-2023 del 20 de octubre de 2023, Carta G-651-2023 del 19 de octubre de 2023 y Carta COES/D-977-2023 del 23 de octubre de 2023, ELC, ELOR y COES, respectivamente, remitieron su respuesta que contiene el análisis de los comentarios realizados en los casos que correspondía al contenido de sus Anteproyectos, así como documentos actualizados de sus Anteproyectos.

Adicionalmente, mediante Carta COES/D-1042-2023 de fecha 15 de noviembre de 2023, Carta GW-1871-2023 de fecha 13 de noviembre de 2023, Carta ELCTO-GTI-0188-2023 de fecha 21 de noviembre, las empresas ELC, ELOR y COES, respectivamente, presentaron información complementaria, en atención a algunas precisiones requeridas por Osinerghmin.

Se debe precisar que algunas de las observaciones presentadas por los agentes no fueron referidas al contenido de los Anteproyectos, sin embargo, a continuación se precisan algunos aspectos consultados:

Observaciones presentadas por los Agentes	Respuesta realizada por Osinerghmin
<p>Con respecto a los plazos de interconexión y costos, ¿cómo se gestionarán las ampliaciones de plazo y mayores costos por posibles demoras no atribuibles a la empresa (a quien se reasignó el proyecto) como, por ejemplo: trámites de concesiones, servidumbres, permisos ambientales, ¿etc? Estas son definiciones que deben darse ahora y no en el proceso de liquidación ya que representan un riesgo abierto por la discrecionalidad del regulador.</p>	<p>El CMA máximo y plazos se determina en función de Anteproyectos, según DS-018. El CMA a reconocer es producto del factor de competencia y CMA máximo. El CMA máximo y plazos se determina en función de Anteproyectos, según DS-018. Ahora, el CMA a reconocer es producto del factor de competencia y CMA máximo. Por otro lado, si se considera necesario Elementos adicionales para la ejecución del proyecto, se podrán solicitar en el marco del Plan de Inversiones y/o sus modificatorias. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que el DS-018, en su numeral 3.2, prevé que el plazo puede ser ampliado por seis (6) meses. Adicionalmente, existen mecanismos para las ampliaciones de plazo en el marco de los procedimientos de supervisión.</p>
<p>Los valores máximos fijados por el CMA y la metodología del factor de ajuste por competencia definen importes que no reflejan adecuadamente los valores reales de las obras, <u>por lo que se sugiere que los valores del CMA no sean definidos como “máximos”, sino más bien como referenciales, permitiendo que el factor de ajuste por competencia pueda, en caso se justifique, incrementar ese valor de referencia.</u></p>	<p>Se considera que este pedido implica un cambio en el DS-018, lo cual no es parte del alcance del presente informe.</p>
<p>¿En el caso de las celdas, cómo se considerarán las posibles demoras producto de un posible retraso por las empresas</p>	<p>La empresa se encuentra obligada a ejecutar los Elementos aprobados y no otros Elementos que están fuera de su control.</p>

Observaciones presentadas por los Agentes	Respuesta realizada por Osinergrmin
Distribuidoras que no logren finalizar las obras de alimentadores para habilitar las celdas MT correspondientes? Es importante considerar que dar de alta a una celda requiere que se presenten los formatos indicados en "Procedimiento para la Fiscalización del Cumplimiento del Plan de Inversiones de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión", entre los cuales se exige los Registros de Potencia y Energía por 48 horas continuas.	
Es necesario contemplar una mayor flexibilidad en el proceso de reasignación. Para tal efecto, se debe considerar <u>etapas de Prepublicación y Publicación de la resolución</u> que aprobará los costos máximos y plazos de interconexión, donde se puedan recopilar opiniones y sugerencias que contribuyan en asegurar plazos y costos máximos adecuados. Asimismo, es necesario prever y contemplar el plazo de la <u>etapa de recursos de reconsideración</u> .	Las etapas dependen del proceso definido en DS-018 y supletoriamente el Tuo de la LPAG. <u>Sí se pueden presentar Recursos de Reconsideración, pero el plazo es solo de 15 días para resolverlos.</u>
Se debe evaluar realizar cambios y/o precisiones en el DS 018- 2021-EM, ello a fin de que se otorgue <u>a Osinergrmin facultades de modificar o reemplazar los presupuestos y plazos de los Anteproyectos en situaciones específicas que lo justifiquen.</u>	Se considera que este pedido implica un cambio en el DS-018, lo cual no es parte del alcance del presente informe.
Se debe considerar la posibilidad de que el COES o alguna entidad especializada asuma la responsabilidad de desarrollar dichos Anteproyectos. Esto aseguraría la uniformidad de la información y garantizaría que todos los aspectos técnicos relevantes se encuentren detallados en cada Anteproyecto.	Se considera que este pedido implica un cambio en el DS-018, lo cual no es parte del alcance del presente informe.
Esta individualización habilitaría la evaluación de las características y particularidades específicas de cada proyecto, reconociendo que pueden existir diferencias significativas en cuanto a presupuestos, plazos y necesidades particulares. Al tomarlo en cuenta, <u>se podrán identificar los proyectos de interés de cada proyecto, logrando poder reasignar el proyecto para su ejecución.</u>	En el marco del DS-018, Osinergrmin propone y MINEM aprueba los Elementos que califican para el mecanismo y la lista de grupos. El DS-018 no menciona cómo se efectuarán cambios en esa lista; no obstante, se considera que corresponde a una facultad del MINEM.
Se evidencia una falta de claridad en el tratamiento y proceso a seguir en el caso de controversias que involucren a un tercero. En ese sentido, Osinergrmin debe tomar medidas con el propósito de resolver estas situaciones, como, por ejemplo, la opción de establecer un mandato inmediato. <u>Asimismo, el MINEM debe soportar y garantizar el cumplimiento efectivo de dichas medidas.</u>	En cuanto a controversias con terceros, debe regir la normativa vigente (por ejemplo, es posible solicitar mandato de conexión en caso no se llegue a un acuerdo en el acceso a instalaciones de terceros).
Es recomendable que la presentación del sobre 1 (técnico) no esté condicionada a la presentación del sobre 2 (económico), es decir, que sean independientes y sigan un orden separado. <u>Se propone que primero se presente el sobre 1, y una vez que se haya evaluado y aprobado, los participantes que cumplan con los requisitos puedan presentar el sobre 2 en una fecha posterior.</u>	Los Lineamientos para el proceso de reasignación son aprobados por el MINEM, a quien se ha puesto en conocimiento este comentario.
Se recomienda que el plazo para presentar la manifestación de interés, desde el inicio de la	El Cronograma para el proceso de reasignación es aprobado por el MINEM, a quien se ha

Observaciones presentadas por los Agentes	Respuesta realizada por Osinergrmin
convocatoria, <u>sea de al menos 6 meses.</u>	puesto en conocimiento este comentario.

3. Anteproyectos de las empresas y el COES

Con respecto a los proyectos que forman parte del proceso de reasignación de proyectos de los PI mediante el mecanismo de manifestación de interés, dentro del plazo establecido en el artículo 6 de la RD-040, las empresas HDNA, ELOR, ELC, ELUC, SEAL, EGASA, ELS, y ELSE, así como el COES, presentaron los Anteproyectos y/o estudios definitivos que permitan la determinación del plazo necesario para la interconexión al SEIN y los valores máximos del Costo Medio Anual de los mismos. Cabe señalar que, por las razones expuestas en el numeral 2.3.4 de la sección anterior, la información presentada por ELUC, no cumple con el contenido mínimo de un Anteproyecto según el Reglamento de Transmisión, razón por la cual, no fue considerada para la aprobación del plazo necesario y los valores máximos del CMA de los proyectos asociados a dicha empresa.

Es importante señalar que, conforme establece el numeral 1.2 del DS-018, corresponde a las empresas titulares y al COES, la elaboración de los Anteproyectos que serán empleados para la determinación del plazo necesario para la interconexión al SEIN y los valores máximos del CMA de los proyectos que forman parte del proceso de reasignación.

Por su parte, Osinerghmin ha validado que, con excepción de los Anteproyectos presentados por la empresa ELUC, las empresas SEAL, EGASA, ELC, HDNA, ELOR, ELSE y el COES, han presentado Anteproyectos cuyo alcance y contenido corresponden a los definidos en el numeral 1.1 del Reglamento de Transmisión. Sin perjuicio de ello, en el caso de los Anteproyectos presentados por el COES se ha incluido en el presupuesto los costos indirectos (que incluye supervisión, costos financieros, entre otros) asociados a las Subestaciones, los cuales no estaban siendo considerados por esta entidad, y sí debieron incluirse de acuerdo al análisis efectuado en el presente informe.

No obstante, se debe precisar que, la responsabilidad de la información contenida en dichos Anteproyectos recae en las referidas empresas y el COES, por haber sido facultados para su elaboración. Del mismo modo, es

preciso señalar que, Osinergrmin envió el Oficio Múltiple N° 0453-2022-GRT del 19 de abril de 2022 a las empresas bajo el ámbito del FONAFE y Oficio N° 539-2022-GRT del 12 de mayo de 2022 al COES, donde se incluyen recomendaciones en cuanto al detalle del alcance y contenido que deben tener dichos Anteproyectos.

En adelante, se describe la información contenida en los Anteproyectos y/o estudios definitivos, en su última versión, presentada por el COES y las empresas bajo el ámbito del FONAFE, respecto a aquellos proyectos que forman parte del proceso de reasignación de proyectos de los PI mediante el mecanismo de manifestación de interés en el marco del DS-018 y el artículo 6 de la RD-040. Cabe señalar que, las características descritas no contemplan el detalle a cabalidad de los proyectos, por lo que, de requerir mayor detalle se deberá revisar los Anteproyectos correspondientes, cuya información se consiga en el Anexo A del presente informe. Asimismo, se debe precisar que, los Anteproyectos mayores o iguales a 100 kV fueron elaborados por el COES y los Anteproyectos menores a 100 kV fueron elaborados por las empresas bajo el ámbito del FONAFE. En ese sentido, la descripción de las características se presenta en dos grupos; mayores o iguales a 100 kV y menores a 100 kV.

3.1 Proyectos mayores o iguales a 100 kV (Anteproyectos elaborados por el COES)

El COES, mediante Carta N° COES/D-964-2022 de fecha 6 de octubre de 2022, presentó los Anteproyectos para los proyectos mayores o iguales a 100 kV.

Al respecto, Osinergrmin efectuó diversas observaciones al contenido de los Anteproyectos elaborados por el COES, en base a lo establecido en el numeral 1.1 del Reglamento de Transmisión, mediante Oficio N° 1569-2022-GRT de fecha 20 de diciembre de 2022 y Oficio N° 553-2023-GRT de fecha 10 de marzo de 2023. Asimismo, Osinergrmin remitió al COES los comentarios sobre estos Anteproyectos presentados por diferentes empresas terceras, mediante el citado Oficio N° 553-2023-GRT, el Oficio N° 813-2023-GRT de fecha 5 de mayo de 2023 y Oficio N° 1662-2023-GRT de fecha 22 de setiembre de 2023.

En atención a los citados oficios, el COES remitió los siguientes documentos: Carta COES/D-060-2023 de 16 de enero de 2023, Carta COES/D-278-2023 de fecha 4 de abril de 2023, Carta COES/D-436-2023 de fecha 16 de mayo de 2023 y Carta COES/D-977-2023 de fecha 23 de octubre, complementada con Carta COES/D-1042-2023 de fecha 15 de noviembre de 2023.

Respecto a los Anteproyectos presentados por el COES, se precisa que la segunda disposición complementaria final del DS-018, señala entre otros, lo siguiente: “(...) *La elaboración de los Anteproyectos de los SCT a cargo del COES, debe incluir cuando corresponda, las instalaciones requeridas para la conexión del proyecto a las instalaciones de las empresas distribuidoras y/o incorporar al sistema de transmisión de las empresas distribuidoras, las subestaciones de potencia que se encuentren en operación (...)*”

En ese sentido, y de acuerdo a lo indicado en el párrafo precedente los alcances descritos en los Anteproyectos elaborados por el COES, no necesariamente se ajustan íntegramente a los alcances contemplados inicialmente para los proyectos aprobados en los respectivos Planes de Inversión de los periodos 2017-2021 y 2021-2025.

A continuación, se muestra un resumen del alcance del Anteproyecto y algunas consideraciones importantes que deben tomarse en cuenta para la ejecución del proyecto:

3.1.1 Un (01) Transformador de 138/60/23 kV - 30 MVA a instalarse en SET Nueva Jaén y celdas asociadas

El COES señala que, el proyecto comprende la implementación de un transformador de 138/60/23 kV con una potencia de 30 MVA a instalarse en la SET Nueva Jaén.

El Anteproyecto considera el siguiente alcance:

- Un transformador trifásico de 138/60/22,9 kV – 30/30/10 MVA (ONAF), con devanado de compensación en 22,9 kV y grupo de conexión YN0yn0d5.
- Adecuación de la bahía de línea de 138 kV (Llegada de la LT 138 kV proveniente desde la SE Cutervo).
- Implementación del sistema de barras en 138 kV.
- Implementación de los tableros correspondientes en la sala de control.

Al respecto, es importante tener en cuenta que lo recomendable es que el Transformador de Potencia a instalar tenga la misma potencia en todos sus devanados 30/30/30 MVA (ONAF), con fines de estandarización. Esto debe considerarse al momento de la implementación del proyecto.

Sin perjuicio de ello, se verificó que los alcances descritos en el Anteproyecto presentado difieren levemente de los alcances aprobados en el PI 2017-2021. No obstante, el COES ha sustentado los cambios realizados, por lo que procede determinar su plazo de interconexión al SEIN y valor máximo de CMA.

Sobre el particular, el COES presenta un costo de inversión de USD 5 622 003. De igual forma, señala como plazo de interconexión al SEIN del proyecto, un tiempo de 30 meses.

Para el presente Anteproyecto, el COES no ha considerado en el presupuesto los costos indirectos (supervisión, gastos financieros) asociados a las Subestaciones; sin embargo, se considera que estos costos sí deben ser incluidos, motivo por el cual se ha agregado este monto en el presupuesto final, considerando los porcentajes con los que se cuenta en la BDME, a efectos de determinar del valor máximo del CMA. En ese sentido, se considera un presupuesto de USD 6 139 826. El detalle del presupuesto se incluye en los archivos finales del Anteproyecto.

3.1.2 SET Puno Sur 138-60/23/10 kV - 25 MVA y LT 138 kV Puno – Puno Sur y LT 60 kV Puno – llave (L-6027)

El COES señala en el Anteproyecto el siguiente alcance:

- Ampliación de la subestación Puno Totorani 138 kV. Comprende la construcción de la ampliación del patio de 138 kV de configuración simple barra y considerará el siguiente equipamiento.
 - o Una (01) celda de salida a línea en 138 kV, para la conexión a la nueva SET Puno Sur.
- Línea de transmisión 138 kV SET Puno – SET Puno Sur de 9,53 km de dos etapas, con la implementación de estructuras soporte para doble terna de 7,88 km de longitud y 1,65 km con simple terna. En esta primera etapa se implementará solo una terna.
- Nueva subestación Puno Sur 138/60/22,9/10 kV con capacidad de transformación de 20-25/20-25/20-25 (ONAN- ONAF). Comprende la construcción del patio de 138 kV, 60 kV, 22,9 kV y 10 kV de configuración barra simple en 138 kV, 22,9 kV y 10,5 kV, la cual considerará el siguiente equipamiento.

Nivel de 138 kV:

- o Una (01) celda línea - transformación en 138 kV, para la conexión a la SET Puno.
- o Un (01) transformador de potencia trifásico de 138±14x1% / 60 / 22,9 / 10 kV, 20 MVA / 20 MVA / 20 MVA (ONAN), 25 MVA / 25 MVA (ONAF).

Nivel de 60 kV:

- o Una (01) celda de línea-transformación en 60 kV, para la conexión a la Variante LT Puno – llave.

Nivel de 22,9 kV:

- o Una (01) celda de entrada en 22,9 kV, para la conexión del transformador de potencia.
- o Tres (03) celdas de salida a línea en 22,9 kV.

Nivel de 10 kV:

- o Una (01) celda de entrada en 10 kV, para la conexión del transformador de potencia.
- o Cuatro (04) celdas de salida a línea en 10 kV.
- o Una (01) celda de salida a Transformador Zig-Zag en 10 kV.

Variante de la LT 60 kV Puno – llave

- El proyecto incluye la variante de la línea de transmisión Puno – llave L-6027 (1,00 km).

Al respecto, se verificó que los alcances descritos en el Anteproyecto presentado difieren levemente de los alcances aprobados en el PI 2017-2021. No obstante, el COES ha sustentado los cambios realizados, por lo que

procede determinar su plazo de interconexión al SEIN y valor máximo de CMA.

Sobre el particular, el COES presenta un costo de inversión de USD 13 707 901. De igual forma, señala como plazo de interconexión al SEIN del proyecto, un tiempo de 40 meses.

Para el presente Anteproyecto, el COES no ha considerado en el presupuesto los costos indirectos (supervisión, gastos financieros) asociados a las Subestaciones; sin embargo, se considera que estos costos sí deben ser incluidos, motivo por el cual se ha agregado este monto en el presupuesto final, considerando los porcentajes con los que se cuenta en la BDME, a efectos de determinar del valor máximo del CMA. Adicionalmente, se encontró un error material en el archivo de presupuesto respecto a la formulación, el cual fue corregido. En ese sentido, se considera un presupuesto de USD 14 737 507. El detalle del presupuesto se incluye en los archivos finales del Anteproyecto.

3.1.3 LT 138 kV Runatullo - Satipo y celdas conexas

El COES señala en el Anteproyecto el siguiente alcance:

- Ampliación de la Subestación Runatullo III en 60 kV.
- Subestación Nueva Runatullo 138/60 kV.
- Subestación Nueva Satipo 138/60 kV.
- Ampliación de la subestación Satipo 60 kV.
- Línea de transmisión 138 kV SE Nueva Runatullo – Nueva Satipo de 72,93 km. Doble terna, con una capacidad de transmisión de 120 MVA por terna y torres de acero.
- Línea de transmisión 60 kV SE Runatullo III – SE Nueva Runatullo de 2,53 km. Doble terna, con una capacidad de transmisión de 53 MVA por terna y torres de acero.
- Línea de transmisión 60 kV SE Nueva Satipo – SE Satipo 60 kV de 0,92 km. Doble terna, con una capacidad de transmisión de 52 MVA por terna y torres de acero.

Ampliación de la Subestación Runatullo III en 60 kV.

Comprende la construcción de dos bahías de línea y comprenderá del siguiente equipamiento.

- 02 bahías de línea 60 kV, para la conexión de las líneas hacia la SE Nueva Runatullo.
- Sistemas complementarios: Protección, control, medición, comunicaciones, pórticos de salida de línea, puesta a tierra, ampliación de los servicios auxiliares, y obras civiles asociadas.

Subestación Nueva Runatullo 138/60 kV.

Comprende la construcción de la subestación Nueva Runatullo de configuración doble barra para 138 kV y 60 kV y comprenderá del siguiente equipamiento.

Subestación Nueva Runatullo; patio 138 kV:

- 01 transformador de potencia trifásico de 138/60/22,9 kV, 40-50/40-50/12-15 MVA (ONAN-ONAF) y grupo de conexión Yn0ynod11, con devanado de compensación en 22,9 kV.
- 01 bahía de línea 138 kV, para la conexión a la línea de salida a la subestación Nueva Satipo.
- 01 bahía 138 kV de acoplamiento de barras.
- 01 bahía 138 kV de transformación.
- Sistemas complementarios: Protección, control, medición, comunicaciones, pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, y obras civiles.

Subestación Nueva Runatullo; patio 60 kV:

- 02 bahías de línea 60 kV, para la conexión a la SE Runatullo III.
- 01 bahía 60 kV de acoplamiento de barras.
- 01 bahía 60 kV de transformación.
- Sistemas complementarios: Protección, control, medición, comunicaciones, pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, y obras civiles.

Espacios de reserva:

- 07 bahías en 138 kV.
- 03 bahías en 60kV.
- Espacio en la sala de control para celdas tipo interior en 22,9 kV.

Subestación Nueva Satipo 138/60kV.

Comprende la construcción de la subestación Nueva Satipo de configuración simple barra para 138 kV y 60 kV y comprenderá del siguiente equipamiento.

Subestación Nueva Satipo; patio 138 kV:

- 01 transformador de potencia trifásico de 138/60/22,9 kV, 40-50/40-50/12-15 MVA (ONAN-ONAF) y grupo de conexión Yn0ynod11, con devanado de compensación en 22,9 kV.
- 01 bahía de línea 138 kV, para la conexión a la línea de salida a la subestación Nueva Runatullo.
- 01 bahía 138 kV de transformación.

- Sistemas complementarios: Protección, control, medición, comunicaciones, pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, y obras civiles.

Subestación Nueva Satipo; patio 60 kV:

- 02 bahías de línea 60 kV, para la conexión a la SE Satipo existente.
- 01 bahía 60 kV de transformación.
- Sistemas complementarios: Protección, control, medición, comunicaciones, pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, y obras civiles.

Espacios de reserva:

- 05 bahías de línea en 138 kV.
- 01 bahía de transformador de 138 kV.
- 01 transformador de potencia de 138/60/22,9 kV.
- 01 bahía de transformador de 60 kV.
- Espacio en la sala de control para celdas tipo interior en 22,9 kV.

Ampliación Subestación Satipo 60kV.

Comprende la construcción de dos bahías de línea y comprenderá del siguiente equipamiento.

- 02 bahías de línea 60 kV, para la conexión hacia la SE Nueva Satipo.
- Sistemas complementarios: Protección, control, medición, comunicaciones, pórticos de salida de línea, puesta a tierra, ampliación de los servicios auxiliares, y obras civiles asociadas.

Al respecto, se verificó que los alcances descritos en el Anteproyecto presentado difieren levemente de los alcances aprobados en el PI 2021-2025. No obstante, el COES ha sustentado los cambios realizados, por lo que procede determinar su plazo de interconexión al SEIN y valor máximo de CMA.

Sobre el particular, el COES presenta un costo de inversión de USD 37 748 739. De igual forma, señala como plazo de interconexión al SEIN del proyecto, un tiempo de 60 meses.

Para el presente Anteproyecto, el COES no ha considerado en el presupuesto los costos indirectos (supervisión, gastos financieros) asociados a las Subestaciones; sin embargo, se considera que estos costos sí deben ser incluidos, motivo por el cual se ha agregado este monto en el presupuesto final, considerando los porcentajes con los que se cuenta en la BDME, a efectos de determinar del valor máximo del CMA. En ese sentido, se considera un presupuesto de USD 39 658 843. El detalle del presupuesto se incluye en los archivos finales del Anteproyecto.

3.1.4 SET Maravilla 138/22,9/10 KV - 25 MVA y LT 138 kV asociadas

El COES señala en el Anteproyecto el siguiente alcance:

- Nueva SET Maravilla 138/22,9/10 kV de 25 MVA, de configuración Simple Barra que seccionará con una derivación en PI a la LT 138 kV Juliaca – Azángaro, obteniendo los tramos de línea: LT 138 kV Juliaca – Maravilla (0,25 km) y LT 138 kV Maravilla – Azángaro (0,25 km).

Nivel de 138 kV:

- o Dos (02) celdas de salida a línea en 138 kV, para la conexión a la derivación en “Pi” de la LT 138 kV Juliaca - Azángaro.
- o Una (01) celda de entrada en 138 kV, para la conexión del transformador de potencia.
- o Un (01) transformador de potencia trifásico de $138\pm 14 \times 1\% / 22,9/10/10$ kV de 20-25/20-25/20- 25/8.33 MVA (ONAN-ONAF), con devanado de compensación en 10 kV.

Nivel de 22,9 kV:

- o Una (01) celda de entrada en 22,9 kV, para la conexión del transformador de potencia.
- o Dos (02) celdas de salida a línea en 22,9 kV.

Nivel de 10 kV:

- o Una (01) celda de entrada en 10 kV, para la conexión del transformador de potencia.
 - o Cuatro (04) celdas de salida a línea en 10 kV.
- El proyecto incluye las variantes de las líneas de transmisión en 138 kV T1 – Maravilla (0,04 m) y Maravilla – T2 (0,04 m), con capacidades de transmisión similar a la línea existente L-1011.
 - Sistemas complementarios: se implementarán sistemas de control, medición, protecciones, comunicaciones, estructuras metálicas, puestas a tierras, servicios auxiliares, obras civiles y las que correspondan para la correcta operación de las nuevas instalaciones; incluyendo las adecuaciones y/o modificaciones de los sistemas de protección y comunicaciones.

Al respecto, se verificó que los alcances descritos en el Anteproyecto presentado difieren levemente de los alcances aprobados en el PI 2017-2021. No obstante, el COES ha sustentado los cambios realizados, por lo que procede determinar su plazo de interconexión al SEIN y valor máximo de CMA.

Sobre el particular, el COES presenta un costo de inversión de USD 8 423 939. De igual forma, señala como plazo de interconexión al SEIN del proyecto, un tiempo de 36 meses.

Para el presente Anteproyecto, el COES no ha considerado en el presupuesto los costos indirectos (supervisión, gastos financieros) asociados a las Subestaciones; sin embargo, se considera que estos costos sí deben ser incluidos, motivo por el cual se ha agregado este monto en el presupuesto final, considerando los porcentajes con los que se cuenta en la BDME, a efectos de determinar del valor máximo del CMA. En ese sentido, se considera un presupuesto de USD 9 273 949. El detalle del presupuesto se incluye en los archivos finales del Anteproyecto.

3.2 Proyectos menores a 100 kV (Anteproyectos realizados por las empresas bajo el ámbito del FONAFE)

Es importante precisar que, a diferencia del caso de los Anteproyectos elaborados por el COES, el DS-018 no contempla que las empresas bajo el ámbito del FONAFE incluyan instalaciones no consideradas en los proyectos aprobados en los PI 2013-2017, 2017-2021 y 2021-2025. En ese sentido, Osinermin en sus diversas comunicaciones ha requerido a dichas empresas que los alcances descritos en los Anteproyectos presentados se ajusten al alcance aprobado en los Planes de Inversión. Sin perjuicio de ello, se han considerado algunas variaciones sustentadas en los Anteproyectos, en tanto no corresponden a nuevas instalaciones, sino a especificaciones de los Elementos aprobados.

A continuación, se detalla los alcances descritos en los Anteproyectos elaborados por las empresas bajo el ámbito del FONAFE:

3.2.1 Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (SEAL)

La empresa SEAL, mediante Carta SEAL GG/TEP-03167-2022 recibido el 30 de setiembre de 2022 presentó a Osinermin el Anteproyecto de la Celda Alimentador 10 kV en SET Chilina.

Al respecto, Osinermin efectuó diversas observaciones al contenido del Anteproyecto elaborado por SEAL, en base a lo establecido en el numeral 1.1 del Reglamento de Transmisión, mediante Oficio N° 1779-2022-GRT de fecha 28 de diciembre de 2022 y Oficio N° 561-2023-GRT de fecha 13 de marzo de 2023. Asimismo, Osinermin remitió a SEAL los comentarios generales asociados a este Anteproyecto, presentados por diferentes empresas terceras, mediante el citado Oficio N° 561-2023-GRT.

En atención a los citados oficios, SEAL remitió los siguientes documentos: CARTA SEAL GG/TEP-0166-2023 de fecha 12 de enero de 2023 y CARTA SEAL GG/TEP-1188-2023 de fecha 27 de marzo de 2023.

A continuación, se muestra un resumen del alcance del Anteproyecto y algunas consideraciones importantes que deben tomarse en cuenta para la ejecución del proyecto:

a) Una (01) Celda de Alimentador 10 kV en SET Chilina

El proyecto comprende la implementación de una Celda de alimentador en 10 kV ubicada en SET Chilina, que incluye el equipamiento electromecánico y las obras civiles.

El diseño que se aplicará para la implementación de la Celda de alimentador 10 kV en la SET Chilina, corresponde a la alternativa tecnológica convencional AIS (aislamiento en aire). La celda, tendrá una capacidad de 8 MVA a una tensión de 10 kV y un factor de potencia de 0,95.

Al respecto, se verificó que los alcances descritos en el Anteproyecto presentado se ajustan a los alcances aprobados en el PI 2013-2017, por lo que procede determinar su plazo de interconexión al SEIN y valor máximo de CMA.

Sobre el particular, SEAL señala como costo de inversión un presupuesto de USD 107 998,34. Asimismo, el plazo de interconexión al SEIN propuesto en el Anteproyecto, es de 8 meses. Cabe señalar que, el monto del costo de inversión se obtiene a partir de la conversión a dólares del monto presentado por SEAL.

3.2.2 Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. (EGASA)

La empresa EGASA, mediante Carta GG/GE-0188-2022-EGASA recibida el 10 de octubre de 2022, presentó a Osinerghmin el Anteproyecto de la Celda de Transformador 33 kV en SET Chilina.

Al respecto, Osinerghmin efectuó diversas observaciones al contenido del Anteproyecto elaborado por EGASA, en base a lo establecido en el numeral 1.1 del Reglamento de Transmisión, mediante Oficio N° 1509-2022-GRT de fecha 19 de diciembre de 2022 y Oficio N° 541-2023-GRT de fecha 10 de marzo de 2023. Asimismo, Osinerghmin remitió a EGASA los comentarios generales asociados a este Anteproyecto, presentados por diferentes empresas terceras, mediante el citado Oficio N° 541-2023-GRT.

En atención a los citados oficios, EGASA remitió los siguientes documentos: Carta GG/GE-003/2023-EGASA de enero de 2023, complementada con Carta GG/GE-0010/2023-EGASA de fecha 16 de enero de 2023, y Carta GG/GE-0064/2023-EGASA de fecha 24 de marzo de 2023.

A continuación, se muestra un resumen del alcance del Anteproyecto y algunas consideraciones importantes que deben tomarse en cuenta para la ejecución del proyecto:

a) Una (01) Celda de Transformador 33 kV en la SET Chilina

El proyecto comprende la implementación de una Celda de transformador en 33 kV ubicada en SET Convertidor 138/33 kV, que incluye el equipamiento electromecánico y las obras civiles.

El diseño que se aplicará para la implementación de la celda de transformador 33 kV en la SET Convertidor, corresponde a la alternativa

tecnológica GIS (aislamiento en SF6), en configuración de simple barra, con características adecuadas para la conexión con el actual transformador de potencia de 60 MVA.

Al respecto, se verificó que los alcances descritos en el Anteproyecto presentado se ajustan a los alcances aprobados en el PI 2017-2021, por lo que procede determinar su plazo de interconexión al SEIN y valor máximo de CMA.

Sobre el particular, EGASA señala como costo de inversión un presupuesto de USD 241 485,02. Asimismo, el plazo de interconexión al SEIN propuesto en el Anteproyecto, es de 12 meses. Cabe señalar que, el monto del costo de inversión se obtiene a partir de la conversión a dólares del monto presentado por SEAL.

Se debe agregar, que reiteradamente, mediante las cartas GG-0396-2021-EGASA, GG/GE-0028/2022-EGASA, GG-GE-0187/2022-EGASA, GG-0228/2022-EGASA y GG/GE-009/2023-EGASA, solicitaban el retiro de este proyecto del DS-018. Estas cartas fueron trasladadas al MINEM, debido a que, el Decreto Supremo N° 018-2021-EM no se ha conferido a Osinermin la función de pronunciarse o decidir sobre las solicitudes de exclusión de la lista de proyectos que son objeto del mecanismo de reasignación.

Al respecto, con Oficio N° 1807-2023-MINEM/DGE, del 06 de setiembre del 2023, el MINEM responde a EGASA indicando que *“No resultaría razonable considerar la ejecución del proyecto de EGASA en el marco del DS 018, debido a que será ejecutado como parte de los proyectos incluidos en el Decreto de Urgencia N° 048-2021 (DU-048), motivo por el cual es razonable aceptar la solicitud de exclusión remitida por EGASA.”* En consecuencia, este retiro surtirá efecto a partir de que el MINEM excluya al mencionado proyecto de la RD-040.

3.2.3 Electrocentro S.A. (ELC)

La empresa ELC, mediante Carta N° ELCTO-GR-1093-2022 recibido el 11 de octubre de 2022, presentó a Osinermin los Anteproyectos de 8 proyectos considerados en la RD-040.

Al respecto, Osinermin efectuó diversas observaciones al contenido de los Anteproyectos elaborados por ELC, en base a lo establecido en el numeral 1.1 del Reglamento de Transmisión, mediante Oficio N° 1779-2022-GRT de fecha 28 de diciembre de 2022 y Oficio N° 572-2023-GRT de fecha 15 de marzo de 2023. Asimismo, Osinermin remitió a ELC los comentarios generales asociados a este Anteproyecto, presentados por diferentes empresas terceras, mediante el citado Oficio N° 572-2023-GRT y Oficio N° 1663-2023-GRT de fecha 22 de setiembre de 2023.

En atención a los citados oficios, ELC remitió los siguientes documentos: Carta ELCTO-GT-0054-2023 de fecha 17 de enero de 2023, Carta ELCTO-GT-0286-2023 de fecha 29 de marzo de 2023, complementada con Carta ELCTO-GT-0323-2023 de fecha 11 de abril de 2023 y Carta ELCTO-GTI-0174-2023 de fecha 20 de octubre de 2023, complementada con Carta ELCTO-GTI-0188-2023 de fecha 21 de noviembre.

A continuación, se muestra un resumen del alcance del Anteproyecto y algunas consideraciones importantes que deben tomarse en cuenta para la ejecución del proyecto:

a) SET Ayacucho Sur 66/22,9/10 kV – 25 MVA y LT 60 kV Deriv. Ayacucho Sur - Ayacucho Sur y celdas asociadas

Para el presente caso, dado que se trata de un proyecto integral, se presenta la información correspondiente al proyecto SET Ayacucho Sur 66/22,9/10 kV – 25 MVA y celdas asociadas, el cual ha sido incluido en la lista de grupos de proyectos aprobada mediante la RD-040. Cabe señalar que la información correspondiente a este proyecto ha sido presentada por ELC en un solo Anteproyecto.

El proyecto consiste en llevar a cabo la construcción de una nueva sub estación, “Sub estación Ayacucho Sur 25 MVA, 66/22,9/10 kV” ubicado en el centro poblado Quicapata, distrito de Carmen Alto provincia de Huamanga. La subestación Ayacucho Sur, se conectará mediante la nueva línea proyectada en 66 kV hacia la línea L-6065.

El presente proyecto se desarrollará dentro de los lineamientos técnicos y económicos, que garantice la adecuada operatividad y seguridad durante su vida útil.

En ese sentido, el alcance del Anteproyecto presentado por ELC considera, entre otros aspectos, los siguientes componentes:

Patio de Llaves:

En el nivel de 60 kV:

- 01 transformador de potencia de 25 MW.
- Transformador de Potencia 69/23/10/4.16 kV- 25/25/25/1,67 MVA.
- Dos (02) Celda de línea convencionales de 60 kV.
- Una (01) celda de Transformación convencional en 60 kV.

Sala de Control:

- Una (01) Celda Metal Clad de transformación en 22,9 kV, simple barra.
- Una (01) Celda Metal Clad de transformación en 10 kV, simple barra.
- Una (01) Celda Metal Clad de medición en 23 kV, simple barra.
- Una (01) Celda Metal Clad de medición en 10 kV, simple barra.
- Una (01) Celda Metal Clad de alimentación en 22,9 kV, simple barra.
- Tres (03) Celdas Metal Clad de alimentación en 10 kV, simple barra.

Al respecto, se verificó que los alcances descritos en el Anteproyecto presentado se ajustan a los alcances aprobados en el PI 2021-2025, por lo que procede determinar su plazo de interconexión al SEIN y valor máximo de CMA.

Sobre el particular, ELC presenta como costo de inversión un presupuesto de USD 5 552 995,61. Asimismo, el plazo de interconexión al SEIN propuesto en el Anteproyecto, es de 37,5 meses, el cual fue redondeado a 38 meses.

b) Una (01) Celda de Alimentador MT 10 kV de la SET Huanta

El proyecto comprende la implementación de una Celda de alimentador en 10 kV ubicada en SET Huanta, que incluye el equipamiento electromecánico y las obras civiles.

El diseño que se aplicará para la implementación de la Celda de alimentador 10 kV en la SET Huanta, corresponde a la alternativa tecnológica convencional AIS (aislamiento en aire), de configuración simple barra.

Al respecto, se verificó que los alcances descritos en el Anteproyecto presentado se ajustan a los alcances aprobados en el PI 2021-2025, por lo que procede determinar su plazo de interconexión al SEIN y valor máximo de CMA.

Para el presente proyecto, ELC señala como costo de inversión un presupuesto de USD 233 759,14. Asimismo, el plazo de interconexión al SEIN propuesto en el Anteproyecto, es de 26 meses.

c) 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

Para el presente caso, dado que se trata de un proyecto integral, se presenta la información correspondiente a los proyectos 1) Una (01) Celda de Transformador MT 10 kV en la SET Mollepata, 2) Una (01) Celda de Medición MT 10 kV en la SET Mollepata y 3) Una (01) Celda de Alimentador MT 10 kV en la SET Mollepata, los cuales han sido incluidos en la lista de grupos de proyectos aprobada mediante la RD-040. Cabe señalar que la información correspondiente a estos proyectos ha sido presentada por el ELC en un solo Anteproyecto.

El proyecto comprende la implementación de una Celda metal clad de Transformación MT 10 kV, una Celda de Medición MT 10 kV y Celda de Alimentación MT 10 kV y equipo complementario para su adaptación al sistema existente en la SET Mollepata, distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, departamento de Ayacucho.

Al respecto, se verificó que los alcances descritos en el Anteproyecto presentado se ajustan a los alcances aprobados en el PI 2021-2025, por lo que procede determinar su plazo de interconexión al SEIN y valor máximo de CMA.

Para el presente proyecto ELC señala como costo de inversión un presupuesto de USD 518 631,25. Asimismo, el plazo de interconexión al SEIN propuesto en el Anteproyecto, es de 31 meses.

d) Una (01) Celda de Alimentador MT 23 kV en la SET Cangallo

El proyecto comprende la implementación de una celda de alimentador 23 kV en la SET Cangallo, en simple barra y equipo complementario para su adaptación al sistema existente en patio de llaves de la SET Cangallo, distrito Cangallo, provincia de cangallo, región Ayacucho.

Asimismo, para implementar las referidas celdas de línea, se debe realizar la ampliación del pódico de 60 kV, con la finalidad de dejar el espacio de reserva para la conexión de una tercera línea de transmisión; asimismo para prever a futuro la instalación de un segundo transformador de potencia.

Al respecto, se verificó que los alcances descritos en el Anteproyecto presentado se ajustan a los alcances aprobados en el PI 2021-2025, por lo que procede determinar su plazo de interconexión al SEIN y valor máximo de CMA.

Para el presente proyecto ELC señala como costo de inversión un presupuesto de USD 258 473,12. Asimismo, el plazo de interconexión al SEIN propuesto en el Anteproyecto, es de 25 meses.

e) Una (01) Celda de Alimentador MT 10 kV en la SET Huancayo Este

El proyecto comprende la implementación de una Celda de alimentador en 10 kV ubicada en SET Huancayo Este, que incluye el equipamiento electromecánico y las obras civiles.

Características del Sistema:

- Tensión de diseño de equipo	:17,5 kV
- Frecuencia nominal	:60 Hz
- Tensión de soportabilidad a frecuencia industrial	:38 kVrms
- Tensión de soportabilidad al impulso tipo rayo	:95 kVp
- Corriente nominal de cortocircuito del equipo	:25 kA
- Distancia de fuga mínima específica	:20 mm/kV
- Puesta a tierra del sistema	: Sólido
- Conexión	: Estrella
- Identificación de fases	: R, S, T

Al respecto, se verificó que los alcances descritos en el Anteproyecto presentado se ajustan a los alcances aprobados en el PI 2021-2025, por lo que procede determinar su plazo de interconexión al SEIN y valor máximo de CMA.

Para el presente proyecto, ELC señala como costo de inversión un presupuesto de USD 258 675,88. Asimismo, señala que el plazo propuesto en el Anteproyecto es de 25 meses.

f) Tres (03) Celdas de Alimentador MT 10 kV en la SET Salesianos

El proyecto comprende la implementación de tres Celdas de alimentador en 10 kV ubicada en SET Salesianos, que incluye el equipamiento electromecánico y las obras civiles.

Al respecto, se verificó que los alcances descritos en el Anteproyecto presentado se ajustan a los alcances aprobados en el PI 2021-2025, por lo que procede determinar su plazo de interconexión al SEIN y valor máximo de CMA.

Para el presente proyecto, ELC señala como costo de inversión un presupuesto de USD 540 032,00. Asimismo, señala que el plazo propuesto en el Anteproyecto es de 29 meses.

g) Dos (02) Celdas de Alimentador MT 10 kV en la SET Parque Industrial

El proyecto comprende la implementación de dos (02) Celdas Metal Clad de alimentación en 10 kV, y equipo complementario para su adaptación al sistema existente en la sala de control de la SET Parque Industrial, ubicado en el distrito de El Tambo, que incluye el equipamiento electromecánico y las obras civiles.

Al respecto, se verificó que los alcances descritos en el Anteproyecto presentado se ajustan a los alcances aprobados en el PI 2021-2025, por lo que procede determinar su plazo de interconexión al SEIN y valor máximo de CMA.

Para el presente proyecto, ELC señala como costo de inversión un presupuesto de USD 374 082,35. Asimismo, señala que el plazo propuesto en el Anteproyecto es de 27 meses.

h) Dos (02) Celdas de Línea 60 kV a instalarse en SET Puntayacu

El proyecto comprende la implementación de dos (02) Celdas convencionales en el patio de llaves de 60 kV, de la SET Puntayacu, que incluye el equipamiento electromecánico y las obras civiles.

Al respecto, se verificó que los alcances descritos en el Anteproyecto presentado se ajustan a los alcances aprobados en el PI 2021-2025, por lo que procede determinar su plazo de interconexión al SEIN y valor máximo de CMA.

Para el presente proyecto, ELC señala como costo de inversión un presupuesto de USD 1 553 294,04. Asimismo, señala que el plazo propuesto en el Anteproyecto es de 32 meses.

3.2.4 Hidrandina S.A. (HDNA)

La empresa HDNA, mediante Correo s/n de fecha 14 de setiembre de 2022 y Carta N° HDNA-GR-1260-2022 recibido el 12 de octubre de 2022, presentó a

Osinerghmin el Anteproyecto de 2 celdas Alimentador de 10 kV en la SET Trujillo Nor Oeste.

Al respecto, Osinerghmin efectuó diversas observaciones al contenido de los Anteproyectos elaborados por HDNA, en base a lo establecido en el numeral 1.1 del Reglamento de Transmisión, mediante Oficio N° 1514-2022-GRT de fecha 19 de diciembre de 2022 y Oficio N° 558-2023-GRT de fecha 10 de marzo de 2023. Asimismo, Osinerghmin remitió a HDNA los comentarios generales asociados a este Anteproyecto, presentados por diferentes empresas terceras, mediante el citado Oficio N° 558-2023-GRT.

En atención a los citados oficios, HDNA remitió los siguientes documentos: Carta HDNA-GR-0020-2023 de fecha 6 de enero de 2023 y Carta GR/F - 1064-2023 de fecha 27 de marzo de 2023.

A continuación, se muestra un resumen del alcance del Anteproyecto y algunas consideraciones importantes que deben tomarse en cuenta para la ejecución del proyecto:

a) Dos (02) Celdas de Alimentador 10 KV en la SET Trujillo Nor Oeste

El proyecto comprende la implementación de dos celdas de alimentador de 10 kV ubicadas en la SET Trujillo Nor Oeste, para la salida de dos (02) alimentadores en 10 kV, metal clad de arco interno, similares a las celdas existentes.

Al respecto, se verificó que los alcances descritos en el Anteproyecto presentado se ajustan a los alcances aprobados en el PI 2017-2021, por lo que procede determinar su plazo de interconexión al SEIN y valor máximo de CMA.

Para el presente proyecto, HDNA señala como costo de inversión un presupuesto de USD 266 945,55 Asimismo, señala que el plazo propuesto en el Anteproyecto es de 12 meses.

3.2.5 Electro Sur Este S.A.A. (ELSE)

La empresa ELSE, mediante el Oficio N° G-2070-2022 recibido el 3 de octubre de 2022 presentó a Osinerghmin tres (3) Anteproyectos.

Al respecto, Osinerghmin efectuó diversas observaciones al contenido de los Anteproyectos elaborados por ELSE, en base a lo establecido en el numeral 1.1 del Reglamento de Transmisión, mediante Oficio N° 1523-2022-GRT de fecha 20 de diciembre de 2022 y Oficio N° 567-2023-GRT de fecha 14 de marzo de 2023. Asimismo, Osinerghmin remitió a ELSE los comentarios generales asociados a este Anteproyecto, presentados por diferentes empresas terceras, mediante el citado Oficio N° 567-2023-GRT.

En atención a los citados oficios, ELSE remitió los siguientes documentos: Oficio N° G - 042 - 2023 de fecha 5 de enero de 2023 y Oficio N° G-812-2023 de fecha 29 de marzo de 2023.

A continuación, se muestra un resumen del alcance del Anteproyecto y algunas consideraciones importantes que deben tomarse en cuenta para la ejecución del proyecto:

a) LT 60 kV Deriv. Santa María – Santa María y celdas asociadas

El Anteproyecto fue realizado por ELSE, que según lo presentado incluye el cambio de la línea de transmisión, donde se detalla lo siguiente:

El proyecto comprende el mejoramiento de la línea de transmisión en 60 kV Deriv. Santa María – SET Santa María, ubicado en el distrito de Maranura, provincia de La Convención y departamento de Cusco. Dicho proyecto fue aprobado en el PI 2021-2025.

Características principales de la línea de transmisión

- Tensión	: 60 kV
- Potencia de transmisión	: 25 MVA (capacidad térmica)
- Número de ternas	: simple terna
- Número de conductores	: un conductor por fase
- Frecuencia	: 60 Hz
- Longitud Alternativa 1	: 0.37 km
- Conductor Activo	: Aleación de Aluminio AAAC de 120 mm ²
- Estructuras	: Torres de celosía y un poste metálico.
- Cable de guarda	: EHS – 50mm ²
- Cadena de Aisladores	: Porcelana
- Puesta a Tierra	: Contrapeso con conductor de Copperweld, acero recubierto con cobre de 35 mm ² de sección.

El proyecto a su vez requiere la instalación del equipamiento de la celda de línea en 60 kV, ubicado en la SET Santa María a la SET Machupicchu, a fin de su instalación como celda de línea en 60 kV hacia la SET Uripipata.

Al respecto, se verificó que los alcances descritos en el Anteproyecto presentado se ajustan a los alcances aprobados en el PI 2021-2025, por lo que procede determinar su plazo de interconexión al SEIN y valor máximo de CMA.

Para el presente proyecto, ELSE señala como costo de inversión un presupuesto de USD 1 627 587,50. Asimismo, el plazo de interconexión al SEIN propuesto en el Anteproyecto, es de 46,16 meses, el cual fue redondeado a 46 meses.

b) LT 60 kV, Derivación Uripipata - Uripipata y Celdas Asociadas

El Anteproyecto fue realizado por ELSE, que según lo presentado incluye el cambio de la línea de transmisión, donde se detalla lo siguiente:

El proyecto comprende el mejoramiento de la línea de transmisión en 60 kV Deriv. Uripipata – SET Uripipata, ubicado en el distrito de Santa Ana, provincia de La Convención y departamento de Cusco. Dicho proyecto fue aprobado en el PI 2021-2025.

Características principales de la línea de transmisión

- Tensión : 60 kV
- Potencia de transmisión : 25 MVA (capacidad térmica)
- Número de ternas : simple terna
- Número de conductores : un conductor por fase
- Frecuencia : 60 Hz
- Longitud Alternativa 1 : 0,245 km
- Conductor Activo : Aleación de Aluminio AAAC de 120 mm²
- Estructuras : Torres de celosía y un poste metálico.
- Cable de guarda : EHS – 50mm²
- Cadena de Aisladores : Porcelana
- Puesta a Tierra : Contrapeso con conductor de Copperweld, acero recubierto con cobre de 35 mm² de sección.

El proyecto a su vez requiere la instalación del equipamiento de la celda de línea en 60 kV, ubicado en la SET Uripipata a la SET Santa María, a fin de su instalación como celda de línea en 60 kV hacia la SET Chahuares.

Al respecto, se verificó que los alcances descritos en el Anteproyecto presentado se ajustan a los alcances aprobados en el PI 2021-2025, por lo que procede determinar su plazo de interconexión al SEIN y valor máximo de CMA.

Para el presente proyecto, ELSE señala como costo de inversión un presupuesto de USD 2 645 584.08. Asimismo, el plazo de interconexión al SEIN propuesto en el Anteproyecto, es de 46,16 meses, el cual fue redondeado a 46 meses.

c) Una (01) Celda de Alimentador de MT en 13,2 kV en la SET Andahuaylas

El proyecto comprende la implementación de una Celda de alimentador en 13,2 kV ubicada en SET Andahuaylas, que incluye el equipamiento electromecánico y las obras civiles.

El diseño que se aplicará para la implementación de la Celda de alimentador 13,2 kV en la SET Andahuaylas, corresponde a la alternativa tecnológica convencional, similar a las instalaciones de las celdas existentes.

Al respecto, se verificó que los alcances descritos en el Anteproyecto presentado se ajustan a los alcances aprobados en el PI 2021-2025, por lo que procede determinar su plazo de interconexión al SEIN y valor máximo de CMA.

Para el presente proyecto, ELSE señala como costo de inversión un presupuesto de USD 264 942,50. Asimismo, el plazo de interconexión al SEIN propuesto en el Anteproyecto, es de 16 meses.

3.2.6 Electrosur S.A. (ELS)

La empresa ELS, mediante Oficio G-0095-2022 recibida el 6 de octubre de 2022, presentó a Osinergmin el Anteproyecto de mejoramiento de la Línea 33 kV SET Caserío de Aricota – SET Tarata.

Al respecto, Osinergmin efectuó diversas observaciones al contenido de los Anteproyectos elaborados por ELS, en base a lo establecido en el numeral 1.1 del Reglamento de Transmisión, mediante Oficio N° 1522-2022-GRT de fecha 20 de diciembre de 2022 y Oficio N° 566-2023-GRT de fecha 14 de marzo de 2023. Asimismo, Osinergmin remitió a ELS los comentarios generales asociados a este Anteproyecto, presentados por diferentes empresas terceras, mediante el citado Oficio N° 566-2023-GRT.

En atención a los citados oficios, ELS remitió los siguientes documentos: Carta G-0018-2023 de fecha 5 de enero de 2023 y Carta GE-0386-2023 de fecha 28 de marzo de 2023.

A continuación, se muestra un resumen del alcance del Anteproyecto y algunas consideraciones importantes que deben tomarse en cuenta para la ejecución del proyecto:

a) Mejoramiento de la Línea de Transmisión 33 kV SET Caserío de Aricota - SET Tarata

El proyecto comprende el mejoramiento de la línea de transmisión en 33 kV SET Caserío de Aricota – SET Challaguaya y SET Challaguaya – SET Tarata ubicado en el departamento de Tacna, en las provincias de Candarave (distritos de Quilahuani y Candarave) y la provincia de Tarata (distritos de Sitajara, Tarata y Ticaco). Dicho proyecto fue aprobado en el PI 2021-2025.

El proyecto a su vez contempla el diseño que se aplicará para implementar una nueva LT 33 kV con postes de madera, cuasi paralela a la LT existente; ubicado en la SET Caserío de Aricota a la SET Tarata.

Al respecto, se verificó que los alcances descritos en el Anteproyecto presentado se ajustan a los alcances aprobados en el PI 2021-2025, por lo que procede determinar su plazo de interconexión al SEIN y valor máximo de CMA.

Para el presente proyecto ELS señala como costo de inversión un presupuesto de USD 1 908 756,89. Asimismo, el plazo de interconexión al SEIN propuesto en el Anteproyecto, es de 8 meses.

3.2.7 Electro Ucayali S.A. (ELUC)

La empresa ELUC, mediante Carta N° T-1081-2022 recibido el 30 de setiembre de 2022, presentó a Osinergmin el Anteproyecto de la Celda de Línea 60 kV en SET Parque Industrial-1.

Al respecto, Osinergmin efectuó diversas observaciones al contenido de los Anteproyectos elaborados por ELUC, en base a lo establecido en el numeral 1.1 del Reglamento de Transmisión, mediante Oficio N° 1513-2022-GRT de fecha 19 de diciembre de 2022 y Oficio N° 542-2023-GRT de fecha 10 de marzo de 2023. Asimismo, Osinergmin remitió a ELS los comentarios

generales asociados a este Anteproyecto, presentados por diferentes empresas terceras, mediante el citado Oficio N° 542-2023-GRT.

En atención al Oficio N° 1513-2022-GRT, ELUC remitió la Carta T - 006 - 2023 de fecha 5 de enero de 2023, el cual no absolvía las observaciones realizadas, y contenía el mismo Anteproyecto inicialmente enviado. Posteriormente, se le envió el Oficio N° 542-2023-GRT, el cual ELUC no contestó.

Sobre el particular, de acuerdo a lo indicado en el literal a) del numeral 2.3.3 del presente informe, este Anteproyecto no cumple con el contenido mínimo establecido en el numeral 1.1 del reglamento de Transmisión, por lo que no se determinará su plazo necesario para la Interconexión al SEIN ni los valores máximos del CMA.

3.2.8 Electro Oriente S.A. (ELOR)

La empresa ELOR, mediante Carta N° G-524-2022 recibido el 11 de octubre de 2022, presentó a Osinermin seis (6) Anteproyectos.

Al respecto, Osinermin efectuó diversas observaciones al contenido de los Anteproyectos elaborados por ELOR, en base a lo establecido en el numeral 1.1 del Reglamento de Transmisión, mediante Oficio N° 1738-2022-GRT de fecha 23 de diciembre de 2022 y Oficio N° 559-2023-GRT de fecha 10 de marzo de 2023. Asimismo, Osinermin remitió a ELOR los comentarios generales asociados a este Anteproyecto, presentados por diferentes empresas terceras, mediante el citado Oficio N° 559-2023-GRT y Oficio N° 1664-2023-GRT de fecha 22 de setiembre de 2023.

En atención a los citados oficios, ELOR remitió los siguientes documentos: Carta G-18-2023 de fecha 16 de enero de 2023, Carta G-199-2023 de fecha 27 de marzo de 2023 y Carta GW-1871-2023 de fecha 13 de noviembre de 2023, complementada con Carta G-651-2023 de fecha 19 de octubre de 2023.

A continuación, se muestra un resumen del alcance del Anteproyecto y algunas consideraciones importantes que deben tomarse en cuenta para la ejecución del proyecto:

a) Línea de transmisión 60 kV Bagua - Bagua Grande y subestaciones

Para el presente caso, dado que se trata de un proyecto integral, se presenta la información correspondiente a los proyectos 1) Reforzamiento LT 60 kV Bagua Grande - Bagua Chica, 2) Una (01) Celda de Línea 60 kV en la SET Bagua Chica, 3) Una (01) Celda de Línea 60 kV en la SET Bagua Grande. Cabe señalar que la información correspondiente a estos proyectos ha sido presentada por ELOR en un solo Anteproyecto.

Características principales de la línea de transmisión

- Tensión : 60 kV
- Potencia de transmisión : 15 MVA (capacidad térmica)
- Número de ternas : simple terna
- Número de conductores : un conductor por fase

- Frecuencia : 60 Hz
- Longitud Alternativa 1 : 20 km
- Conductor Activo : ACSR de 70 mm²
- Estructuras : Torres de celosía y postes metálicos.
- Cable de guarda : OPGW - 108mm², 24 fibras
- Cadena de Aisladores : vidrio, polimérico y line post
- Puesta a Tierra : Contrapeso con conductor de Copperweld, acero recubierto con cobre de 35 mm² de sección

El Anteproyecto considera que, el diseño que se aplicará para la implementación de la SET Bagua y a los espacios disponibles, se está considerando la implementación de la Celda de Línea 60 kV con la tecnología convencional con equipamiento por aislamiento de aire (AIS); es la alternativa más conveniente por los menores precios, y porque no se necesita implementar Celdas Compactas o Híbridas.

Al respecto, se verificó que los alcances descritos en el Anteproyecto presentado se ajustan a los alcances aprobados en el PI 2013-2017, por lo que procede determinar su plazo de interconexión al SEIN y valor máximo de CMA.

Para el presente proyecto ELOR señala como costo de inversión un presupuesto de USD 2 442 435,31. Asimismo, el plazo de interconexión al SEIN propuesto en el Anteproyecto, es de 18 meses.

b) Ampliación de Potencia SET Rioja

Para el presente caso, dado que se trata de un proyecto integral, se presenta la información correspondiente a los proyectos: 1) Una (01) Celda de Transformador 60 kV SET Rioja, 2) Una (01) Celda de Línea 60 kV SET Rioja y 3) Un (01) Transformador de 20 MVA de 60/23 kV (en reemplazo del existente) en la SET Nueva Cajamarca. Los proyectos 1 y 2 corresponden al PI 2013-2017 y el proyecto 3 al PI 2017-2021. Cabe señalar que la información correspondiente a estos proyectos ha sido presentada por ELOR en un solo Anteproyecto.

El proyecto comprende la implementación de celdas (Línea y transformación) en 60 kV con la tecnología convencional con equipamiento por aislamiento de aire (AIS); es la alternativa más conveniente por los menores precios, y porque no se necesita implementar Celdas Compactas o Híbridas.

En el presente anteproyecto se instalará un nuevo transformador de 15 MVA (ONAN)/20MVA (ONAF), 60/22,9 kV con los tableros de protección, control y medición, así como el tablero de regulación automática; el cual utilizará la celda existente de línea – transformador en 60 kV para ser conectada al sistema

Al respecto, se verificó que los alcances descritos en el Anteproyecto presentado se ajustan a los alcances aprobados en el PI 2013-2017 y PI 2017-2021, por lo que procede determinar su plazo de interconexión al SEIN y valor máximo de CMA.

Para el presente proyecto ELOR señala como costo de inversión un presupuesto de USD 2 915 561,09. Asimismo, el plazo de interconexión al SEIN propuesto en el Anteproyecto, es de 24 meses.

c) Línea de transmisión 60 kV Nueva Jaén - San Ignacio y SET San Ignacio

Para el presente caso, dado que se trata de un proyecto integral, se presenta la información correspondiente a los proyectos: 1) LT 60 kV Nueva Jaén - San Ignacio y 2) SET San Ignacio 60/23 kV - 15 MVA (también llamada SET Chirinos) y celdas asociadas. Cabe señalar que la información correspondiente a estos proyectos ha sido presentada por ELOR en un solo Anteproyecto

El proyecto comprende la implementación de una celda de línea 60 kV ubicadas en la Subestación Nueva Jaén, donde se ampliará mediante una bahía de 60 kV para conectar la LT 60 kV hacia SET Chirinos.

Características principales de la línea de transmisión

- Tensión : 60 kV
- Potencia de transmisión : 20 MVA (capacidad térmica)
- Número de ternas : simple terna
- Número de conductores : un conductor por fase
- Frecuencia : 60 Hz
- Longitud Alternativa 1 : 55 km
- Conductor Activo : Aleación de Aluminio AAAC de 120 mm²
- Estructuras : Torres de celosía y postes metálicos.
- Cable de guarda : OPGW - 108mm², 24 fibras
- Cadena de Aisladores : Acorde a requerimiento
- Puesta a Tierra : Contrapeso con conductor de Copperweld, acero recubierto con cobre de 35 mm² de sección

La SET Chirinos tendrá los niveles de tensión en 60 y 22,9 kV, Teniendo salidas en 22,9 kV; en dicho proyecto se instalará un nuevo transformador de 12/15 MVA, 60/22,9 kV, con sus respectivas bahías en línea-transformación en 60 kV.

Al respecto, se verificó que los alcances descritos en el Anteproyecto presentado se ajustan a los alcances aprobados en el PI 2017-2021, por lo que procede determinar su plazo de interconexión al SEIN y valor máximo de CMA.

Para el presente proyecto ELOR señala como costo de inversión un presupuesto de USD 11 043 900,76. Asimismo, el plazo de interconexión al SEIN propuesto en el Anteproyecto, es de 48 meses.

d) Una (01) Celda de Alimentador 33kV en la SET Pongo de Caynarachi

El proyecto comprende la implementación de una Celda de alimentador en 33 kV ubicada en SET Pongo de Caynarachi, se encuentra en el distrito de

Caynarachi, provincia de Lamas, departamento de San Martín, que incluye el equipamiento electromecánico y las obras civiles.

El diseño que se aplicará para la implementación de la Celda de alimentador 33 kV. en la SET Pongo de Caynarachi, corresponde a la alternativa tecnológica convencional AIS (aislamiento en aire); es la alternativa más conveniente por los menores precios, y porque no se necesita implementar Celdas Compactas o Híbridas.

Al respecto, se verificó que los alcances descritos en el Anteproyecto presentado se ajustan a los alcances aprobados en el PI 2017-2021, por lo que procede determinar su plazo de interconexión al SEIN y valor máximo de CMA.

Para el presente proyecto ELOR señala como costo de inversión un presupuesto de USD 188 997,81. Asimismo, el plazo de interconexión al SEIN propuesto en el Anteproyecto, es de 11 meses.

e) Celda Acoplamiento Longitudinal y Celda de Medición 22,9 kV SET Tarapoto

El proyecto ampliará la oferta de transformación del transformador TP-1301 mediante el traslado de la carga de la salida TA-S09 a la barra de 22,9 kV del transformador TP-1345, por lo que, se instalará una celda metal clad de acoplamiento longitudinal de 22,9 kV que se conectará mediante cables de energía a la celda exterior en 22,9 kV del transformador TP-1301, con la finalidad de desconectar la carga en 22,9 kV del transformador TP-1301. Adicionalmente se instalará una celda de medición en 22,9 kV.

Al respecto, se verificó que los alcances descritos en el Anteproyecto presentado se ajustan a los alcances aprobados en el PI 2017-2021, por lo que procede determinar su plazo de interconexión al SEIN y valor máximo de CMA.

Para el presente proyecto ELOR señala como costo de inversión un presupuesto de USD 139 090,17. Asimismo, el plazo de interconexión al SEIN propuesto en el Anteproyecto, es de 11 meses.

f) Instalación de (01) Celda de Alimentador de 10 kV, en la S.E Jaén 60/22,9/10 kV

Para el presente anteproyecto, de acuerdo a la configuración de las barras de 10 kV de la SET Jaén y a los espacios disponibles en la sala de celdas existente, se está considerando la implementación de una celda metal clad en 10 kV con la tecnología convencional con equipamiento por aislamiento en aire (AIS); es la alternativa más conveniente por los menores precios.

Al respecto, se verificó que los alcances descritos en el Anteproyecto presentado se ajustan a los alcances aprobados en el PI 2017-2021, por lo que procede determinar su plazo de interconexión al SEIN y valor máximo de CMA.

Para el presente proyecto ELOR señala como costo de inversión un presupuesto de USD 97 989,70. Asimismo, el plazo de interconexión al SEIN propuesto en el Anteproyecto, es de 10 meses.

4. Determinación de los valores máximos del Costo Medio Anual

4.1 Alcance del cálculo del CMA

Para efectos de la determinación del CMA máximo para cada uno de los proyectos que conforma el grupo, así como el CMA máximo total de todo el grupo, Osinermin consideró los Anteproyectos elaborados por las empresas titulares bajo el ámbito del FONAFE y el COES, correspondiéndole la elaboración de los Anteproyectos con niveles de voltaje menores a 100 kV a las empresas titulares (empresas bajo el ámbito del FONAFE), y al COES, los Anteproyectos con niveles de voltaje mayores o iguales a 100 kV.

En ese sentido, luego de la revisión de los Anteproyectos presentados y de acuerdo a lo dispuesto en el DS-018, Osinermin procedió a calcular el CMA máximo correspondiente para cada proyecto presentado, los cuales fueron considerados por el MINEM para el presente proceso de reasignación.

4.2 Procedimiento de Cálculo del CMA

Como se ha mencionado en la parte de antecedentes del presente informe, según el Artículo 1° del DS-018, señala que Osinermin aprueba el plazo necesario para la interconexión al SEIN y los valores máximos del CMA.

En ese sentido, y en cumplimiento de dicho decreto, Osinermin procedió a realizar el cálculo solicitado para el CMA para los proyectos reasignados, el cual se calcula mediante la expresión que se muestra a continuación:

$$CMA = @ CI + COyM$$

Donde:

- @CI:** Anualidad del costo de inversión referido al final del año, calculado para una vida útil de 30 años y Tasa de Actualización vigente según el Artículo 79° de la LCE.
- COyM:** Costo estándar de operación y mantenimiento establecido por Osinermin, según nivel de tensión y zona geográfica.

Para el cálculo de la @CI de cada Anteproyecto, se ha considerado el costo de inversión que fue indicado en cada Anteproyecto.

Para el cálculo del Costo estándar de operación y mantenimiento (COyM), se tomó en cuenta la Resolución N° 080-2021-OS/CD que se modificó mediante Resolución N° 163-2021-OS/CD, donde se aprueba los “Porcentajes para Determinar el Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento de Instalaciones de Transmisión” aplicables al periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2021 y el 30 de abril de 2027, los cuáles se muestran en la siguiente imagen:

Codigo	Para Instalaciones		Porcentaje respecto de costo de inversión
	Ubicadas en:	Nivel de Tensión (**)	
COMAT	Costa	Igual o mayor a 138 kV	3.36%
COAT		Mayor que 30 kV y menor que 138 kV	2.83%
COMT		Mayor que 1 kV y menor o igual que 30 kV (*)	4.49%
SIMAT	Sierra	Igual o mayor a 138 kV	3.40%
SIAT		Mayor que 30 kV y menor que 138 kV	3.51%
SIMT		Mayor que 1 kV y menor o igual que 30 kV (*)	4.86%
SEMAT	Selva	Igual o mayor a 138 kV	3.49%
SEAT		Mayor que 30 kV y menor que 138 kV	3.54%
SEMT		Mayor que 1 kV y menor o igual que 30 kV (*)	4.65%

(*) Aplicable solo para celdas de Alimentadores en Media Tensión, ubicadas dentro de las subestaciones del sistema de transmisión.

(**) Para el caso de transformadores se debe aplicar el factor correspondiente al nivel de tensión del lado primario.

De acuerdo a lo establecido en el Artículo 3 de la RD-040, el MINEM, aprobó la Lista de Grupos de proyectos que califican para ser objeto del presente Mecanismo de manifestación de Interés. Así, según la clasificación realizada por la Dirección General de Electricidad (DGE) del MINEM, para el segundo proceso de reasignación, se tiene los siguientes proyectos:

Cuadro N° 1
Relación de proyectos para el segundo proceso de reasignación aprobados por
el MINEM mediante
R.D. N° 040-2022-MINEM/DGE

a) Grupos de Proyectos Nuevos

Grupo	Área de Demanda	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto
G1	2	2017-2021	ELOR	LT 60 kV, Nueva Jaén - San Ignacio	Línea	ELOR
	2	2017-2021	ELOR	SET San Ignacio 60/23 kV - 15 MVA y Celdas Asociadas	SET AT/MT San Ignacio	ELOR
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
G10	5	2021-2025	ELC	LT 138 kV Runatullo - Satipo y celdas conexas	Línea	COES
G11	11	2017-2021	ELPU	SET Maravilla 138/22,9/10 KV - 25 MVA y LT 138 kV asociadas	SET MAT/MT Maravilla	COES
	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

a) Grupos de Reforzamientos

Grupo	Área de Demanda	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto
G4	4	2013-2017	ELOR	Una (01) Celda de Línea 60 kV, en la SET Rioja	SET AT/MT Rioja	ELOR
	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
	9	2017-2021	EGASA	Una (01) Celda de Transformador 33 kV en la SET Chilina	SET AT/MT Chilina	EGASA
	10	2021-2025	ELSE	LT 60 kV, Derivación Santa María - Santa María y Celdas Asociadas	SET Santa María	ELSE
	10	2021-2025	ELSE	LT 60 kV, Derivación Urpipata - Urpipata y Celdas Asociadas	SET Urpipata	ELSE
G7	2	2013-2017	ELOR	Reforzamiento de LT 60 kV, Bagua Grande - Bagua Chica	Línea	ELOR
	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
	13	2021-2025	ELS	LT 33 kV, Caserío Aricota- Challaguaya	Línea	ELS

Grupo	Área de Demanda	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto
	13	2021-2025	ELS	LT 33 kV, Challaguaya - Tarata	Línea	ELS
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
	3	2017-2021	HDNA	Dos (02) Celdas de Alimentador 10 KV en la SET Trujillo Nor Oeste	SET MAT/MT Trujillo Nor Oeste	HDNA
	4	2017-2021	ELOR	Una (01) Celda de Alimentador 33 kV, en la SET Pongo de Caynarachi	SET AT/MT Pongo de Caynarachi	ELOR
	4	2017-2021	ELOR	Una (01) Celda de Medición MT 22,9 kV, en la SET Tarapoto	SET MAT/MT Tarapoto	ELOR
	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
	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
	5	2021-2025	ELC	Una (01) Celda de Alimentador MT 23 kV en la SET Cangallo	SET AT/MT Cangallo	ELC
	5	2021-2025	ELC	Una (01) Celda de Alimentador 10 kV, en la SET Huancayo Este	SET AT/MT Huancayo Este	ELC
	5	2021-2025	ELC	Tres (03) Celdas de Alimentador MT 10 kV, en la SET Salesianos	SET AT/MT Salesianos	ELC
	5	2021-2025	ELC	Dos (02) Celdas de Alimentador MT 10 kV, en la SET Parque Industrial	SET AT/MT Parque Industrial	ELC
	10	2017-2021	ELSE	Una (01) Celda de Alimentador de MT en 13.2 kV en la SET Andahuaylas	SET AT/MT Andahuaylas	ELSE
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

En cumplimiento del DS-018, en el Cuadro N° 2 se muestra el resumen de los resultados de la determinación del plazo necesario para la interconexión al SEIN y los valores máximos del CMA correspondiente a cada uno de los proyectos que, de acuerdo a la lista aprobada por el MINEM, forman parte del proceso de reasignación de proyectos en cumplimiento del DS-018 y que cuentan con Anteproyectos y/o estudios definitivos.

Cabe señalar que, se recomienda que los Anteproyectos SET Maravilla y SET Puno Sur se incluyan en grupos distintos, con la finalidad de que la evaluación por parte de interesados se efectúe de forma independiente y se tenga un mejor escenario para su reasignación. De esta manera, se han considerado los Grupos 11-1 y 11-2, a fin de que el MINEM pueda evaluar la conveniencia de convocarlos en grupos separados.

Cuadro N° 2
DETERMINACIÓN VALORES MÁXIMOS DEL COSTO MEDIO ANUAL DE LOS PROYECTOS QUE FORMAN PARTE DEL PROCESO DE REASIGNACIÓN
DECRETO SUPREMO N° 018-2021-EM

a) Grupos de Proyectos Nuevos

Grupo	Área de Demanda	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto	Código de COyM	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	SEAT	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				
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	SIAT	5 552 995,61	194 910,15	884 279,33
G10	5	2021-2025	ELC	LT 138 kV Runatullo - Satipo y celdas conexas	Línea	COES	SEMAT	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	SIMAT	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	SIMAT	14 737 507,00	501 075,24	2 330 643,26
COSTO TOTAL (USD)								80 267 195,37	2 786 347,36	12 751 010,57

(*) 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	Código de COyM	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	SEAT	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	SIMT	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	SIAT	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	SIAT	1 627 587,50	57 128,32	259 182,99
	10	2021-2025	ELSE	LT 60 kV Derivación Uripata - Uripata y Celdas Asociadas	SET Uripata	ELSE	SIAT	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	SEAT	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	SEAT	1 553 294,04	54 986,61	247 818,21
	13	2021-2025	ELS	LT 33 kV Caserío Aricota- Challaguaya	Línea	ELS	SIAT	1 908 756,89	66 997,37	303 957,43

Grupo	Área de Demanda	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto	Código de COyM	Costo de Inversión del Proyecto	Costo de OyM (*)	Valor máximo del CMA (USD) (**)
	13	2021-2025	ELS	LT 33 kV Challaguaya - Tarata	Línea	ELS				
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	SEMT	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	COMT	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	SEAT	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	SEMT	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	SIMT	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	SIMT	518 631,25	25 205,48	89 590,26
	5	2021-2025	ELC	Una (01) Celda de Alimentador MT 23 kV en la SET Cangallo	SET AT/MT Cangallo	ELC	SIMT	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	SIMT	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 Selesianos	ELC	SIMT	540 032,00	26 245,56	93 287,10

Grupo	Área de Demanda	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto	Código de COyM	Costo de Inversión del Proyecto	Costo de OyM (*)	Valor máximo del CMA (USD) (**)
	5	2021-2025	ELC	Dos (02) Celdas de Alimentador MT 10 kV en la SET Parque Industrial	SET AT/MT Parque Industrial	ELC	SIMT	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	SIMT	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	SIMAT	6 139 826,00	208 754,08	970 974,54
COSTO TOTAL (USD)								22 724 147,74	832 826,67	3 653 885,48

(*) 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 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.

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

Respecto a los resultados mostrados en el Cuadro N° 2, se verifica lo siguiente:

- La inversión de cada proyecto, se muestra de manera individual y de igual forma se muestra el monto global de inversiones por grupo.
- Se indica el CMA para cada proyecto, el cual se compone de la anualidad del costo de inversión (@CI) y del costo de operación y mantenimiento (COyM).

5. Determinación del plazo necesario para la interconexión al SEIN

5.1 Procedimiento para la Determinación del Plazo necesario para la interconexión al SEIN

Conforme lo señalado en el DS-018, para efectos de la determinación del plazo necesario para la interconexión al SEIN, Osinergrmin consideró los cronogramas adjuntos a los Anteproyectos elaborados por el COES (proyectos mayores a 100 kV) y las empresas titulares bajo el ámbito del FONAFE⁸ (proyectos menores a 100 kV).

Así, en cumplimiento de lo dispuesto en el DS-018, a continuación, se muestran los plazos necesarios de interconexión al SEIN para cada proyecto presentado, considerando el mismo orden de proyectos publicado en la Resolución Directoral N° 040- 2022-MINEM/DGE.

Cabe mencionar que, para determinar el plazo de interconexión al SEIN en meses de cada anteproyecto (en los casos en los que se presentó un cronograma en días), se tomó como referencia el día de inicio y fin según lo expuesto en los cronogramas emitidos por las concesionarias:

⁸ De acuerdo a lo señalado en el tercer párrafo de la segunda disposición complementaria final del DS-018, excepcionalmente, las empresas titulares de los proyectos del SCT bajo el ámbito del FONAFE podrán presentar estudios definitivos de los proyectos del SCT, en lugar de los Anteproyectos.

$$Pm = \frac{Df - Di}{30}$$

Donde:

Pm: Plazo de interconexión del anteproyecto al SEIN en meses

Di: Día de inicio del anteproyecto según cronograma enviado por la concesionaria.

Df: Día del fin del anteproyecto según cronograma enviado por la concesionaria.

En caso de que el resultado fuera un número decimal, se redondea al número entero más próximo.

Cuadro N° 3
DETERMINACIÓN DEL PLAZO DE INTERCONEXIÓN AL SEIN DE LOS PROYECTOS QUE FORMAN
PARTE DEL PROCESO DE REASIGNACIÓN
DECRETO SUPREMO N° 018-2021-EM

a) Grupo de Proyectos Nuevos

Área de Demanda	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto	Plazo interconexión SEIN (meses)
2	2017-2021	ELOR	LT 60 kV, Nueva Jaén - San Ignacio	Línea	ELOR	48
2	2017-2021	ELOR	SET San Ignacio 60/23 kV - 15 MVA y Celdas Asociadas	SET AT/MT San Ignacio	ELOR	
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	2021-2025	ELC	LT 138 kV Runatullo - Satipo y celdas conexas	Línea	COES	60
11-1	2017-2021	ELPU	SET Maravilla 138/22,9/10 KV - 25 MVA y LT 138 kV asociadas	SET MAT/MT Maravilla	COES	36
11-2	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

b) Grupos de Reforzamientos

Área de Demanda	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto	Plazo interconexión SEIN (meses)
4	2013-2017	ELOR	Una (01) Celda de Línea 60 kV, en la SET Rioja	SET AT/MT Rioja	ELOR	24
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	

Área de Demanda	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto	Plazo interconexión SEIN (meses)
9	2013-2017	SEAL	Una (01) Celda de Alimentador 10 kV en SET Chilina	SET AT/MT Chilina	SEAL	8
9	2017-2021	EGASA	Una (01) Celda de Transformador 33 kV en la SET Chilina	SET AT/MT Chilina	EGASA	12
10	2021-2025	ELSE	LT 60 kV, Derivación Santa María - Santa María y Celdas Asociadas	SET Santa María	ELSE	46
10	2021-2025	ELSE	LT 60 kV, Derivación Uripipata - Uripipata y Celdas Asociadas	SET Uripipata	ELSE	46
2	2013-2017	ELOR	Reforzamiento de LT 60 kV, Bagua Grande - Bagua Chica	Línea	ELOR	18
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
13	2021-2025	ELS	LT 33 kV, Caserío Aricota- Challaguaya	Línea	ELS	8
13	2021-2025	ELS	LT 33 kV, Challaguaya - Tarata	Línea	ELS	
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
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
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
4	2017-2021	ELOR	Una (01) Celda de Medición MT 22,9 kV, en la SET Tarapoto	SET MAT/MT Tarapoto	ELOR	11
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
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
5	2021-2025	ELC	Una (01) Celda de Alimentador MT 23 kV en la SET Cangallo	SET AT/MT Cangallo	ELC	25
5	2021-2025	ELC	Una (01) Celda de Alimentador 10 kV, en la SET Huancayo Este	SET AT/MT Huancayo Este	ELC	25
5	2021-2025	ELC	Tres (03) Celdas de Alimentador MT 10 kV, en la SET Salesianos	SET AT/MT Salesianos	ELC	29
5	2021-2025	ELC	Dos (02) Celdas de Alimentador MT 10 kV, en la SET Parque Industrial	SET AT/MT Parque Industrial	ELC	27
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
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. Conclusiones y Recomendaciones

Como resultado de la revisión realizada por Osinergmin, de acuerdo a lo establecido en el Decreto Supremo N° 018-2021-EM, se concluye lo siguiente:

- a) Los plazos necesarios para la interconexión al SEIN y los valores máximos del Costo Medio Anual (CMA) de los proyectos que forman parte del segundo proceso de reasignación de proyectos, según la lista de grupos de proyectos aprobado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) mediante Resolución Directoral N° 040-2022-MINEM/DGE y que cuentan con Anteproyectos y/o estudios definitivos, se muestra en el Cuadro N° 2 y Cuadro N° 3 de las secciones precedentes.
- b) Se recomienda la emisión de la resolución mediante la cual se apruebe el plazo necesario para la interconexión al SEIN y los valores máximos del CMA de los proyectos que forman parte del proceso de reasignación y que cuentan con Anteproyectos y/o estudios definitivos, elaborados por las empresas titulares y el COES, en cumplimiento de lo establecido en el DS-018.



Firmado por: BUENALAYA
CANGALAYA Severo FAU
20376082114 hard
Oficina: GRT - San Borja
Cargo: Gerente de
Generación y Transmisión
Eléctrica

Severo Buenalaya Cangalaya
Gerente de División de Generación y Transmisión



Leónidas Sayas Poma
Gerente de Supervisión de
Electricidad

7. Anexos

A continuación, se presentan el siguiente anexo al informe:

ANEXO A Anteproyectos presentados por las empresas bajo el ámbito del FONAFE y COES, para el segundo proceso de reasignación

ANEXO A**Anteproyectos presentados por las empresas bajo el ámbito del FONAFE y COES,
para el segundo proceso de reasignación**

En el siguiente link, se ubican los Anteproyectos finales presentados por las empresas bajo el ámbito del FONAFE y COES, como resultado de las observaciones formuladas por Osinergmin a los Anteproyectos iniciales presentados hasta el 11 de octubre de 2022, de conformidad con lo establecido en el DS-018. Dichos Anteproyectos cumplen con el alcance y contenido definido en el numeral 1.1 del Reglamento de Transmisión, aprobado con Decreto Supremo N° 027-2007-EM.

Link: [ANTEPROYECTOS FINALES_DS-018](#)