
**Aprobación del 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
en cumplimiento del Decreto
Supremo N° 018-2021-EM**

Lima, marzo de 2022

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).

Dichos proyectos, cuyos Anteproyectos fueron presentados por algunas empresas bajo el ámbito del FONAFE y el COES, están asociados a instalaciones asignadas en los Planes de Inversiones a las empresas Hidrandina S.A. (HIDRANDINA), ElectroSur S.A. (ELECTROSUR), Electronoroeste S.A. (ENOSA), Electronorte S.A. (ENSA), Electrocentro S.A. (ELECTROCENTRO), Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. (EGESUR) y Electro Sur Este S.A.A. (ELSE); asimismo, 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.

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 titulares 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 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
PROCESO DE REASIGNACIÓN
DECRETO SUPREMO N° 018-2021-EM**

a) Grupo de Proyectos Nuevos (G-I)

Grupo	Área de Demanda	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto	Plazo interconexión SEIN (meses)	Código de COyM	Costo de Inversión del Proyecto (USD)	Costo de OyM (USD)	Valor máximo del CMA (USD) (*)
G-I	3	2017-2021	HIDRANDINA	LT 60 kV Huaraz Sur – Ticapampa	Línea	HIDRANDINA	14	SIAT	8 668 209,25	304 254,14	1 380 357,35
	3	2017-2021	HIDRANDINA	Dos (02) Celdas de Línea 60 kV en SET Huaraz Oeste	SET MAT/AT Huaraz Oeste	HIDRANDINA					
	3	2017-2021	HIDRANDINA	LT 60 kV Huaraz Oeste - Huaraz Sur	Línea	HIDRANDINA					
	3	2017-2021	HIDRANDINA	SET Huaraz Sur 60/23/10 kV - 20 MVA y celdas asociadas	SET AT/MT Huaraz Sur	HIDRANDINA					
	3	2017-2021	HIDRANDINA	SET Virú Nueva 220/138/60 kV - 120 MVA y celdas asociadas	SET MAT/ MAT/AT Virú Nueva	COES	32	COMAT	14 416 457,85	484 392,98	2 274 104,79
	3	2021-2025	HIDRANDINA	LT 138 kV Alto Chicama - Huamachuco y una (01) Celda Línea 138 kV a Huamachuco	Línea	COES	29	SIMAT	13 688 740,47	465 417,18	2 164 787,48
	3	2021-2025	HIDRANDINA	SET Huamachuco 138/22,9 kV - 15 MVA y celdas asociadas	SET MAT/ MT Huamachuco	COES					
	3	2021-2025	HIDRANDINA	SET Salaverry Nueva 60/22,9/10 kV - 15 MVA y celdas asociadas	SET AT/MT/MT Salaverry Nueva	HIDRANDINA	10	COAT	3 797 238,40	107 461,85	578 864,91
	3	2021-2025	HIDRANDINA	LT 60 kV Salaverry Nueva - Deriv. Salaverry Nueva	Línea	HIDRANDINA					

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 (USD)	Costo de OyM (USD)	Valor máximo del CMA (USD) (*)
	12	2017-2021	ELECTROSUR	SET Moquegua Ciudad 138/23/10 kV - 25 MVA y LT 138 kV Moquegua - Moquegua Ciudad y celdas asociadas	SET MAT/ MT Moquegua Ciudad	COES	24	SIMAT	6 189 498,21	210 442,94	978 829,89
COSTO TOTAL G-I (USD)									46 760 144,23	1 571 969,09	7 376 944,42

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

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

Grupo	Área de Demanda	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto	Plazo interconexión SEIN (meses)	Código de COyM	Costo de Inversión del Proyecto (USD)	Costo de OyM (USD)	Valor máximo del CMA (USD) (*)
G-II	1	2017-2021	ENOSA	Una (01) Celda de Línea 60 kV a Loma Larga (configuración PI) en la SET Morropón	SET AT/MT Morropón	ENOSA	18	COAT	1 362 723,30	38 565,07	207 738,52
	2	2017-2021	ENSA	Banco capacitivo de 23 kV, 3 MVAR en la SET Illimo y celda de compensador conexa	SET AT/MT Illimo	ENSA	8	COMT	772 733,07	34 695,71	130 625,62
	2	2021-2025	ENSA	Implementación de dos (02) Celdas de Línea 60 kV en la SET Chiclayo Oeste	SET AT/MT/MT Chiclayo Oeste	ENSA	7	COAT	849 645,17	24 044,96	129 523,02
	2	2021-2025	ENSA	Implementación de dos (02) Celdas de Línea 60 kV en la SET Tumán	SET AT/MT/MT Tumán	ENSA	7	COAT	868 790,76	24 586,78	132 441,64
	2	2021-2025	ENSA	Implementación de dos (02) Celdas de Línea 60 kV en la SET Pomalca	SET AT/MT/MT Pomalca	ENSA	7	COAT	870 137,46	24 624,89	132 646,94

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 (USD)	Costo de OyM (USD)	Valor máximo del CMA (USD) (*)
	3	2013-2017	HIDRANDINA	Un (01) Transformador de 25 MVA de 60/23/10 kV en la SET Pacasmayo	SET AT/MT Pacasmayo	HIDRANDINA	13	COAT	1 477 300,41	41 807,60	225 205,08
	5	2017-2021	ELC	Celda de acoplamiento 138 kV y Celda de medición 138 kV en la SET Yaupi	SET MAT/AT Yaupi	COES	29	SIMAT	2 513 431,87	85 456,68	397 483,31
	3	2017-2021	HIDRANDINA	LT 60 kV Huallanca - La Pampa	Línea	HIDRANDINA	7	SIAT	2 420 323,14	84 953,34	385 421,11
	13	2021-2025	EGESUR	LT 66 kV Los Héroes - Tomasiri y celdas conexas	Línea	EGESUR	9	COAT	4 571 822,84	129 382,59	696 945,40
	2	2017-2021	ENSA	Una (01) Celda de Alimentador MT 23 kV en la SET Cayalti	SET AT/MT Cayalti	ENSA	6	COMT	276 968,36	12 435,88	46 819,75
	2	2017-2021	ENSA	Una (01) Celda de Alimentador MT 23 kV en la SET Lambayeque Sur	SET AT/MT Lambayeque Sur	ENSA	8	COMT	460 695,28	20 685,22	77 877,62
	2	2021-2025	ENSA	Una (01) Celda de Medición MT 22,9 kV y una (01) Celda de Transformador 22,9 kV en la SET Lambayeque Sur	SET AT/MT/MT Lambayeque Sur	ENSA					
COSTO TOTAL G-II (USD)									16 444 571,66	521 238,72	2 562 728,00

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

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

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

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

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.

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	4
1.1 PROCEDIMIENTO PARA LA REASIGNACIÓN DE PROYECTOS DE LOS PI MEDIANTE EL MECANISMO DE MANIFESTACIÓN DE INTERÉS.....	5
1.2 MARCO LEGAL	6
1.3 ASPECTOS REGULATORIOS.....	7
2. PROCESO DE REASIGNACIÓN DE PROYECTOS MEDIANTE EL MECANISMO DE MANIFESTACIÓN DE INTERÉS	11
2.1 ANTECEDENTES	11
2.2 ALCANCE	13
2.3 CONTENIDO	13
3. ANTEPROYECTOS DE LAS EMPRESAS Y EL COES.....	16
3.1 INFORMACIÓN DE LAS EMPRESAS Y EL COES	16
3.1.1 Proyectos mayores o iguales a 100 kV (Anteproyectos elaborados por el COES).....	17
a) Un (01) Transformador de 220/138 kV - 100 MVA a instalarse en SET Trujillo Norte y celdas de transformador conexas.....	17
b) Un (01) Transformador de 220/60/10 kV - 50 MVA a instalarse en SET Guadalupe	17
c) SET Virú Nueva 220/138/60 kV - 120 MVA y celdas asociadas	18
d) Celda de acoplamiento 138 kV y Celda de medición 138 kV en la SET Yaupi.....	20
e) SET Huamachuco 138/22,9 kV - 15 MVA y celdas asociadas y LT 138 kV Alto Chicama - Huamachuco y una (01) Celda Línea 138 kV a Huamachuco.....	21
f)SET Moquegua Ciudad 138/23/10 kV - 25MVA y LT 138 kV Moquegua - Moquegua Ciudad y celdas asociadas.....	23
g) Un (01) Transformador de 138/33 kV - 25MVA a instalarse en la SET Quencoro	24
3.1.2 Proyectos menores a 100 kV (Anteproyectos realizados por las empresas bajo el ámbito del FONAFE)	25
ENOSA.....	25
a) Una (01) Celda de Línea 60 kV a Loma Larga (configuración PI) en la SET Morropón.....	25
EGESUR	25
a) LT 66 kV Los Héroes - Tomasiri y celdas conexas.....	25
ENSA 26	
a) Banco capacitivo de 22,9 kV, 3 MVAR en la SET Illimo y celda de compensador conexas.....	26
b) Una (01) Celda de Alimentador MT 22,9 kV en la SET Cayalti.....	26
c) Una (01) Celda de Medición MT 22,9 kV y una (01) Celda de Transformador 22,9 kV y Una (01) Celda de Alimentador MT 22,9 kV, todas en la SET Lambayeque Sur.....	27
d) Implementación de dos (02) Celdas de Línea 60 kV en la SET Chiclayo Oeste	27
e) Implementación de dos (02) Celdas de Línea 60 kV en la SET Tumán....	27
f) Implementación de dos (02) Celdas de Línea 60 kV en la SET Pomalca	28
HIDRANDINA	28

a)	LT 60 kV Huallanca - La Pampa.....	28
b)	SET Salaverry Nueva 60/22,9/10 kV – 15 MVA y celdas asociadas y LT 60 kV Salaverry Nueva - Deriv. Salaverry Nueva	29
c)	SET Huaraz Sur 60/23/10 kV - 20 MVA y celdas asociadas, LT 60 kV Huaraz Oeste - Huaraz Sur, LT 60 kV Huaraz Sur - Ticapampa y Dos (02) Celdas de Línea 60 kV en SET Huaraz Oeste	31
d)	Un (01) Transformador de 25 MVA de 60/23/10 kV en la SET Pacasmayo	31
e)	Una (01) Celda Alimentador 10 kV, Una (01) Celda Alimentador 10 kV y Dos (02) Celdas Alimentador 23 kV, todas en la SET Trujillo Norte.....	32
3.2	ANÁLISIS OSINERGMIN.....	33
3.2.1	Proyectos mayores o iguales a 100 kV (Anteproyectos realizados por el COES)	33
a)	Un (01) Transformador de 220/138 kV - 100 MVA a instalarse en SET Trujillo Norte y celdas de transformador conexas.....	34
b)	Un (01) Transformador de 220/60/10 kV - 50 MVA a instalarse en SET Guadalupe	34
c)	SET Virú Nueva 220/138/60 kV - 120 MVA y celdas asociadas	35
d)	Celda de acoplamiento 138 kV y Celda de medición 138 kV en SET Yaupi.....	35
e)	SET Huamachuco 138/22,9 kV - 15 MVA y celdas asociadas y LT 138 kV Alto Chicama - Huamachuco y una (01) Celda Línea 138 kV a Huamachuco.....	36
f)	SET Moquegua Ciudad 138/23/10 kV – 25 MVA y LT 138 kV Moquegua - Moquegua Ciudad y celdas asociadas.....	36
g)	Un (01) Transformador de 138/33 kV - 25MVA a instalarse en SET Quencoro.....	37
3.2.2	Proyectos menores a 100 kV (Anteproyectos realizados por las empresas bajo el ámbito del FONAFE).....	38
ENOSA	38
a)	Una (01) Celda de Línea 60 kV a Loma Larga configuración PI) en la SET Morropón.....	38
EGESUR	39
a)	LT 66 kV Los Héroes - Tomasiri y celdas conexas.....	39
ENSA 40	
a)	Banco capacitivo de 23 kV, 3 MVAR en la SET Illimo y celda de compensador conexas.....	40
b)	Una (01) Celda de Alimentador MT 23 kV en la SET Cayalti.....	41
c)	Una (01) Celda de Medición MT 22,9 kV y una (01) Celda de Transformador 22,9 kV y Una (01) Celda de Alimentador MT 23 kV, todas en la SET Lambayeque Sur.....	41
d)	Implementación de dos (02) Celdas de Línea 60 kV en la SET Chiclayo Oeste	42
e)	Implementación de dos (02) Celdas de Línea 60 kV en la SET Tuman.....	42
f)	Implementación de dos (02) Celdas de Línea 60 kV en la SET Pomalca	43
HIDRANDINA	43
a)	LT 60 kV Huallanca – La Pampa.....	44
b)	SET Salaverry Nueva 60/22,9/10 kV – 15 MVA y celdas asociadas y LT 60 kV Salaverry Nueva - Deriv. Salaverry Nueva	45
c)	SET Huaraz Sur 60/23/10 kV - 20 MVA y celdas asociadas, LT 60 kV Huaraz Oeste - Huaraz Sur, LT 60 kV Huaraz Sur - Ticapampa y Dos (02) Celdas de Línea 60 kV en SET Huaraz Oeste	45
d)	Un (01) Transformador de 25 MVA de 60/23/10 kV en SET Pacasmayo	46
e)	Una (01) Celda Alimentador 10 kV, Una (01) Celda Alimentador 10 kV y Dos (02) Celdas Alimentador 23 kV, todas en la SET Trujillo Norte.....	47

3.2.3	Proyectos presentados que no cumplen con lo dispuesto en la definición de Anteproyecto consignado en el Reglamento de Transmisión	48
	ELECTROSUR.....	48
a)	Línea de Transmisión 33 kV Caserío Aricota - Challaguaya y Línea de Transmisión 33 kV Challaguaya - Tarata	49
	ELECTRO ORIENTE (ELOR).....	50
a)	Reforzamiento LT 60 kV Bagua Grande – Bagua Chica, 20 km.....	50
b)	Transformador de Potencia de 60/23 kV (20 MVA) en la SET Nueva Cajamarca, celda de transformación 60 kV y celda de línea 60 kV en la SET Rioja.....	51
c)	Nueva SET San Ignacio 60/23 kV - 15 MVA; incluye una (01) Celda de Línea-Transformador, una (01) Celda de Transformador conexas; dos (02) Celdas de Alimentador 23 kV y una (01) Celda de Medición 23 kV; UNA LT 60 kV, Nueva Jaén - San Ignacio, 53 km.....	51
4.	DETERMINACIÓN DE LOS VALORES MÁXIMOS DEL COSTO MEDIO ANUAL....	53
4.1	ALCANCE DEL CÁLCULO DEL CMA	53
4.2	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DEL CMA	53
5.	DETERMINACIÓN DEL PLAZO NECESARIO PARA LA INTERCONEXIÓN AL SEIN	61
5.1	PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL PLAZO NECESARIO PARA LA INTERCONEXIÓN AL SEIN.....	61
6.	ANEXOS.....	64
7.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	66
8.	REFERENCIAS	67

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 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 publicada el 11 de marzo de 2022.

En esa línea, 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 Osinergrmin para 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:

- Osinergrmin 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 Osinergrmin 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 Osinergrmin.
 - Proyectos que aseguran la confiabilidad o seguridad del SEIN.
 - Proyectos que aseguren se alcancen economías de escala.
 - Otros determinados por Osinergrmin.
- Osinergrmin 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 efectuado pagos de servidumbre eléctricas, debidamente sustentados en las minutas de los contratos correspondientes.
- Osinergrmin 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, Osinergrmin 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 11 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 Ley¹ de Concesiones Eléctricas (LCE).

Según lo señalado en el Artículo 44° de la LCE², la regulación de la transmisión será efectuada por Osinergrmin, 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 28832³, establece que las compensaciones del SST deberán ser reguladas por Osinergrmin.

Por otro lado, para la determinación de las tarifas correspondientes al SST, el Artículo 49° de la LCE, modificado por la Ley N° 28832⁴, establece que en las barras del SST el precio incluirá el correspondiente peaje de dicho sistema, el

¹ **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.

² **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.

(...)

³ **Artículo 62°.**- Las compensaciones y peajes por las redes del Sistema Secundario de Transmisión, o del Sistema de Distribución serán reguladas por OSINERG.

(...)

⁴ **Artículo 49°.**- En las barras del Sistema Secundario de Transmisión el precio incluirá el correspondiente peaje de dicho sistema.

mismo que será determinado según lo establecido en los Artículos 128° y 139° del Reglamento de la LCE⁵.

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 y el costo anual de operación y mantenimiento, en condiciones de eficiencia (en adelante, “@CI” y “COyM”, respectivamente).

Para cumplir con estos mandatos de la LCE y, considerando el principio de transparencia que rige el accionar del regulador, de acuerdo con lo

⁵ **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.
- 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 Osinermin 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 Osinermin, 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 Osinermin.
- 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, Osinermin 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.

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 (en adelante “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 Osinermin, que incluyen sus modificatorias, que tienen relación vinculante con la Norma Tarifas:

- 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.
- 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.
- Norma de Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT, aprobada con Resolución N° 164-2016-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 Osinergrmin, 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 Osinergrmin, el factor de ajuste por competencia (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 fueron reasignadas 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. Proceso de reasignación de proyectos mediante el mecanismo de manifestación de interés

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 Osinerghmin 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 Sistema Complementario de Transmisión.

Posteriormente, con fecha 20 de julio de 2021 mediante el DS-018, el MINEM, 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, Osinergmin 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 Resolución Directoral N° 040-2022-MINEM/DGE publicada el 11 de marzo de 2022, se publica 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 relación a la referida lista, se observa que el MINEM ha considerado parte de los proyectos propuestos por Osinergmin, con lo cual se ha excluido diversos proyectos del Mecanismo de Reasignación. Al respecto, tal como se ha señalado en el Informe N° 070-2022-GRT, remitido al MINEM mediante el Oficio N° 63-2022-OS-GG, advertimos que en caso estos proyectos no formen parte de la reasignación por el Mecanismo de Manifestación de Interés, consideramos se debe establecer las obligaciones para el desarrollo del proyecto por parte de las empresas bajo em ámbito del FONAFE, a fin de cumplir con la ejecución de los proyectos que soliciten, estableciendo un plazo máximo de cumplimiento.

Específicamente, se sugiere, para las situaciones de emergencia o grave deficiencia del servicio eléctrico, originadas por la demora o la no ejecución de estos proyectos excluidos de los procesos de reasignación, no se aplique el Decreto Supremo N° 044-2014-EM; es decir, se establezca que los costos totales por las medidas provisionales de emergencia a cargo de la empresa distribuidora no deban ser asumidos por los usuarios del SEIN. Esto con la finalidad de evitar se repitan solicitudes de aplicación del Decreto Supremo N° 044-2014-EM, sustentadas con la causal de falta de abastecimiento oportuno de energía en el SEIN o en los sistemas aislados, puesto que la no ejecución de proyectos de relevancia generaría que estas empresas soliciten la declaración de situación de emergencia o grave deficiencia del servicio eléctrico por falta de capacidad de producción y/o transporte y en consecuencia, generen la implementación de medidas temporales, cuyos costos son asumidos por los usuarios del SEIN. Esto amparándose en el Artículo 2° del citado Decreto que establece un mecanismo para la declaración de emergencia eléctrica.

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, luego de aprobada la lista de grupos de proyectos que serán objeto de mecanismo de manifestación de interés, dicha aprobación será mediante resolución del órgano del MINEM que se asigne para tal fin, el Osinergmin 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

Reasignar 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, o la que la sustituya. El listado de dichos proyectos ha sido aprobado mediante la Resolución Directoral N° 040-2022-MINEM/DGE, sobre la base de la propuesta de Lista de Grupos de proyectos de Osinergmin.

Al respecto, en cumplimiento de lo dispuesto en el DS-018, corresponde a Osinergmin 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 Contenido

En cumplimiento de lo dispuesto en el DS-018, el MINEM procede a emitir la Resolución Directoral N° 040-2022-MINEM/DGE, donde dispone lo siguiente:

Artículo 1.- *Aceptar las solicitudes de exclusión presentadas por las empresas titulares de los proyectos de los Planes de Inversión en Transmisión de los periodos regulatorios 2013-2017, 2017-2027 y 2021-2025 para el primer proceso de reasignación a través del mecanismo de manifestación de interés, de acuerdo a la evaluación efectuada en el Informe 0063-2022-MINEM/DGE, en el cual se establece de manera expresa y para cada solicitud que resulta razonable su exclusión, y en aquellos casos donde no se establece ello, se considera denegada la solicitud.*

Artículo 2.- *Aprobar la Lista de Grupos de Proyectos candidatos para los procesos de reasignación a través del mecanismo de manifestación de interés, que sean convocados por la Dirección General de Electricidad, una vez que se cumplan las condiciones establecidas en el Decreto Supremo 018-2021-EM. Esta Lista de Grupos de Proyectos forma parte de la presente Resolución Directoral en calidad de anexo 1.*

Artículo 3.- *Aprobar la Lista de Grupos de Proyectos que califican para ser objeto del mecanismo de manifestación de interés en el primer proceso de reasignación de proyectos, de acuerdo a lo dispuesto en el Decreto Supremo 018-2021-EM, y que la Dirección General de Electricidad debe considerar para publicar la convocatoria del mismo. Dicha Lista de Grupo de Proyectos se encuentra detallada en el anexo 2 que forma parte integrante de la presente Resolución Directoral.*

En función de lo indicado en los artículos precedentes, Osinergrmin procedió a establecer el plazo necesario para la interconexión al SEIN y los valores máximos del Costo Medio Anual, lo cuales se detallan en los Cuadros N° 2 y N° 3 del presente informe.

Para tal efecto, tal como dispone el DS-018, se ha considerado los Anteproyectos elaborados por las empresas bajo el ámbito del FONAFE y el COES alcanzados a Osinergrmin dentro del plazo establecido. En este punto es importante mencionar las siguientes particularidades ocurridas dentro de dicho plazo en relación a la información presentada por las empresas.

ELECTROCENTRO

Mediante carta N° ELCTO-GR-0054-2022, ELECTROCENTRO indica: *“mediante documento ELCTO.GR-1911-2021 mi representada presentó al MINEM la relación de proyectos a ser excluidos por tener la calificación de obras en curso y no generar competencia y/o participación de interesados, cuya relación se detalla en su anexo, el mismo que a la fecha no merecido respuesta, por lo que asumimos que, es conforme nuestra solicitud, razón por el cual no se ha procedido a elaborar con los anteproyectos indicados ”*

- En función de lo indicado en el párrafo precedente, ELECTROCENTRO a la emisión del presente informe no ha presentado ningún Anteproyecto, por lo que, no se ha establecido ningún CMA máximo ni muchos menos el plazo de interconexión al SEIN de los proyectos que ELECTROCENTRO tiene asignados.
- No obstante, a lo descrito en los párrafos anteriores, Osinergrmin mediante oficio N° 261-2022-GRT, pone de conocimiento que ELECTROCENTRO no ha solicitado la exclusión de la totalidad de los proyectos menores a 100 kV que a la fecha de la publicación del DS-018, no se encontraban en condición de Obras en Curso. En ese sentido, ELECTROCENTRO debió de presentar los Anteproyectos de los proyectos que no solicitaron su exclusión.
- En relación al proyecto Línea de Transmisión 138 kV Runatullo - Satipo y Transformador 138/60 kV de 50 MVA, debemos señalar que, el Anteproyecto correspondiente no fue presentado como parte de los Anteproyectos presentados por el COES en cumplimiento al DS-018 (proyectos con niveles de voltaje mayores o iguales a 100 kV), siendo que, mediante Carta COES/D-864-2021, dicha entidad comunicó a Osinergrmin que, en cumplimiento a la Segunda Disposición Complementaria Final del DS-018, ELECTROCENTRO remitió información al COES de un proyecto distinto (220 kV) a lo aprobado en el Plan de Inversiones para la zona de Runatullo y Satipo, razón por la cual, no tenía contemplado la elaboración de su Anteproyecto.
- Finalmente, ELECTROCENTRO no ha presentado ningún Anteproyecto para el presente proceso de reasignación.

ELECTRO PUNO

Mediante oficio N° 0027-2021-ELPU/GG, ELECTRO PUNO entre otros señala que ha venido desarrollando los siguientes proyectos:

- Creación de la LT 138 kV y subestación de transformación 138/22,9/10 kV Región Puno.
- Mejoramientos del servicio de energía eléctrica en SET Maravilla 138/22,9/10 kV-25 MVA a través de la derivación en PI de 0,5 km de LT 138 kV Juliaca – Azángaro.
- Reconversión de la LT Azángaro – Putina a 138 kV, incluye SET Pumiri.
- Nueva SET Putina 138/60/23 kV-35 MVA.

Al respecto, debemos señalar que, la información presentada por ELECTRO PUNO corresponde a proyectos con niveles de voltaje mayores o iguales a 100 kV, sobre los cuales, de acuerdo a lo establecido en el DS-018, ELECTRO PUNO no tiene facultades para la elaboración de los Anteproyectos indicados, siendo que, en estricto cumplimiento de lo establecido en el DS-018, ELECTRO PUNO debió presentar en su oportunidad dicha información al COES para que esta entidad elabore los Anteproyectos correspondientes, dentro de los plazos establecidos en el Segundo Párrafo de la Segunda Disposición Complementaria Final del DS-018.

No obstante, Osinermin con oficio N° 262-2022-GRT, hizo de conocimiento a ELECTRO PUNO, que ha incumplido con las disposiciones establecidas en el DS-018, por las razones descritas anteriormente. En ese sentido la información presentada, no fue tomada en cuenta para efectos de la aprobación del plazo necesario para la interconexión al SEIN y los valores máximos del CMA de aquellos proyectos que forman parte del proceso de reasignación de proyectos, esto en cumplimiento con lo señalado en dicho decreto.

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 la Segunda Disposición Complementaria Final del DS-018, las empresas Hidrandina S.A. (en adelante "HIDRANDINA"), Electronoroeste S.A. (en adelante "ENOSA"), Electronorte S.A. (en adelante "ENSA"), Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. (en adelante "EGESUR"), Electro Oriente S.A. (en adelante "ELOR") y ElectroSur S.A. (en adelante "ELECTROSUR"), así como el COES, presentaron para consideración de Osinerghmin, 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 3.2 de la presente sección, la información presentada por ELECTROSUR y ELOR, no cumple con el contenido mínimo de un Anteproyecto, razón por la cual, no fueron considerados para la aprobación del plazo necesario y los valores máximos del Costo Medio Anual (CMA) de los proyectos asociados a dichas empresas.

3.1 Información de las empresas y el COES

En adelante, a manera de resumen se describe la información contenida en los Anteproyectos y/o estudios definitivos, 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. 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 hará en dos grupos; mayores o iguales a 100 kV y menores a 100 kV.

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

El COES, mediante Carta N° COES/D-039-2022 de fecha 20.01.2022, presentó los Anteproyectos para los proyectos mayores o iguales a 100 kV. A continuación, se muestra un resumen de la información presentada:

a) Un (01) Transformador de 220/138 kV - 100 MVA a instalarse en SET Trujillo Norte y celdas de transformador conexas

El COES señala que, el proyecto comprende la implementación de un transformador de 220/138 kV con una potencia de 100 MVA a instalarse en la SET Trujillo Norte.

El Anteproyecto señala el siguiente alcance:

- Un autotransformador trifásico de $220\pm 10x1\%/138/10$ kV de 80-100/80-100/16-20 MVA (ONAN-ONAF), con devanado de compensación y grupo de conexión YNyn0d11.
- Una celda de transformación de 220 kV (en AIS) de manera que pueda conectarse y adaptarse al sistema de configuración doble barra.
- Una celda de transformación con dos celdas de 138 kV (en AIS) que corresponden a $2/3$ de diámetro de manera que pueda conectarse y adaptarse al sistema de configuración interruptor y medio.
- Línea subterránea en 138 kV, para conexión del autotransformador y su celda de transformación.
- Los sistemas de control, medición, protecciones, de servicios auxiliares y de comunicaciones para correcta puesta en servicio y operación de las nuevas instalaciones.

Para el presente proyecto, el COES señala como costo de inversión un presupuesto de USD 4 548 866,46. De igual forma, señala como plazo de interconexión al SEIN del proyecto, un tiempo de 720 días.

b) Un (01) Transformador de 220/60/10 kV - 50 MVA a instalarse en SET Guadalupe

El COES señala que, el proyecto comprende la implementación de un transformador de 220/60/10 kV con una potencia de 50 MVA a instalarse en la SET Guadalupe, como reemplazo del transformador T13-261 de 30 MVA existente.

El Anteproyecto señala el siguiente alcance:

- Un transformador trifásico de $220\pm 10 \times 1\%/60/10$ kV de 40-50/40-50/16-20 MVA (ONAN-ONAF), con devanado de 10 kV cargable y grupo de conexión YNyn0d11.
- Reemplazo de la conexión antigua de 10 kV entre el devanado terciario del transformador y la celda Metal Clad existente.
- Sistema de control, medición y protección, así como de señalización, registro de fallas y de comunicaciones. Las actividades que se realizarán comprenden el reemplazo de los cables de fuerza y control para lo cual se realizará la desconexión y el retiro de cables asociados al transformador que será reemplazado, así como el tendido y conexionado de los conductores de fuerza y control desde el gabinete de control del nuevo transformador hasta los nuevos tableros de control, mando, protección y medición del mencionado transformador.
- Sistema de tierra superficial para la conexión de las partes metálicas no energizadas del transformador y estructuras metálicas adicionales a la malla de tierra profunda existente de la S.E. Guadalupe.
- Las nuevas bases del transformador de potencia, muro cortafuego, ductos y canaletas.

Para el presente proyecto, el COES señala como costo de inversión un presupuesto de USD 1 819 555,28. De igual forma, señala como plazo de interconexión al SEIN del proyecto, un tiempo de 710 días.

c) SET Virú Nueva 220/138/60 kV - 120 MVA y celdas asociadas

El COES señala que, el proyecto comprende una nueva subestación denominada Virú Nueva 220/138/60 kV con una potencia de 120 MVA.

El Anteproyecto comprende la construcción del patio de 220 kV, 138 kV y 60 kV de configuración doble barra con seccionador de transferencia en 220 kV y doble barra en 138 kV y 60 kV, así como derivaciones de líneas en 220 kV y en 60 kV, que comprenderá del siguiente equipamiento:

Patio en 220 kV

- Dos (02) celdas de línea en 220 kV, la cual comprende:
 - o Una (01) celda de línea en 220 kV hacia la subestación Trujillo Norte.
 - o Una (01) celda de línea en 220 kV hacia la subestación Chimbote.
- Una (01) celda de transformación para un banco de autotransformadores 220 kV / 138 kV / 10 kV.

- Una (01) celda de acoplamiento en 220 kV.
- Instalación de un (01) banco de autotransformadores 220 kV / 138 kV / 10 kV, 96 MVA / 96 MVA / 28 MVA (ONAN), 120 MVA / 120MVA / 36 MVA (ONAF) conformado por tres unidades monofásicas más una unidad de reserva.
- Espacio para un (01) banco de autotransformadores 220 kV / 138 kV / 10 kV futuro.
- Espacio para una (01) celda de transformación futura.
- Espacio para cuatro (04) celdas de línea futuras en 220 kV.
- Sistemas complementarios: Protección, control, medición, comunicaciones, pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, obras civiles.

Patio en 138 kV

- Una (01) celda de transformación para un banco de autotransformadores 220 kV / 138 kV / 10 kV.
- Una (01) celda de transformación para un transformador de potencia 138 kV / 60 kV / 10 kV.
- Una (01) celda de acoplamiento en 138 kV.
- Instalación de un (01) transformador de potencia trifásico 138 kV / 60 kV / 10 kV, 50 MVA / 50 MVA / 12 MVA (ONAN), 60 MVA / 60 MVA / 15 MVA (ONAF) con devanado de compensación en 10 kV.
- Espacio para una (01) celda de transformación futura.
- Espacio para ocho (08) celdas de línea futuras en 138 kV.
- Sistemas complementarios: Protección, control, medición, comunicaciones, pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, obras civiles.

Patio en 60 kV

- Dos (02) celdas de línea en 60 kV, la cual comprende:
 - o Una (01) celda de línea en 60 kV hacia la subestación Huaca de Sol.
 - o Una (01) celda de línea en 60 kV hacia la subestación Viru.
- Una (01) celda de transformación para un transformador de potencia 138 kV / 60 kV / 10 kV.
- Una (01) celda de acoplamiento en 60 kV.
- Dos (02) espacios para celdas de líneas futuras.

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

Variantes LTs 220 kV y 60 kV

- El proyecto incluye las variantes de la línea de transmisión Chimbote – Trujillo L-2233 (0,14 km) y de la línea de transmisión Huaca del Sol – Virú L-6696 (0,25 km).

Para el presente proyecto, el COES señala como costo de inversión un presupuesto de USD 14 170 391,68. De igual forma, señala como plazo de interconexión al SEIN del proyecto, un tiempo de 32 meses.

d) Celda de acoplamiento 138 kV y Celda de medición 138 kV en la SET Yaupi

El COES señala en el Anteproyecto el siguiente alcance:

SE Yaupi (Statkraft Perú S.A.):

- Una Celda GIS en 138 kV con un módulo para conexión al Sistema de 138 kV de la S.E. Yaupi – STATKRAFT (al punto de salida de la Línea L-1701) y otro módulo (con seccionadores de barras, de línea y cuchillas de puesta a tierra, interruptor de potencia, transformadores de corriente, transformadores de tensión y pararrayos) para la conexión a la línea en 138 kV L-1203 Yaupi – Oxapampa.
- Cable de potencia de 138 kV, con sus respectivas terminaciones, para la conexión de la Celda GIS al Sistema de 138 kV de STATKRAFT.
- En la Sala de Control existente, Tablero de control, medición y protección para la línea L-1203 Yaupi – Oxapampa.

SE Yaupi (ELECTROCENTRO):

- Terminaciones de los cables de 138 kV para la conexión a la Línea en 138 kV L-1203.
- Reutilización del equipamiento instalado en el pórtico existente de la salida hacia Oxapampa: transformadores de tensión, trampas de onda y pararrayos.
- Obras complementarias necesarias para el sistema de protección, control y medición, el sistema de telecomunicaciones y control digital, pórticos, puestas a tierra, servicios auxiliares, obras civiles y otras que correspondan.

Para el presente proyecto, el COES señala como costo de inversión un presupuesto de USD 2 808 387,26. De igual forma, señala como plazo de interconexión al SEIN del proyecto, un tiempo de 710 días.

e) SET Huamachuco 138/22,9 kV - 15 MVA y celdas asociadas y LT 138 kV Alto Chicama - Huamachuco y una (01) Celda Línea 138 kV a Huamachuco

Para el presente caso, dado que se trata de un proyecto integral en la zona de Huamachuco, se presenta la información correspondiente a los proyectos 1) SET Huamachuco 138/22,9 kV - 15 MVA y celdas asociadas y 2) LT 138 kV Alto Chicama - Huamachuco y una (01) Celda Línea 138 kV a Huamachuco, los cuales han sido incluidos en la lista de grupos de proyectos aprobada mediante la Resolución Directoral N° 040-2022-MINEM/DGE. Cabe señalar que la información correspondiente a estos proyectos ha sido presentada por el COES en un solo Anteproyecto.

El COES señala en el Anteproyecto el siguiente alcance:

- Seccionamiento de la línea Trujillo Norte – Alto Chicama 138 kV (L-1136) a 3 km de la subestación Alto Chicama.
- Línea de transmisión Seccionamiento – Nueva Huamachuco 138 kV de 30 km.
- Subestación Nueva Huamachuco 138/22,9 kV en configuración barra sencilla.
- Transformación trifásica de 138/22,9/10 kV con capacidad de 12-15/12-15/4-5 MVA (ONAN-ONAF), con devanado de compensación en 10 kV.

Subestación Seccionamiento 138 kV

Comprende la construcción del patio de 138 kV de configuración simple barra y comprenderá del siguiente equipamiento.

- Tres (03) celdas de línea en 138 kV que comprenden:
- Una (01) celda de línea en 138 kV hacia la SE Alto Chicama.
- Una (01) celda de línea en 138 kV hacia la SE Trujillo Norte.
- Una (01) celda de línea en 138 kV hacia la SE Nueva Huamachuco.
- Espacio para una (01) celda de línea en 138 kV futura.
- Sistemas complementarios: Protección, control, medición, comunicaciones, pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, obras civiles.

Subestación Nueva Huamachuco 138 kV / 22,9 kV / 10 kV

Comprende la construcción de la subestación Nueva Huamachuco y comprenderá del siguiente equipamiento.

Subestación Nueva Huamachuco; patio 138 kV:

- Una (01) celda línea - transformador para un transformador de potencia trifásico 138 kV / 22,9 kV / 10 kV con devanado de compensación en 10 kV.
- Un (01) transformador de potencia trifásico 138 kV / 22,9 kV / 10 kV, 12 MVA / 12 MVA / 4 MVA (ONAN), 15 MVA / 15 MVA / 5 MVA (ONAF) con devanado de compensación en 10 kV.
- Espacio para formación de barra.
- Espacio para una (01) celda de transformación 138 kV / 22,9 kV / 10 kV futuro.
- Espacio para cuatro (04) celdas de línea futuras en 138 kV.
- Sistemas complementarios: Protección, control, medición, comunicaciones, pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, obras civiles.

Subestación Huamachuco; patio en 22,9 kV:

- Cuatro (04) celdas de línea en 22,9 kV, las cuales comprenden.
- Una (01) celda de línea en 22,9 kV hacia la SE Sanagoran. (línea reubicada).
- Una (01) celda de línea en 22,9 kV hacia la CIA Minera Minaspampa. (línea reubicada).
- Una (01) celda de línea en 22,9 kV hacia la SE Huamachuco localidad. (línea reubicada).
- Una (01) celda de línea en 22,9 kV hacia la SE Sarin. (línea reubicada).
- Una (01) celda de transformación en 22,9 kV.
- Una (01) celda de medición en 22,9 kV.
- Una (01) celda para SSAA en 22,9 kV.

Espacio para ocho (08) celdas en 22,9 kV futuras:

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

Para el presente proyecto, el COES señala como costo de inversión un presupuesto de USD 13 337 090,65. De igual forma, señala como plazo de interconexión al SEIN del proyecto, un tiempo de 29 meses.

f) SET Moquegua Ciudad 138/23/10 kV - 25MVA y LT 138 kV Moquegua - Moquegua Ciudad y celdas asociadas

El COES señala en el Anteproyecto el siguiente alcance:

- Ampliación de la subestación Moquegua 138 kV. Comprende la construcción de la ampliación del patio de 138 kV de configuración doble barra y considerará el siguiente equipamiento.
 - o Una (01) celda línea en 138 kV. Configuración doble barra.
- Línea de transmisión 138 kV SET Moquegua – SET Alto Zapata (SET Moquegua Ciudad) de 8 km. Simple terna, conductor AAAC de 240 mm², 01 conductor por fase y postes de acero.
- Nueva subestación Alto Zapata 138/23/10,5 kV (SET Moquegua Ciudad) con capacidad de transformación de 20-25/20-25/20-25 (ONAN- ONAF). Comprende la construcción del patio de 138 kV, 22,9 kV y 10,5 kV de configuración línea-transformador en 138 kV y barra simple en 22,9 kV y 10,5 kV, la cual considerará el siguiente equipamiento.

Patio en 138 kV:

- o Una (01) celda línea - transformador para un transformador de potencia trifásico 138 kV / 22,9 kV / 10 kV.
- o Un (01) transformador de potencia trifásico 138 kV / 22,9 kV / 10 kV, 20 MVA / 20 MVA / 20 MVA (ONAN), 25 MVA / 25 MVA / 25 MVA (ONAF).

Patio en 22,9 kV: Comprende la instalación de celdas metal clad en un nuevo edificio de celdas y comprende:

- o Dos (02) celdas metal clad de salida en 22,9 kV.
- o Una (01) celda metal clad de llegada de transformador de potencia en 22,9 kV.
- o Una (01) celda metal clad de medida en 22,9 kV.
- o Espacio para seis (06) celdas metal clad en 22,9 kV futuras.

Patio en 10,5 kV: Comprende la instalación de celdas metal clad en un nuevo edificio de celdas y comprende:

- o Una (01) celda metal clad de llegada de transformador de potencia en 10,5 kV
- o Cinco (05) celdas metal clad de salida en 10,5 kV.
- o Una (01) celda metal clad de conexión de transformador de SSAA en 10,5 kV.
- o Una (01) celda metal clad de medida en 10,5 kV.
- o Espacio para dos (02) celdas metal clad en 10,5 kV futuras.

Para el presente proyecto, el COES señala como costo de inversión un presupuesto de USD 6 189 498,21. De igual forma, señala como plazo de interconexión al SEIN del proyecto, un tiempo de 24 meses.

g) Un (01) Transformador de 138/33 kV - 25MVA a instalarse en la SET Quencoro

El COES señala en el Anteproyecto el siguiente alcance:

- Instalación en sistema doble barra en 138 kV y simple barra en 34,5 kV
- 01 celda de transformación en 138 kV a ser implementada en Sistema Híbrido del tipo Passmod o similar.
- 01 transformador de potencia trifásico 138 kV / 34,5 kV / 10,5 kV, 20 MVA / 20 MVA / 6,6 MVA (ONAN), 25 MVA / 25 MVA / 8,3 MVA (ONAF) con transformadores de corriente tipo buje.
- Sistemas complementarios: Protección, control, medición, comunicaciones, servicios auxiliares, obras civiles en 138 kV.
- El suministro en 10,5 kV termina en los bornes del transformador.
- 01 celda de transformación en 34,5 kV.
- Sistemas complementarios: Protección, control, medición, comunicaciones, servicios auxiliares, obras civiles, en 34,5kV.

Para el presente proyecto, el COES señala como costo de inversión un presupuesto de USD 3 361 686,27. De igual forma, señala como plazo de interconexión al SEIN del proyecto, un tiempo de 720 días.

Cabe mencionar que dentro de los Anteproyectos presentados por el COES también incluyó los siguientes proyectos, los mismos que fueron realizados con información remitida por sus titulares responsables de su ejecución en cumplimiento del DS-018:

- LT 138 kV Trujillo Norte – Santiago de Cao.
- LT 138 kV Porvenir – Trujillo Sur.
- LT 138 kV Quencoro – Parque Industrial y Nueva SET Parque Industrial.

Sin embargo, dichos proyectos no fueron aprobados por el MINEM dentro de la lista final de proyectos para los procesos de reasignación a través del mecanismo de manifestación de interés y tampoco dentro de la lista para ser objeto del mecanismo de manifestación de interés en el primer proceso de reasignación.

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

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

ENOSA

La empresa ENOSA, mediante Carta N° ENOSA-RP-0157-2022 recibido el 18.01.2022 presentó a Osinergmin el Anteproyecto del proyecto que se indica a continuación:

a) Una (01) Celda de Línea 60 kV a Loma Larga (configuración PI) en la SET Morropón

El proyecto comprende la implementación de una SET de derivación en 60 kV a Loma Larga, la SET de derivación de la celda estará ubicada entre las estructuras 65 y 66 de la línea de transmisión en 60 kV Chulucanas – Loma Larga.

La estructura 65 es el punto de derivación hacia la SET Loma Larga, está construida de celosía de acero y tiene una disposición vertical para la derivación de la línea de transmisión de 60 kV.

La estructura 66 es la segunda estructura desde el punto de derivación hacia la SET Loma Larga, está construida de celosía de acero y tiene una disposición en triángulo equilátero para el recorrido de la línea de transmisión de 60 kV.

Para el presente proyecto, ENOSA señala como costo de inversión un presupuesto de USD 1 293 558,09. Asimismo, el plazo de interconexión al SEIN propuesto en el Anteproyecto, es de 18 meses.

EGESUR

La empresa EGESUR, mediante Carta N° C-G-0119-2022/EGS recibida el 19.01.2022, presentó a Osinergmin el Anteproyecto del proyecto que se indica en el literal siguiente:

a) LT 66 kV Los Héroes - Tomasiri y celdas conexas

El proyecto comprende el mejoramiento de la línea de transmisión en 66 kV SET Los héroes – SET Tomasiri, ubicado en los distritos de Inclán y Alto de la Alianza de la provincia y departamento de Tacna. Dicho proyecto fue aprobado en el PI 2021-2025.

El proyecto a su vez contempla la reubicación del equipamiento de la celda de línea en 66 kV, ubicado en la SET Los Héroes a la subestación de transformación Tomasiri, a fin de su instalación como celda de línea en 66 kV para la llegada de la línea en 66 kV Aritoca 2 – Tomasiri.

Para el presente proyecto EGESUR señala como costo de inversión un presupuesto de S/ 21 420 098,26 (incluye IGV). Asimismo, el plazo de interconexión al SEIN propuesto en el Anteproyecto, es de 9 meses.

ENSA

La empresa ENSA, mediante Carta N° ENSA-GR-0071-2022 recibido el 20.01.2022, presentó a Osinergrmin los Anteproyectos de los proyectos que se indican desde el literal a) hasta el literal f) siguientes:

a) Banco capacitivo de 22,9 kV, 3 MVAR en la SET Illimo y celda de compensador conexas

El proyecto comprende la implementación de un Banco Capacitivo de 3 MVAR, 22,9 kV y una celda de compensador 22,9 kV ubicadas en SET Illimo, que comprende:

- Compensador de 3 MVAR. – 22,9 kV, con pasos de banco de condensadores de 1,5 MVAR, los cuales irán alojados en gabinetes metálicos y con el equipamiento necesario, el gabinete que alojara al banco de condensadores y al equipamiento necesario se instalarán a la intemperie.
- Celda metal-clad para interconectar la barra en media tensión del transformador de potencia de 9/9/2,6 MVA con el Compensador de 3 MVAR – 22,9 kV

Para el presente proyecto ENSA señala como costo de inversión un presupuesto de S/ 3 297 488,62 (incluye IGV). Asimismo, el plazo de interconexión al SEIN propuesto en el Anteproyecto, es de 8 meses.

b) Una (01) Celda de Alimentador MT 22,9 kV en la SET Cayalti

El proyecto comprende la implementación de una Celda de alimentador en 22,9 kV ubicada en SET Cayalti, que incluye el equipamiento electromecánico y las obras civiles.

El diseño que se aplicará para la implementación de la Celda de alimentador 22,9 kV. en la SET Cayalti, corresponde a la alternativa tecnológica convencional AIS (aislamiento en aire), con equipamiento en disposición horizontal y vertical en el patio de maniobras, debido a la configuración de la subestación y a los espacios disponibles en el patio de maniobra en el pórtico de 22,9 kV.

Para el presente proyecto ENSA señala como costo de inversión un presupuesto de S/ 707 339,17. Asimismo, el plazo de interconexión al SEIN propuesto en el Anteproyecto, es de 6 meses.

c) Una (01) Celda de Medición MT 22,9 kV y una (01) Celda de Transformador 22,9 kV y Una (01) Celda de Alimentador MT 22,9 kV, todas en la SET Lambayeque Sur

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 Medición MT 22,9 kV y una (01) Celda de Transformador 22,9 kV en la SET Lambayeque Sur y 2) Una (01) Celda de Alimentador MT 22,9 kV en la SET Lambayeque Sur, los cuales han sido incluidos en la lista de grupos de proyectos aprobada mediante la Resolución Directoral N° 040-2022-MINEM/DGE. Cabe señalar que la información correspondiente a estos proyectos ha sido presentada por el ENSA en un solo Anteproyecto.

El proyecto comprende la implementación de sistema de media tensión a nivel de 22,9 kV en la subestación para utilizar la capacidad de transformación del lado secundario del transformador de potencia. De igual forma la instalación de una celda de transformador, una celda de medición y una celda de alimentador en 22,9 kV en la sala de distribución, todas ubicadas en la SET Lambayeque Sur.

Para el presente proyecto ENSA señala como costo de inversión un presupuesto de S/ 2 092 462,26. Asimismo, el plazo de interconexión al SEIN propuesto en el Anteproyecto, es de 8 meses.

d) Implementación de dos (02) Celdas de Línea 60 kV en la SET Chiclayo Oeste

El proyecto comprende la implementación de dos celdas de línea 60 kV ubicadas en la SET Chiclayo Oeste, para reemplazar las celdas existentes de las líneas en 60 kV L-6012 y L6022, incluye retiro del equipamiento electromecánico y las obras civiles existentes.

Para el presente proyecto ENSA señala como costo de inversión un presupuesto de S/ 4 176 300,64 (incluye IGV). Asimismo, el plazo de interconexión al SEIN propuesto en el Anteproyecto, es de 7 meses.

e) Implementación de dos (02) Celdas de Línea 60 kV en la SET Tumán

El proyecto comprende la implementación de dos celdas de línea 60 kV en la SET Tumán hacia las líneas L-6052 y L-6053, que conectan a la SET Pomalca y SET Cayalti respectivamente. El proyecto contempla la instalación

del equipamiento electromecánico de las celdas de línea y sus correspondientes obras civiles.

El diseño que se aplicará para la implementación de las celdas de líneas 60 kV en la SET Tumán, corresponde a la alternativa tecnológica HIS (Equipos Híbridos Compactos), en disposición horizontal, debido a la configuración de la subestación y a los espacios disponibles que son limitados.

Asimismo, para implementar las referidas celdas de línea, se debe realizar la ampliación del pórtico 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.

Para el presente proyecto ENSA señala como costo de inversión un presupuesto de S/ 3 951 282,25 (incluye IGV). Asimismo, el plazo de interconexión al SEIN propuesto en el Anteproyecto, es de 7 meses.

f) Implementación de dos (02) Celdas de Línea 60 kV en la SET Pomalca

El proyecto comprende la implementación de dos celdas de línea 60 kV en la SET Pomalca hacia las líneas L-6051 y L-6052, que conectan a la SET Chiclayo Norte y SET Tumán respectivamente. El proyecto contempla la instalación del equipamiento electromecánico de las celdas de línea y sus correspondientes obras civiles.

El diseño que se aplicará para la implementación de las celdas de línea 60 kV en la SET Pomalca, corresponde a la alternativa tecnológica HIS (Equipos Híbridos Compactos), en disposición horizontal, debido a la configuración de la subestación y a los espacios disponibles que son limitados.

En relación al pórtico de 60 kV, este fue ampliado con motivo de la instalación de un transformador nuevo, por lo cual esta subestación puede recibir la conexión de hasta tres (03) celdas de línea 60 kV.

Para el presente proyecto ENSA señala como costo de inversión un presupuesto de S/ 3 922 504,24 (incluye IGV). Asimismo, el plazo de interconexión al SEIN propuesto en el Anteproyecto, es de 7 meses.

HIDRANDINA

La empresa HIDRANDINA, mediante Carta N° HDNA-GR-0068-2022 recibido el 20.01.2022, presentó a Osinermin los Anteproyectos de los proyectos que se indican desde el literal a) hasta el literal e) siguientes:

a) LT 60 kV Huallanca - La Pampa

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

Características principales de la línea de transmisión

- Tensión	: 66 kV
- Potencia de transmisión	: 10 MVA
- Número de ternas	: simple terna
- Número de conductores	: un conductor por fase
- Frecuencia	: 60 Hz
- Longitud Total	: 20,2 km
- Conductor Activo	: Aleación de Aluminio AAAC de 120 mm ²
- Estructuras	: Torres de celosía.
- Cable de guarda	: OPGW – 80mm ² , 24 fibras
- Cadena de Aisladores	: vidrio para suspensión y anclaje
- Puesta a Tierra	: Contrapeso con conductor de Copperweld, acero recubierto con cobre de 35 mm ² de sección.

Trazo de ruta proyectado

El trazo inicia en la dirección noreste paralelo al tramo de Línea existente E1-E22 guardando una distancia de 10 metros, en el tramo V2-V3 hay un cruce con la LT 220 kV, luego continua hasta llegar al vértice V6, a partir de este punto el trazo gira a la derecha en la dirección noroeste cruzando la LT 220 kV ubicándose entre la LT 220 kV y la LT 138 kV, en la falda de cerro, continua su recorrido y pasando el Caserío Santa Rosa se rodea la zona arqueológica Yuracmarca-Alpes hasta llegar al vértice V9, continua paralelo a la LT 220 kV hasta el vértice V11, en el tramo V11-V12 cruza nuevamente la LT 220 kV y desde el vértice V12 gira hacia la izquierda en la dirección noreste para dirigirse hacia la Pampa hasta llegar al vértice V15, hace un giro a la derecha y en el vértice V17 se empalma a la LT 60 kV existente hasta llegar a la SE. La Pampa.

Para el presente proyecto, HIDRANDINA señala como costo de inversión un presupuesto de S/ 10 826 531,38. Asimismo, señala que el plazo propuesto en el Anteproyecto es de 7 meses.

b) SET Salaverry Nueva 60/22,9/10 kV – 15 MVA y celdas asociadas y LT 60 kV Salaverry Nueva - Deriv. Salaverry Nueva

Para el presente caso, dado que se trata de un proyecto integral, se presenta la información correspondiente a los proyectos 1) SET Salaverry Nueva 60/22,9/10 kV – 15 MVA y celdas asociadas y 2) LT 60 kV Salaverry Nueva - Deriv. Salaverry Nueva, los cuales han sido incluidos en la lista de grupos de proyectos aprobada mediante la Resolución Directoral N° 040- 2022-MINEM/DGE. Cabe señalar que la información correspondiente a estos proyectos ha sido presentada por HIDRANDINA en un solo Anteproyecto.

El Anteproyecto considera que, el diseño que se aplicará para la implementación de la SET Salaverry Nueva corresponde a la alternativa tecnológica convencional AIS, debido a las condiciones físicas y ambientales de la zona de ubicación; estará conformada en una primera etapa por un transformador de potencia de $60\pm 10 \times 1.0\%/22,9/10/\text{BT}$ kV, 15/15/15/5 MVA - ONAF, con el cuarto devanado de compensación, YNyn0yn0(d), en simple barra, dos (02) celdas de línea de transmisión 60 kV, una (01) celda de salida para alimentador en 22,9 kV y una (01) celda de salida para alimentador en 10 kV, servicios auxiliares y banco de baterías.

Además, el diseño deberá prever el espacio disponible para la instalación futura de un segundo transformador de potencia de las mismas características detalladas anteriormente para el transformador inicial, con las celdas conexas de transformación, y celdas de media tensión correspondientes.

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

- Nueva SET Salaverry Nueva de 15 MVA con niveles de tensión de 66/22,9/10 kV. Se propone como la mejor solución técnica factible la instalación de un transformador de potencia de $60\pm 13 \times 1.0\%/22,9/10/\text{BT}$ kV, con potencia de 15 MVA - ONAF, con grupo de conexión YNyn0yn0(d11), siendo el cuarto devanado DELTA para efectos de compensación de los otros devanados en disposición Triangulo.
- Se requiere la implementación de dos (02) celdas de línea en 60 kV que se dirigirán a las Subestaciones Huaca del Sol y Virú.
- Se requerirá implementar una celda completa de transformación en el lado de 60 kV, que conectará la barra con el transformador de potencia.
- Se debe implementar una (01) celda del tipo “metal-clad” para la llegada del transformador de potencia del lado 22,9 kV, a prueba de arco interno.
- Se debe implementar una (01) celda del tipo “metal-clad” para la salida de un (01) alimentador en 22,9 kV, a prueba de arco interno.
- Se debe implementar una (01) celda para medición en el lado de 22,9 kV del tipo “metal-clad”.
- Se debe implementar una (01) celda del tipo “metal-clad” para la llegada del transformador de potencia del lado 10 kV.
- Se debe implementar una (01) celda del tipo “metal-clad” para la salida de un (01) alimentador en 10 kV.
- Se debe implementar una (01) celda para medición en el lado de 10 kV del tipo “metal-clad”.
- Línea de Transmisión 60 kV SET Salaverry Nueva – SET Derivación Salaverry Nueva (0,24 km). Se deberá interrumpir la LT L-6696 en la SET Salaverry Nueva, mediante la instalación de dos (02) estructuras autosoportadas, ubicadas frente a los pórticos de las respectivas celdas de línea 60 kV.

Para el presente proyecto, HIDRANDINA señala como costo de inversión un presupuesto de S/ 16 878 572,80 (incluye IGV). Asimismo, señala que el plazo propuesto en el Anteproyecto es de 10 meses.

c) SET Huaraz Sur 60/23/10 kV - 20 MVA y celdas asociadas, LT 60 kV Huaraz Oeste - Huaraz Sur, LT 60 kV Huaraz Sur - Ticapampa y Dos (02) Celdas de Línea 60 kV en SET Huaraz Oeste

Para el presente caso, dado que se trata de un proyecto integral, se presenta la información correspondiente a los proyectos 1) SET Huaraz Sur 60/23/10 kV - 20 MVA y celdas asociadas, 2) LT 60 kV Huaraz Oeste - Huaraz Sur, 3) LT 60 kV Huaraz Sur - Ticapampa y 4) Dos (02) Celdas de Línea 60 kV en SET Huaraz Oeste, los cuales han sido incluidos en la lista de grupos de proyectos aprobada mediante la Resolución Directoral N° 040- 2022-MINEM/DGE. Cabe señalar que la información correspondiente a estos proyectos ha sido presentada por HIDRANDINA en un solo Anteproyecto.

El Anteproyecto fue realizado por HIDRANDINA, donde detalla el siguiente alcance:

- Nueva SET Huaraz Sur de 20 MVA con niveles de tensión de 66/23/13,8 kV
- En la SET Huaraz Oeste se implementarán dos celdas de línea en 66 kV:
 - o Celda de Línea 66 kV en la SET Huaraz Oeste (hacia SET Huaraz Sur).
 - o Celda de línea 66 kV en la SET Huaraz Oeste (hacia SET Huaraz).

Cabe señalar que, se tiene previsto reutilizar equipos de la existente celda de línea – transformador en 66 kV a Huaraz.

- Línea de Transmisión 66 kV, SET Huaraz Oeste – SET Huaraz Sur (10,41 km)
- Línea de Transmisión 66 kV, SET Huaraz Sur – SET Ticapampa (30,97 km). La línea se conectará a la celda de línea existente en la SET Ticapampa, puesto que la línea existente Huaraz – Ticapampa se dará de baja.
- Prolongación Línea de Transmisión 66 kV (L-6686), que conecta a la CH Pariac (2,79 km).

Para el presente proyecto, HIDRANDINA señala como costo de inversión un presupuesto de S/ 33 233 914,27. Asimismo, señala que el plazo propuesto en el Anteproyecto es de 14 meses.

d) Un (01) Transformador de 25 MVA de 60/23/10 kV en la SET Pacasmayo

El Anteproyecto fue realizado por HIDRANDINA, donde detalla lo siguiente:

- La subestación Pacasmayo en 60/23/10 kV es de configuración línea – Transformador, por lo que el reforzamiento con la instalación de un (01) transformador de potencia 60/22,9/10 kV – 25/10/15 MVA seguirá con la misma configuración.
- El reforzamiento de la Subestación Pacasmayo propuesta, empleará el espacio donde actualmente se encuentra instalado un (01) transformador elevador 10/22,9 kV de potencia nominal 7/8,4 MVA dentro del patio de llaves y el mencionado elevador se reubicará temporalmente en una zona contigua al patio de llaves, liberando el área donde se construirá la nueva base para el transformador de potencia 25 MVA – 60/23/10 KV.
- El nuevo transformador de potencia 25 MVA, será implementado con equipos convencionales para instalación al exterior con características similares a los existentes. La celda 60 kV existente cuenta con un interruptor de operación tripolar, seccionador de línea, transformador de tensión de fabricación de hace 20 años. Igualmente, HDNA señala que la nueva celda línea – transformador, será implementada con equipos convencionales para instalación al exterior con características similares a los existentes.
- El transformador de potencia 25 MVA – 60/22,9/10 KV contará con un tablero de protección, en cuyo interior serán instalados los equipos de control, protección, medición, comunicación, así mismo se implementará nuevos circuitos de SSAA. La comunicación con los equipos de la sala de control de la subestación será por intermedio de las canaletas de la celda que serán interconectadas con las existentes.
- El reforzamiento de la subestación Pacasmayo, contara con los equipos necesarios para las comunicaciones, control y protección.

Para el presente proyecto, HIDRANDINA señala como costo de inversión un presupuesto de S/ 7 906 683,47 (incluye IGV). Asimismo, señala que el plazo propuesto en el Anteproyecto es de 13 meses.

e) Una (01) Celda Alimentador 10 kV, Una (01) Celda Alimentador 10 kV y Dos (02) Celdas Alimentador 23 kV, todas en la SET Trujillo Norte

Para el presente caso, solamente se presentó la información correspondiente a los proyectos 1) Una (01) Celda Alimentador 10 kV en la SET Trujillo Norte, 2) Una (01) Celda Alimentador 10 kV en la SET Trujillo Norte y 3) Una (01) Celdas Alimentador 22,9 kV en la SET Trujillo Norte, los cuales han sido incluidos en la lista de grupos de proyectos aprobada mediante la Resolución Directoral N° 040- 2022-MINEM/DGE. Cabe señalar que la información correspondiente a estos proyectos ha sido presentada por HIDRANDINA en un solo Anteproyecto.

Cabe mencionar que el proyecto aprobado en el PI comprende la implementación de dos celdas de alimentador en 10 kV y dos celdas de alimentador en 22,9 kV, todas ubicadas en SET Trujillo Norte.

Para el presente proyecto HIDRANDINA señala como costo de inversión un presupuesto de S/ 1 284 101,90 (incluye IGV); El plazo propuesto en el Anteproyecto, es de 5 meses.

3.2 Análisis Osinergrmin

Previo a detallar el análisis a los Anteproyectos recibidos, se debe 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, Osinergrmin ha validado que, con excepción de los Anteproyectos presentados por las empresas ELECTROSUR y ELOR, las empresas ENOSA, EGESUR, ENSA e HIDRANDINA y el COES, han presentado Anteproyectos cuyo alcance y contenido corresponden a los definidos en el numeral 1.1 del Reglamento de Transmisión, aprobado con Decreto Supremo N° 027-2007-EM. No obstante, se debe precisar que, la responsabilidad de la información contenida en dichos Anteproyectos recae en dichas empresas y el COES, por haber sido facultados para su elaboración.

Así, de la revisión de la información presentada tanto por el COES como por las empresas bajo el ámbito del FONAFE, se tiene lo siguiente:

3.2.1 Proyectos mayores o iguales a 100 kV (Anteproyectos realizados por el COES)

Previo a detallar el análisis realizado a los Anteproyectos presentados por el COES, precisamos que la segunda disposición complementaria final del DS-018, señala entre otros “...La elaboración de los Anteproyectos de los SCT a cargo del COES, debe de incluir cuando corresponda, 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 realizados por el COES, no se ajustan a los alcances contemplados inicialmente para los proyectos aprobados en los respectivos PI de los periodos 2013-2017, 2017-2021 y 2021-2025, en base a ello mediante oficios Osinergrmin N° 229-2022-GRT y N° 292-2022-GRT, se realizó los requerimientos para que el COES sustente los cambios realizados y en respuesta a ello el COES, remitió las cartas N° COES/D-094-2022 y N° COES/D-201-2022, donde el COES justifica los cambios realizados en los alcances descritos en sus Anteproyectos.

a) Un (01) Transformador de 220/138 kV - 100 MVA a instalarse en SET Trujillo Norte y celdas de transformador conexas

El proyecto fue aprobado en el PI 2017-2021 a cargo de la empresa HIDRANDINA; quien no ejecutó dicho proyecto.

De la revisión realizada al Anteproyecto se tuvo las siguientes observaciones:

- Se considera un componente de costos comunes asociados a la subestación, así como servicios auxiliares (SSAA) inicialmente no previstos en el Plan de Inversiones aprobado.
- En el presupuesto se considera una Línea de Transmisión subterránea en 138 kV para la conexión del autotransformador y su celda de transformación, cuyo metrado se presenta en valores y no se refleja en los planos presentados.

Al respecto, se verifica 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 se sugiere considerar este proyecto aplicable para el presente mecanismo de reasignación.

Para el presente proyecto el COES señala como costo de inversión un presupuesto de USD 3 903 104,07; en función de ello se procedió a realizar el cálculo del CMA correspondiente, el cual se detalla en el cuadro N° 2 del presente informe.

b) Un (01) Transformador de 220/60/10 kV - 50 MVA a instalarse en SET Guadalupe

El proyecto fue aprobado en el PI 2017-2021 a cargo de la empresa HIDRANDINA; quien no ejecutó dicho proyecto.

De la revisión realizada al Anteproyecto se tuvo las siguientes observaciones:

- En relación al metrado indicado en el presupuesto (960 metros de CABLE 3-2x300 mm² N2XSY - 12/20 kV), el cual se presenta en valores, este no se muestra en los planos ni en la memoria presentada. Al respecto, se requiere el sustento de dicho metrado.

Al respecto, se verifica que los alcances descritos en el Anteproyecto presentado difieren levemente del alcance aprobado en el PI 2017-2021. No obstante, el COES ha sustentado los cambios realizados, por lo que se sugiere considerar este proyecto aplicable para el mecanismo de reasignación.

Para el presente proyecto el COES señala como costo de inversión un presupuesto de USD 1 798 612,83 en función de ello se procedió a realizar el cálculo del CMA correspondiente, el cual se detalla en el cuadro N° 2 del presente informe.

c) SET Virú Nueva 220/138/60 kV - 120 MVA y celdas asociadas

El presente proyecto fue aprobado en el PI 2017-2021, cuya titularidad está a cargo de la empresa HIDRANDINA; y es un proyecto que no se encuentra con obras en curso.

De la revisión realizada al Anteproyecto, entre otros se tuvo la siguiente observación:

- Se ha modificado el alcance del PI 2017-2021, por ejemplo, se está adicionando un banco de autotransformadores y celdas asociadas, se varió las especificaciones del Transformador de 220/138/60 kV a 138/60/10 kV y otros.

Al respecto, se verifica que los alcances descritos en el Anteproyecto presentado difieren de los alcances aprobados en el PI 2017-2021, entre otros, cambio en la estructura de tensiones, bancos de transformadores con polos de reserva, inclusión de derivaciones de LTs con tramos subterráneos, previsión de espacios para un futuro Banco de Transformadores y celdas asociadas.

No obstante, el COES ha sustentado los cambios realizados, afirmando que considera criterios de planificación para la expansión de ITC y PI, por lo que, se considera que este proyecto aplica para el mecanismo de reasignación de proyectos.

Para el presente proyecto el COES señala como costo de inversión un presupuesto de USD 14 416 457,85 en función de ello se procedió a realizar el cálculo del CMA correspondiente, el cual se detalla en el cuadro N° 2 del presente informe.

d) Celda de acoplamiento 138 kV y Celda de medición 138 kV en SET Yaupi

El proyecto fue aprobado en el PI 2017-2021 a cargo de la empresa Electrocentro; quien no ejecutó dicho proyecto.

De la revisión realizada al Anteproyecto se tuvo las siguientes observaciones:

- Se ha modificado el alcance del Plan de Inversiones 2017-2021, por ejemplo, se ha cambiado a celdas tipo GIS con la motivación de falta de espacio. Por lo que se requiere sustenten las variaciones realizadas al alcance aprobado en el Plan de Inversiones 2017-2021

Al respecto, se verifica que los alcances descritos en el Anteproyecto presentado difieren de los alcances aprobados en el PI 2017-2021. No obstante, el COES ha sustentado los cambios realizados, por lo que se sugiere considerar este proyecto aplicable para el mecanismo de reasignación.

Para el presente proyecto el COES señala como costo de inversión un presupuesto de USD 2 513 431,87; en función de ello se procedió a realizar el cálculo del CMA correspondiente, el cual se detalla en el cuadro N° 2 del presente informe.

e) SET Huamachuco 138/22,9 kV - 15 MVA y celdas asociadas y LT 138 kV Alto Chicama - Huamachuco y una (01) Celda Línea 138 kV a Huamachuco

El proyecto fue aprobado en el PI 2021-2025 a cargo de la empresa HIDRANDINA; quien no ejecutó dicho proyecto.

De la revisión realizada al Anteproyecto se tuvo las siguientes observaciones:

- Se ha modificado el alcance del Plan de Inversiones 2021-2025, por ejemplo, se está considerando una subestación de seccionamiento de la línea Trujillo Norte – Alto Chicama 138 kV (L-1136) a 3 km de la SE Alto Chicama. Por lo que se requiere sustenten las variaciones realizadas al alcance aprobado en el Plan de Inversiones 2021-2025.
- En el Anteproyecto se detalla la remodelación de redes de distribución aprox. 30 km, se solicita el sustento para la inclusión de redes de distribución en el Anteproyecto.

Al respecto, se verifica que los alcances descritos en el Anteproyecto presentado difieren de los alcances aprobados en el PI 2021-2025. No obstante, el COES ha sustentado los cambios realizados, por lo que se sugiere considerar este proyecto aplicable para el mecanismo de reasignación.

Para el presente proyecto el COES señala como costo de inversión un presupuesto de USD 13 688 740,47; en función de ello se procedió a realizar el cálculo del CMA correspondiente, el cual se detalla en el cuadro N° 2 del presente informe.

f) SET Moquegua Ciudad 138/23/10 kV – 25 MVA y LT 138 kV Moquegua - Moquegua Ciudad y celdas asociadas

El proyecto fue aprobado en el PI 2017-2021 y asignado a ELECTROSUR para su implementación fue. Dicha empresa, a la fecha, no ha ejecutado el proyecto.

De la revisión realizada al Anteproyecto elaborado por el COES, se tuvo las siguientes observaciones:

- La información presentada en diversas partidas del presupuesto no tenía el detalle suficiente y se encontraba en valores, por lo cual se requirió los sustentos correspondientes.

- Se requirió describan las actividades que contienen el 9% adicional al total del costo de inversión como concepto de gerenciamiento.
- El presupuesto indicado en el archivo de cálculo era distinto al monto consignado en el informe, por lo cual, se requirió su actualización.

Al respecto, se verifica que el COES ha sustentado la información presentada en el Anteproyecto y absuelto las observaciones formuladas por Osinermin, por lo cual, se sugiere considerar este proyecto aplicable para el mecanismo de reasignación.

Para el presente proyecto el COES señala como costo de inversión un presupuesto de USD 6 189 498,21; en función de ello se procedió a realizar el cálculo del CMA correspondiente, el cual se detalla en el cuadro N° 2 del presente informe.

g) Un (01) Transformador de 138/33 kV - 25MVA a instalarse en SET Quencoro

El proyecto fue aprobado en el PI 2021-2025 para el año 2022 a cargo de la empresa ELSE; no obstante, y en cumplimiento a lo enmarcado en el DS-018 corresponde la realización de su Anteproyecto.

De la revisión realizada al Anteproyecto se tuvo las siguientes observaciones:

- Se ha modificado el alcance del Plan de Inversiones 2021-2025, por ejemplo, se está considerando un transformador de potencia de 3 devanados 138/34,5/10,5 kV de capacidad ONAF de 25 MVA, siendo el tercer devanado de menor capacidad 8,3 MVA; asimismo, se está considerando celdas de transformador para dicho transformador. En ese sentido, se requiere sustenten las variaciones realizadas al alcance aprobado en el Plan de Inversiones 2021-2025. De igual forma, se menciona que para la ejecución del proyecto se requiere de una ampliación del patio en 138kV que se ubica dentro de las instalaciones de SEDACUSCO, por lo que se requiere evidencia de las coordinaciones respectivas con SEDACUSCO para la factibilidad de este proyecto.
- Para el caso del presupuesto de los equipos Híbridos (PASS M0), se considera varios valores de sus componentes que no permite realizar el origen del valor, por lo que se requiere la fuente y trazabilidad de los valores consignados, dado que algunos valores no coinciden con los valores referenciales del código modular que se manifiesta haber tomado como referencia para el presupuesto.

Al respecto, se verifica que los alcances descritos en el Anteproyecto presentado difieren de los alcances aprobados en el PI 2021-2025, por ejemplo, considera un devanado en 10 kV para el transformador de potencia. No obstante, el COES ha sustentado los cambios realizados, por lo que se sugiere considerar este proyecto aplicable para el mecanismo de reasignación.

Para el presente proyecto el COES señala como costo de inversión un presupuesto de USD 3 372 195,86; en función de ello se procedió a realizar el cálculo del CMA máximo correspondiente, que se detalla en el cuadro N° 2 del presente informe.

Finalmente, respecto a los cronogramas de ejecución de los proyectos, principalmente se requirió que el plazo (para todos los casos) sea proyectado en meses; esto, debido a que se identificó que los plazos de ejecución de algunos proyectos estaban dados en días y de otros proyectos en meses. Al respecto, el COES uniformizó los plazos de ejecución de los proyectos a meses y en algunos casos modificó dichos plazos, tal como se muestra en la sección 5.1 del presente informe.

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

Dado que el DS-018 no contempla que las empresas bajo el ámbito del FONAFE realicen variaciones a los proyectos aprobados en los PI 2013-2017, 2017-2021 y 2021-2025. En ese sentido, Osinergrmin en sus diversas comunicaciones a dichas empresas ha requerido que los alcances descritos en los Anteproyectos presentados sean similares a los aprobados en los PI.

Para los casos de los costos de inversión que presentaron las empresas bajo el ámbito del FONAFE y cuyo costo se encuentra en soles se ha realizado la conversión en dólares con un tipo de cambio de venta de 3,834 fijado al 21.01.2022 según la SBS. El tipo de cambio corresponde a la fecha de presentación de los Anteproyectos según el DS-018.

Los proyectos menores a 100 kV corresponden a las siguientes empresas:

ENOSA

De la revisión realizada de dicha información, Osinergrmin mediante los oficios N° 87-2022-GRT y N° 226-2022-GRT, remite las observaciones al Anteproyecto presentado. La empresa ENOSA, mediante cartas N° ENOSA-RP-0233-2022 de fecha 26.01.2022 y N° ENOSA-RP-0403-2022 de fecha 11.02.2022, presentó a Osinergrmin el levantamiento de las observaciones realizadas al Anteproyecto del proyecto que se indica en el literal a) siguiente.

Asimismo, ENOSA mediante correo electrónico de fecha 22.02.2022, complementa la información presentada.

a) Una (01) Celda de Línea 60 kV a Loma Larga configuración PI) en la SET Morropón

El proyecto fue aprobado en el PI 2017-2021 a cargo de la empresa ENOSA; quien no ejecutó dicho proyecto.

De la revisión realizada al Anteproyecto se tuvo las siguientes observaciones:

- En el anteproyecto presentado con oficio N° ENOSA-RP-0157-2022, se adjunta solo un documento donde se ubica un cuadro que describe como presupuesto para la celda en SET Loma Larga la cual está en dólares. Sin embargo, en el oficio N° ENOSA-RP-0233-2022, adjunta un cuadro Excel con partidas distintas a las señaladas en su anteproyecto y con el costo en soles, muy distinto a lo presentado en el oficio N° ENOSA-RP-0157-2022.
- Se requiere los archivos en formato CAD de todos los planos presentados en su anteproyecto (trazo de ruta, ubicación, especificaciones técnicas, disposición de equipos, etc.). Cabe señalar que el Anteproyecto presentado debe contener claramente todos los aspectos considerados en el numeral 1.1 del Reglamento de Transmisión, aprobado con Decreto Supremo N° 027-2007-EM.

Al respecto, ENOSA ha realizado el levantamiento de las observaciones, por lo que se sugiere considerar este proyecto aplicable para el presente mecanismo de reasignación.

Para el presente proyecto luego de realizada la conversión a dólares se tiene un presupuesto de USD 1 362 723,30; en función de ello se procedió a realizar el cálculo del CMA correspondiente, el cual se detalla en el cuadro N° 2 del presente informe.

EGESUR

De la revisión realizada, Osinerghmin mediante los oficios N° 228-2022-GRT y N° 293-2022-GRT, remite las observaciones al Anteproyecto presentado. La empresa EGESUR, mediante N° C-G-0265-2022/EGS recibido el 15.02.2022, presentó a Osinerghmin el levantamiento de las observaciones del proyecto que se indica en el literal a) siguiente.

Finalmente, EGESUR mediante cartas N° C-G-0353-2022/EGS recibido el 04.03.2022, complementa la información presentada.

a) LT 66 kV Los Héroes - Tomasiri y celdas conexas

El proyecto fue aprobado en el PI 2021-2025, para el año 2023 a cargo de la empresa EGESUR; no obstante, y en cumplimiento a lo enmarcado en el DS-018 corresponde la realización de su Anteproyecto.

De la revisión realizada al Anteproyecto se tuvo las siguientes observaciones:

- Los archivos de cálculo en formato Excel, no están debidamente vinculados y con la información suficiente que sustente el presupuesto indicado en el Anteproyecto.
- En el Anteproyecto se está considerando costos adicionales como CIRA, EIA, gestión de servidumbre. Al respecto, teniendo en cuenta que este Anteproyecto describe la renovación de una línea de transmisión ya existente la cual se realizaría sobre la ruta ya existente,

consideramos que estos costos ya no deben ser incluidos en el presupuesto, por lo que requerimos nos remita el sustento de la inclusión de dichos costos.

- EGESUR ha incluido en su presupuesto un costo denominado reubicación de celda existente de 60 kV en SET Tomasiri y adiciona este costo al presupuesto. Este costo no se debe de incluir en el presupuesto, ya que dicha reubicación no está incluida en el alcance del PI 2021-2025. Se requiere retirar este costo y alinear el Anteproyecto con los alcances del PI 2021-2025 aprobado.
- Asimismo, en el metrado de la línea de transmisión (por ejemplo, hoja LT_60-240_PROC, fila 59 columnas AK-AM-AN-AP) existe una división que no se ajusta a lo implementado (divide entre 5 cuando debe de ser entre 3, por las 3 fases de la línea). Se requiere revisar el presupuesto y modificar en caso corresponda y/o sustentar la división realizada entre 5.

Al respecto, EGESUR ha realizado el levantamiento de las observaciones realizadas, por lo que se sugiere considerar este proyecto aplicable para el mecanismo de reasignación.

Cabe señalar que, en respuesta a las observaciones realizadas, EGESUR actualiza y en consecuencia retira la reubicación del equipamiento de una celda de línea en la SET Los Héroes, debido a que dicha celda está asociada a la línea 66 kV Tomasiri – Aricota que está asignada a la generación, según se analizó en el Informe Técnico N°353-2020 GRT que corresponde al PI 2021-2025. Por lo expuesto, para efectos del presente caso no debe considerarse dicha celda como parte del Anteproyecto.

Finalmente, para el presente proyecto luego de realizada la conversión a dólares se tiene un presupuesto de USD 4 571 822,84; en función de ello se procedió a realizar el cálculo del CMA máximo correspondiente, que se detalla en el cuadro N° 2 del presente informe.

ENSA

De la revisión realizada, Osinergmin mediante los oficios N° 233-2022-GRT y N° 295-2022-GRT, remite las observaciones a los Anteproyectos presentados. La empresa ENSA, mediante carta N° ENSA-GR-0191-2022 recibido el 15.02.2022, presentó a Osinergmin el levantamiento de las observaciones de los proyectos que se indican desde el literal a) hasta el literal f) siguientes.

Finalmente, ENSA mediante carta N° ENSA-GR-00271-2022 recibido el 04.03.2022, complementa la información presentada.

a) Banco capacitivo de 23 kV, 3 MVAR en la SET Illimo y celda de compensador conexas

El proyecto fue aprobado en el PI 2017-2021.

De la revisión realizada al Anteproyecto se tuvo la siguiente observación:

- En el presupuesto presentado se está adicionando el IGV al costo de inversión.

Al respecto, ENSA ha realizado el levantamiento de la observación realizada, por lo que se sugiere considerar este proyecto aplicable para el mecanismo de reasignación.

Para el presente proyecto luego de realizada la conversión a dólares se tiene un presupuesto de USD 772 733,07; en función de ello se procedió a realizar el cálculo del CMA correspondiente, el cual se detalla en el cuadro N° 2 del presente informe.

b) Una (01) Celda de Alimentador MT 23 kV en la SET Cayalti

El proyecto fue aprobado en el PI 2017-2021.

De la revisión realizada al Anteproyecto se tuvo la siguiente observación:

- Se requiere que los archivos de cálculo del presupuesto se encuentren debidamente vinculados y contengan el sustento y/o explicación respecto a los criterios empleados para su elaboración, por ejemplo, la forma de cálculo para la obtención de los costos de estudios, supervisión y gestión del proyecto, toda vez que los mismos se encuentran en valores. Asimismo, se requiere el sustento detallado para la inclusión del componente "Liquidación" como parte del presupuesto, así como su procedimiento de cálculo.

Al respecto, ENSA ha realizado el levantamiento de la observación realizada, por lo que se sugiere considerar este proyecto aplicable para el mecanismo de reasignación.

Para el presente proyecto luego de realizada la conversión a dólares se tiene un presupuesto de USD 276 968,36; en función de ello se procedió a realizar el cálculo del CMA correspondiente, el cual se detalla en el cuadro N° 2 del presente informe.

c) Una (01) Celda de Medición MT 22,9 kV y una (01) Celda de Transformador 22,9 kV y Una (01) Celda de Alimentador MT 23 kV, todas en la SET Lambayeque Sur

Los proyectos fueron aprobados en los PI 2017-2021 y 2021-2025.

De la revisión realizada al Anteproyecto se tuvo la siguiente observación:

- En el presupuesto presentado se está adicionando el IGV al costo de inversión.

Al respecto, ENSA ha realizado el levantamiento de la observación realizada, por lo que se sugiere considerar este proyecto aplicable para el mecanismo de reasignación.

Para el presente proyecto luego de realizada la conversión a dólares se tiene un presupuesto de USD 460 695,28; en función de ello se procedió a realizar el cálculo del CMA correspondiente, el cual se detalla en el cuadro N° 2 del presente informe.

d) Implementación de dos (02) Celdas de Línea 60 kV en la SET Chiclayo Oeste

El proyecto fue aprobado en el PI 2021-2025.

De la revisión realizada al Anteproyecto se tuvo las siguientes observaciones:

- Los archivos de cálculo del presupuesto presentados no están debidamente vinculados (se sugiere presentar un solo archivo de cálculo debidamente vinculado).
- En el presupuesto se indican aspectos como estudio ambiental y estudio de pre operatividad, sobre los cuales se requiere el sustento correspondiente, debido a que el alcance del proyecto es sobre un reemplazo de Elementos.
- En el presupuesto, en las partidas de montaje electromecánico, se vuelve a incluir dentro de los trabajos preliminares a los costos que corresponden a monitoreo arqueológico, monitoreo ambiental y otros que ya están detallados en el presupuesto integral, por lo que se estarían duplicando estos conceptos.
- El presupuesto no debe incluir el IGV, por lo que este concepto se debe retirar de los archivos de cálculo y demás documentos.

Al respecto, ENSA ha realizado el levantamiento de las observaciones realizadas, por lo que se sugiere considerar este proyecto aplicable para el mecanismo de reasignación.

Para el presente proyecto luego de realizada la conversión a dólares se tiene un presupuesto de USD 849 645,17; en función de ello se procedió a realizar el cálculo del CMA correspondiente, el cual se detalla en el cuadro N° 2 del presente informe.

e) Implementación de dos (02) Celdas de Línea 60 kV en la SET Tumán

El proyecto fue aprobado en el PI 2021-2025.

De la revisión realizada al Anteproyecto se tuvo las siguientes observaciones:

- Se requiere los archivos de cálculo del presupuesto debidamente vinculados y sustento de los criterios considerados para la elaboración del presupuesto.

- En el presupuesto se indican partidas como estudio ambiental y estudio de pre operatividad, gestión del proyecto y liquidación se requiere sustenten dichos costos y verificar que no se estén duplicando en el campo Actividades Preliminares y Complementarias, considerada en el montaje electromecánico.
- En el Anteproyecto inicial se incluyó el EPO, lo cual en el segundo envío ha sido retirado del presupuesto, pero sigue considerado en el cronograma. Se requiere concordar el cronograma con el presupuesto

Al respecto, ENSA ha realizado el levantamiento de las observaciones realizadas, por lo que se sugiere considerar este proyecto aplicable para el mecanismo de reasignación.

Para el presente proyecto luego de realizada la conversión a dólares se tiene un presupuesto de USD 868 790,76; en función de ello se procedió a realizar el cálculo del CMA correspondiente, el cual se detalla en el cuadro N° 2 del presente informe.

f) Implementación de dos (02) Celdas de Línea 60 kV en la SET Pomalca

El proyecto fue aprobado en el PI 2021-2025.

De la revisión realizada al Anteproyecto se tuvo las siguientes observaciones:

- Se requiere los archivos de cálculo del presupuesto debidamente vinculados y sustento de los criterios considerados para la elaboración del presupuesto.
- En el presupuesto se indican partidas como estudio ambiental y estudio de pre operatividad, sobre los cuales se requiere el sustento correspondiente.
- En el Anteproyecto inicial se incluyó el EPO, lo cual en el segundo envío ha sido retirado del presupuesto, pero sigue considerado en el cronograma. Se requiere concordar el cronograma con el presupuesto

Al respecto, ENSA ha realizado el levantamiento de las observaciones realizadas, por lo que se sugiere considerar este proyecto aplicable para el mecanismo de reasignación.

Para el presente proyecto luego de realizada la conversión a dólares se tiene un presupuesto de USD 870 137,46; en función de ello se procedió a realizar el cálculo del CMA correspondiente, el cual se detalla en el cuadro N° 2 del presente informe.

HIDRANDINA

De la revisión realizada de dicha información, Osinerghmin mediante los oficios N° 230-2022-GRT y N° 300-2022-GRT, remite las observaciones al Anteproyecto presentado. La empresa HIDRANDINA, mediante carta N° HDNA-GR-0201-2022 recibido el 17.02.2022, presentó a Osinerghmin el levantamiento de las observaciones de los proyectos que se indican desde el literal a) hasta el literal e) siguientes.

Finalmente, HIDRANDINA mediante carta N° HDNA-GR-0302-2022 recibida el 07.03.2022, complementa la información presentada.

a) LT 60 kV Huallanca – La Pampa

El proyecto fue aprobado en el PI 2017-2021 cuya titularidad está a cargo de la empresa HIDRANDINA y actualmente no está considerada como obra en curso.

De la revisión realizada al Anteproyecto se tuvo las siguientes observaciones:

- El Anteproyecto presentado tiene un alcance distinto a lo establecido en el PI 2017-2021; por ejemplo, considera una línea de transmisión nueva (20,21 km) y el PI 2017-2021 señala como alcance el refuerzo de una parte de la línea (19 km). En tal sentido, se requirió el sustento de la modificación del alcance del proyecto. Cabe señalar que el DS-018, no autoriza la modificación del alcance establecido en el PI para los proyectos menores a 100 kV
- En el resumen del presupuesto se incluyen montos como valores sin mayor sustento (Gestión de permisosología de servidumbre, EIA), por lo que se requiere se remita la justificación de la inclusión de dichos costos.
- Existen archivos Excel vinculados al archivo del presupuesto que no han sido presentados: “Análisis Cuantitativo del riesgo_Rev1.xls”, “Eval. Económica.xlsx” y “Resumen Ppto.xls”. Se deben presentar estos archivos puesto que están vinculados a varios valores incluidos en el presupuesto.
- En el presupuesto se incluye una base de datos de costos unitarios; sin embargo, no se indica la fuente. Se requiere indicar de dónde se obtienen dichos costos unitarios.
- En el presupuesto, en la partida de montaje electromecánico (hoja “MONT-PL”), se vuelve a incluir dentro de los trabajos preliminares a los costos que corresponden a expediente técnico, gastos de servidumbre, monitoreo arqueológico, monitoreo ambiental y otros que ya están detallados en el resumen del presupuesto, por lo que se estaría duplicando estos conceptos. Se requiere revisión del presupuesto en su integridad con la finalidad de evitar costos duplicados.
- El presupuesto no debe incluir el IGV, por lo que este concepto se debe retirar de los archivos de cálculo y demás documentos.

Al respecto, HIDRANDINA ha realizado el levantamiento de las observaciones, evidenciando que el contenido de su Anteproyecto corresponde al alcance del proyecto aprobado. Su proyecto incluye el desmontaje de la línea existente puesto que en algunos casos el trazo proyectado es paralelo y muy cercano a la faja de servidumbre existente, debido a la geografía accidentada que no permite otro trazo más distante; asimismo, se afirma que para poder realizar la construcción de la línea en los tramos que se superponen con la línea existente se debe de considerar una línea provisional (By-pass) para mantener la continuidad del servicio.

Finalmente, se sugiere considerar este proyecto aplicable para el mecanismo de reasignación.

Para el presente proyecto luego de realizada la conversión a dólares se tiene un presupuesto de USD 2 420 323,14; en función de ello se procedió a realizar el cálculo del CMA correspondiente, el cual se detalla en el cuadro N° 2 del presente informe.

b) SET Salaverry Nueva 60/22,9/10 kV – 15 MVA y celdas asociadas y LT 60 kV Salaverry Nueva - Deriv. Salaverry Nueva

El proyecto fue aprobado en el PI 2021-2025 y asignado a HIDRANDINA para su implementación. Sin embargo, a la fecha, dicha empresa no ha ejecutado dicho proyecto.

De la revisión realizada al Anteproyecto se tuvo la siguiente observación:

- En el presupuesto presentado (archivo "5.-Ppto. RESUMEN OBRAS.xlsx"), se considera una sección "Otros Costos", en el cual se incluye aspectos como terreno, estudios, permisos, supervisión, entre otros, cuyos costos se presentan en valores, sin vinculación y sin contar con el sustento y/o explicación para cada caso, con lo cual no es posible realizar la trazabilidad de los mismos. En ese sentido, se requiere el sustento de los criterios para la elaboración del presupuesto, tanto para la estructura del presupuesto presentado, así como para los porcentajes empleados para cada caso. Del mismo modo, se requiere el sustento del porcentaje empleado para Utilidades y el sustento de dicho componente.

Al respecto, HIDRANDINA ha realizado el levantamiento de la observación realizada, por lo que se sugiere considerar este proyecto aplicable para el mecanismo de reasignación.

Para el presente proyecto luego de realizada la conversión a dólares se tiene un presupuesto de USD 3 797 238,40; en función de ello se procedió a realizar el cálculo del CMA correspondiente, el cual se detalla en el cuadro N° 2 del presente informe.

c) SET Huaraz Sur 60/23/10 kV - 20 MVA y celdas asociadas, LT 60 kV Huaraz Oeste - Huaraz Sur, LT 60 kV Huaraz Sur - Ticapampa y Dos (02) Celdas de Línea 60 kV en SET Huaraz Oeste

El proyecto fue aprobado en el PI 2017-2021 cuya titularidad está a cargo de la empresa HIDRANDINA; y es un proyecto que no califica como obras en curso.

De la revisión realizada al Anteproyecto se tuvo las siguientes observaciones:

- El Anteproyecto presentado tiene un alcance distinto a lo establecido en el PI 2017-2021, por ejemplo, considera una prolongación de la línea de transmisión 66 kV que conecta la CH Pariac (2,79 km) y el PI 2017-2021 no contempla dicha prolongación. En tal sentido, se requiere el sustento de la modificación del alcance del proyecto. Cabe señalar que el DS-018, no autoriza la modificación del alcance establecido en el PI para los proyectos menores a 100 kV, por lo que la línea de 2,79 km para la conexión de la CH Pariac no debería incluirse, debido a que es una instalación que no ha sido aprobada en ningún plan vigente
- Existen archivos Excel vinculados al archivo del presupuesto de la SET Huaraz Oeste que no han sido presentados: "ACU General actuaciones Huaraz-Ticapampa.xlsx", "Ppto Huaraz O – Ticapampa V5 metrado licita.xls". Se deben presentar estos archivos puesto que están vinculados a varios valores incluidos en el presupuesto.
- Se presentaron diferentes hojas que contienen el presupuesto que no se encuentran vinculadas. Se reitera que se presenten los archivos correctamente vinculados y, adicionalmente, se presente en un solo archivo para verificar con mayor facilidad la trazabilidad.
- Los documentos deben guardar concordancia entre sí. Por ejemplo, en la Memoria Descriptiva se indican diferentes longitudes para la Prolongación de la LT de la CH Pariac. Se tiene que revisar la información, a fin de que esté concordante con lo indicado en toda la memoria, los planos y demás documentos. Asimismo, no se observa el detalle de la conexión de la LT Huaraz Sur - Ticapampa en la SET Ticapampa (ni en la memoria ni en los planos), por lo que se solicita se presente el detalle respectivo.

Es oportuno precisar que, debido al trazo de ruta de Anteproyecto de la nueva LT Huaraz Sur – Ticapampa y a la baja de la existente LT Huaraz Sur – Ticapampa (aprobada en el PI 2013-2017), resulta necesario la implementación de la citada prolongación de la LT de la CH Pariac (aprox. de 2,79 km) para que el sistema eléctrico opere como se había previsto desde el PI 2017-2021. Asimismo, se precisa que la baja de la existente LT Huaraz Sur – Ticapampa es de responsabilidad de HIDRANDINA.

En resumen, HIDRANDINA ha realizado el levantamiento de las observaciones realizadas, por lo que se sugiere considerar este proyecto aplicable para el mecanismo de reasignación.

Para el presente proyecto luego de realizada la conversión a dólares se tiene un presupuesto de USD 8 668 209,25; en función de ello se procedió a realizar el cálculo del CMA correspondiente, el cual se detalla en el cuadro N° 2 del presente informe.

d) Un (01) Transformador de 25 MVA de 60/23/10 kV en SET Pacasmayo

El proyecto fue aprobado en el PI 2013-2017 a cargo de la empresa HIDRANDINA; quien no ejecutó dicho proyecto.

De la revisión realizada al Anteproyecto se tuvo las siguientes observaciones:

- El Anteproyecto presentado tiene un alcance distinto a lo indicado en el PI 2013-2017, por ejemplo, considera una celda adicional en 60 kV, las características del transformador no son las mismas que la aprobadas en el PI 2013-2017. En tal sentido, se requiere el sustento de la modificación del alcance del proyecto. Cabe señalar que el DS-018, no autoriza la modificación del alcance establecido en el PI para los proyectos menores a 100 kV.
- En el presupuesto figura una partida como intangibles, los cuales figuran como valor y no cuentan con un sustento de dichos costos, por lo que se requiere el sustento de los criterios considerados para la elaboración del presupuesto (cálculos y otros que consideraron para la elaboración de dicho presupuesto).
- Asimismo, el Anteproyecto señala que el Transformador a instalarse en la SET Pacasmayo sea de 25/10/15 MVA, se debe señalar que, en el Plan de Inversiones 2013-2017 se aprobó un transformador de 25MVA, y que, teniendo la necesidad de normalizar los transformadores y que estas puedan ser trasladados y/o rotados (a diferentes subestaciones compatibles con el transformador) por motivos de planeamiento, se requiere que el transformador sea de 25/25/25 MVA.

Al respecto, HIDRANDINA ha realizado el levantamiento de las observaciones realizadas, habiendo, entre otros, retirado la celda adicional de 60 kV del alcance del proyecto, por lo que se sugiere considerar este proyecto aplicable para el mecanismo de reasignación.

Para el presente proyecto luego de realizada la conversión a dólares se tiene un presupuesto de USD 1 477 300,41; en función de ello se procedió a realizar el cálculo del CMA correspondiente, el cual se detalla en el cuadro N° 2 del presente informe.

e) Una (01) Celda Alimentador 10 kV, Una (01) Celda Alimentador 10 kV y Dos (02) Celdas Alimentador 23 kV, todas en la SET Trujillo Norte

Los proyectos fueron aprobados en los PI 2013-2017 y 2017-2021.

De la revisión realizada al Anteproyecto se tuvo las siguientes observaciones:

- En el Plan de Inversiones 2017-2021 se aprobaron dos celdas de alimentador en 22,9 kV, los mismos que al no haber sido retirados dentro de un proceso regulatorio, son de cumplimiento obligatorio. Así, no corresponde evaluar la necesidad de dichas celdas (conforme pretende HIDRANDINA en esta oportunidad), debiendo HIDRANDINA elaborar los Anteproyectos para ambas celdas, en cumplimiento a la dispuesto al DS-018. En ese sentido, se reitera que el Anteproyecto presentado tiene un alcance distinto a lo aprobado en el Plan de Inversiones 2017-2021, por lo cual, se requiere alinear los alcances del Anteproyecto con los alcances del Plan de Inversiones 2017-2021, adicionando la celda en 22,9 kV faltante.

- En el presupuesto presentado (archivo "6-Ppto OE.xlsx"), se considera una sección "Otros Costos", los cuales figuran como valor y no cuentan con un sustento de dichos costos (Expediente Técnico, Supervisión de Obra y Gestión del Proyecto). Por lo que se requiere el sustento de los criterios considerados para la elaboración del presupuesto (cálculos y otros que consideraron para la elaboración de dicho presupuesto).

Al respecto, HIDRANDINA ha realizado el levantamiento de las observaciones realizadas, habiendo, entre otros, incluido la celda de alimentador en 22,9 kV en el alcance del proyecto, por lo que se sugiere considerar este proyecto integral para el mecanismo de reasignación.

Para el presente proyecto luego de realizada la conversión a dólares se tiene un presupuesto de USD 352 290,32; en función de ello se procedió a realizar el cálculo del CMA correspondiente, el cual se detalla en el cuadro N° 2 del presente informe.

3.2.3 Proyectos presentados que no cumplen con lo dispuesto en la definición de Anteproyecto consignado en el Reglamento de Transmisión

Dentro de la información recibida por las empresas titulares, se encontraron proyectos que no cumplen con la definición de Anteproyecto consignada en el numeral 1.1 del Artículo 1, correspondiente al Título I del Reglamento de Transmisión⁶, aprobado con Decreto Supremo N° 027-2007-EM.

Por lo indicado, los proyectos a continuación fueron excluidos del cálculo del CMA máximo y del plazo para interconexión al SEIN.

ELECTROSUR

La empresa ELECTROSUR, mediante carta N° G-0095-2022 recibido el 24.01.2022, presentó a Osinermin el Anteproyecto del proyecto que se indica en el literal a) siguiente:

De la revisión realizada de dicha información, Osinermin mediante oficio N° 231-2022-GRT, remite las observaciones al Anteproyecto presentado.

⁶ **Anteproyecto.** - Documento que describe las características generales y alcances del proyecto, elaborado a nivel de estudio de ingeniería preliminar. Incluye entre otros: memoria descriptiva del proyecto, diagramas unifilares, especificaciones técnicas básicas, capacidad de la instalación, rutas probables y/o ubicación referencial de las instalaciones, presupuesto estimado y plazo máximo de puesta en operación comercial.

a) Línea de Transmisión 33 kV Caserío Aricota - Challaguaya y Línea de Transmisión 33 kV Challaguaya - Tarata

El proyecto fue aprobado en el PI 2021-2025 para el año 2023 a cargo de la empresa ELSE; 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 ELECTROSUR no cumplió con presentar dicha documentación dentro del plazo establecido en el marco del DS-018; debido a que la carta N° G-0095-2022 fue recibida el 24.01.2022; considerándose de esta manera como información fuera de plazo.

No obstante, y sin perjuicio de lo antes mencionado, se revisó la información presentada teniéndose las siguientes observaciones:

- En su Volumen 1 "Perfil de Proyecto LT33KV Aricota-Tarata", se describe que el proyecto pertenece al PI 2017-2021, aprobado mediante Resolución N° 104-2016-OS/CD. Al respecto, corresponde aclarar que dicho proyecto se aprobó en el PI 2021-2025. Asimismo, se observa que el documento ha sido elaborado con anterioridad a la publicación del DS-018 e incluso respecto a la aprobación del PI 2021-2025, toda vez que este tiene como fecha agosto 2020 cuando el proceso de determinación del PI 2021-2025 culminó en noviembre 2020. En tal sentido, se considera que corresponde a un documento que no ha sido elaborado necesariamente bajo los alcances establecidos en el Plan de Inversiones y debe ser actualizado.
- En su Volumen 1 "Perfil de Proyecto LT33KV Aricota-Tarata", se observa que el alcance no está acorde con lo aprobado en el PI 2021-2025, que fue por temas de antigüedad con base en información de sustento que presentó ELECTROSUR en la etapa de recursos de reconsideración. Al respecto, en el documento presentado plantea como problema y objetivo central "Insuficiente Capacidad de Transmisión para atender la creciente demanda del Sistema Eléctrico Tarata, Provincia de Tarata, Departamento de Tacna". Por lo descrito, el alcance debe de alinearse con lo aprobado en el PI 2021-2025.
- El presupuesto presentado no guarda coherencia con lo previsto en el PI 2021-2025, por lo que se requiere revisar los alcances del Anteproyecto con la finalidad de verificar que correspondan a los alcances y consideraciones previstas en dicho Plan de Inversiones.
- Finalmente, se requiere que ELECTROSUR revise y actualice la información presentada y cumpla con las formas para la elaboración de un Anteproyecto, dado que se observa que en los Informes se ha evaluado alternativas cuando no debería realizarse en esta etapa, dado que el desarrollo del Anteproyecto debe ser elaborado considerando el alcance aprobado del PI 2021-2025. Asimismo, en el informe debe indicarse los criterios empleados para la elaboración del presupuesto, los cuales deben estar sustentados.

Por lo expuesto en los párrafos anteriores, y de acuerdo a lo presentado en la información de ELECTROSUR, este no cumple con el numeral 1.1 del

Artículo 1, correspondiente al Título I del Decreto Supremo N° 027-2007-EM "Reglamento de Transmisión". Por lo que, con oficio Osinergrmin N° 231-2022-GRT, se ha solicitado a ELECTROSUR revisar dicho Reglamento y alinear su Anteproyecto con estas consideraciones con la finalidad de que sea considerado en un segundo proceso de reasignación.

Finalmente, para el presente proyecto no se ha realizado el cálculo del CMA máximo.

ELECTRO ORIENTE (ELOR)

La empresa ELECTRO ORIENTE, mediante carta N° G-30-2022 recibida el 20.01.2022, presentó a Osinergrmin el Anteproyecto de los proyectos que se indican desde el literal a) hasta el literal c) siguientes.

De la revisión realizada de dicha información, Osinergrmin mediante oficio N° 232-2022-GRT, remite las observaciones a los Anteproyectos presentados.

a) Reforzamiento LT 60 kV Bagua Grande – Bagua Chica, 20 km

El proyecto fue aprobado en el PI 2013-2017 a cargo de la empresa ELOR; quien no ejecutó dicho proyecto.

De la revisión de la documentación presentada y se tuvo las siguientes observaciones:

- El estudio que se presenta es del año 2018 y 2017, por dicho motivo debe ser actualizado.
- Presenta cronograma de construcción de obra, pero no fecha de puesto de operación comercial.
- Se ha modificado el proyecto original que solo contemplaba dos celdas en los extremos de la línea a reforzar. El proyecto alcanzado contiene dos celdas adicionales en 60 kV en Bagua Chica, una celda para la Central Muyo y otra para la Subestación Nueva Jaén.

En concordancia con lo descrito en los párrafos anteriores, y de acuerdo a lo presentado en la documentación de ELOR, este no cumple con numeral 1.1 del Artículo 1, correspondiente al Título I del Decreto Supremo N° 027-2007-EM "Reglamento de Transmisión". Por lo que se ha solicitado a ELECTRO ORIENTE a revisar dicho Reglamento y alinear su Anteproyecto con estas consideraciones con la finalidad de que sea considerado en una segunda etapa de reasignación.

Finalmente, para el presente proyecto no se ha realizado el cálculo del CMA máximo.

b) Transformador de Potencia de 60/23 kV (20 MVA) en la SET Nueva Cajamarca, celda de transformación 60 kV y celda de línea 60 kV en la SET Rioja

Los proyectos fueron aprobados en los PI 2013-2017 y 2017-2021 a cargo de la empresa ELOR; quien no ejecutó dichos proyectos.

De la revisión de la documentación presentada y se tuvo las siguientes observaciones:

- Los documentos presentados corresponden a Estudios de los años 2017 - 2018, por lo que se requirió se actualicen dichos documentos.
- Los alcances indicados en los Estudios presentados son distintos a los alcances de los PI 2013-2017 y PI 2017-2021, por lo que se requirió que los Estudios presentados se alineen con los alcances de los Planes de Inversión aprobados para cada proyecto.

En concordancia con lo descrito anteriormente, y de acuerdo a la documentación presentada por ELOR, se verifica que no se cumple con el numeral 1.1 del Artículo 1, correspondiente al Título I del Decreto Supremo N° 027-2007-EM "Reglamento de Transmisión". En ese sentido, se solicitó a ELOR a revisar dicho Reglamento y alinear su Anteproyecto con estas consideraciones con la finalidad de que sea considerado en una segunda etapa de reasignación.

Finalmente, para el presente proyecto no se ha realizado el cálculo del CMA máximo.

c) Nueva SET San Ignacio 60/23 kV - 15 MVA; incluye una (01) Celda de Línea-Transformador, una (01) Celda de Transformador conexas; dos (02) Celdas de Alimentador 23 kV y una (01) Celda de Medición 23 kV; UNA LT 60 kV, Nueva Jaén - San Ignacio, 53 km

El proyecto fue aprobado en el PI 2017-2021 a cargo de la empresa ELOR; quien no ejecutó dicho proyecto.

De la revisión de la documentación presentada y se tuvo las siguientes observaciones:

- ELOR no ha presentado Anteproyecto. Solo presenta un contrato para su elaboración, con fecha diciembre 2021 y que será culminado en 7 meses.

En concordancia con lo descrito en el párrafo anterior, y de acuerdo a lo presentado en la documentación de ELECTRO ORIENTE, este no cumple con numeral 1.1 del Artículo 1, correspondiente al Título I del Decreto Supremo N° 027-2007-EM "Reglamento de Transmisión". Por lo que se ha solicitado a ELECTRO ORIENTE a revisar dicho Reglamento y alinear su

Anteproyecto con estas consideraciones con la finalidad de que sea considerado en una segunda etapa de reasignación.

Para el presente proyecto no se ha realizado el cálculo del CMA máximo.

Por otro lado, ELECTRO ORIENTE con fecha 01.03.2022, ha presentado un oficio N° G-100-2022, esto en respuesta a las observaciones realizadas por Osinermin mediante oficio N° 232-2022-GRT. Por lo tanto, y en coherencia con los párrafos precedentes y teniendo en cuenta la fecha de entrega para dichos Anteproyectos, la revisión de dicha documentación será para un próximo proceso de reasignación. Se considera que el Anteproyecto de ELECTRO ORIENTE, no fue presentado dentro del plazo establecido en el DS-018, por lo tanto, la información presentada el 01.03.2022, deberá ser considerada, de corresponder para un siguiente proceso de reasignación. De igual forma, cabe señalar que la Resolución Directoral N° 040-2022-MINEM/DGE no incluye estos proyectos como parte del primer proceso de reasignación.

Finalmente, de la revisión realizada de todos los Anteproyectos presentados, referido al cálculo del CMA máximo se tiene lo siguiente:

- Se realizará el cálculo del CMA máximo para un total de 24 proyectos (10 que corresponden al COES y 14 que corresponden a las empresas bajo el ámbito del FONAFE).
- No se realizó el cálculo del CMA máximo para 4 proyectos (uno que corresponde a ELECTROSUR y tres que corresponden a ELOR), cabe precisar que la documentación presentada no cumple con el numeral 1.1 del Artículo 1, correspondiente al Título I del Decreto Supremo N° 027-2007-EM "Reglamento de Transmisión".

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, Osinerghmin 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, Osinerghmin 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 Osinerghmin aprueba el plazo necesario para la interconexión al SEIN y los valores máximos del CMA.

En ese sentido, y en cumplimiento de dicho decreto, Osinerghmin 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 Osinergmin, 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 los casos donde los Anteproyectos consideran su presupuesto en soles, se consideró el Tipo de Cambio de Venta (3,834) referido a la fecha máxima de entrega de los Anteproyectos (21.01.2022)

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 la Resolución Directoral N° 040-2022-MINEM/DGE, el Ministerio de Energía y Minas en su Artículo 3, aprobó la Lista de Grupos de proyectos que califican para ser objeto del presente Mecanismo de manifestación de Interés, En ese sentido, según la clasificación realizada por la Dirección General de Electricidad (DGE) del MINEM, califican como proyectos a reasignar, los que se señalan a continuación:

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

a) Grupos de Proyectos Nuevos

Grupo	Área de Demanda (AD)	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto
G-I	3	2017-2021	HIDRANDINA	LT 60 kV Huaraz Sur - Ticapampa	Línea	HIDRANDINA
	3	2017-2021	HIDRANDINA	Dos (02) Celdas de Línea 60 kV en SET Huaraz Oeste	SET MAT/AT Huaraz Oeste	HIDRANDINA
	3	2017-2021	HIDRANDINA	LT 60 kV Huaraz Oeste - Huaraz Sur	Línea	HIDRANDINA
	3	2017-2021	HIDRANDINA	SET Huaraz Sur 60/23/10 kV - 20 MVA y celdas asociadas	SET AT/MT Huaraz Sur	HIDRANDINA
	3	2017-2021	HIDRANDINA	SET Virú Nueva 220/138/60 kV - 120 MVA y celdas asociadas	SET MAT/ MAT/AT Virú Nueva	COES
	3	2021-2025	HIDRANDINA	LT 138 kV Alto Chicama - Huamachuco y una (01) Celda Línea 138 kV a Huamachuco	Línea	COES
	3	2021-2025	HIDRANDINA	SET Huamachuco 138/22,9kV - 15 MVA y celdas asociadas	SET MAT/ MT Huamachuco	COES
	3	2021-2025	HIDRANDINA	SET Salaverry Nueva 60/22,9/10 kV - 15 MVA y celdas asociadas	SET AT/MT/MT Salaverry Nueva	HIDRANDINA
	3	2021-2025	HIDRANDINA	LT 60 kV Salaverry Nueva - Deriv. Salaverry Nueva	Línea	HIDRANDINA
	12	2017-2021	ELECTROSUR	SET Moquegua Ciudad 138/23/10 kV - 25MVA y LT 138 kV Moquegua - Moquegua Ciudad y celdas asociadas	SET MAT/ MT Moquegua Ciudad	COES

b) Grupos de Reforzamientos

Grupo	Área de Demanda (AD)	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto
G-II	1	2017-2021	ENOSA	Una (01) Celda de Línea 60 kV a Loma Larga configuración PI) en la SET Morropón	SET AT/MT Morropón	ENOSA
	2	2017-2021	ENSA	Banco capacitivo de 23 kV, 3 MVAR en la SET Illimo y celda de compensador conexas	SET AT/MT Illimo	ENSA
	2	2021-2025	ENSA	Implementación de dos (02) Celdas de Línea 60 kV en la SET Chiclayo Oeste	SET AT/MT/MT Chiclayo Oeste	ENSA
	2	2021-2025	ENSA	Implementación de dos (02) Celdas de Línea 60 kV en la SET Tumán	SET AT/MT/MT Tumán	ENSA
	2	2021-2025	ENSA	Implementación de dos (02) Celdas de Línea 60 kV en la SET Pomalca	SET AT/MT/MT Pomalca	ENSA
	3	2013-2017	HIDRANDINA	Un (01) Transformador de 25 MVA de 60/23/10 kV en la SET Pacasmayo	SET AT/MT Pacasmayo	HIDRANDINA
	5	2017-2021	ELC	Celda de acoplamiento 138 kV y Celda de medición 138 kV en la SET Yaupi	SET MAT/AT Yaupi	COES
	3	2017-2021	HIDRANDINA	LT 60 kV Huallanca - La Pampa	Línea	HIDRANDINA
	13	2021-2025	EGESUR	LT 66 kV Los Héroes - Tomasiri y celdas conexas	Línea	EGESUR
	2	2017-2021	ENSA	Una (01) Celda de Alimentador MT 23 kV en la SET Cayalti	SET AT/MT Cayalti	ENSA
	2	2017-2021	ENSA	Una (01) Celda de Alimentador MT 23 kV en la SET Lambayeque Sur	SET AT/MT Lambayeque Sur	ENSA
	2	2021-2025	ENSA	Una (01) Celda de Medición MT 22,9 kV y una (01) Celda de Transformador 22,9 kV en la SET Lambayeque Sur	SET AT/MT/MT Lambayeque Sur	ENSA
G-III	3	2013-2017	HIDRANDINA	Una (01) Celda Alimentador 10 kV en la SET Trujillo Norte	SET MAT/ MT Trujillo Norte	HIDRANDINA
	3	2017-2021	HIDRANDINA	Una (01) Celda Alimentador 10 kV en la SET Trujillo Norte	SET MAT/ MT Trujillo Norte	HIDRANDINA
	3	2017-2021	HIDRANDINA	Dos (02) Celdas Alimentador 23 kV en la SET Trujillo Norte	SET MAT/ MT Trujillo Norte	HIDRANDINA
	3	2017-2021	HIDRANDINA	Un (01) Transformador de 220/138 kV - 100 MVA a instalarse en SET Trujillo Norte y celdas de transformador conexas	SET MAT/ MT Trujillo Norte	COES
	3	2017-2021	HIDRANDINA	Un (01) Transformador de 220/60 kV - 50 MVA a instalarse en SET Guadalupe	SET MAT/AT/MT Guadalupe	COES
	10	2021-2025	ELSE	Un (01) Transformador de 138/33 kV - 25 MVA a instalarse en SET Quencoro	SET MAT/ MT Quencoro	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.

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 (G-I)

Grupo	Área de Demanda	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto	Código de COyM	Costo de Inversión del Proyecto (USD)	Costo de OyM (USD)	Valor máximo del CMA (USD) (*)
G-I	3	2017-2021	HIDRANDINA	LT 60 kV Huaraz Sur - Ticapampa	Línea	HIDRANDINA	SIAT	8 668 209,25	304 254,14	1 380 357,35
	3	2017-2021	HIDRANDINA	Dos (02) Celdas de Línea 60 kV en SET Huaraz Oeste	SET MAT/AT Huaraz Oeste	HIDRANDINA				
	3	2017-2021	HIDRANDINA	LT 60 kV Huaraz Oeste - Huaraz Sur	Línea	HIDRANDINA				
	3	2017-2021	HIDRANDINA	SET Huaraz Sur 60/23/10 kV - 20 MVA y celdas asociadas	SET AT/MT Huaraz Sur	HIDRANDINA				
	3	2017-2021	HIDRANDINA	SET Virú Nueva 220/138/60 kV - 120 MVA y celdas asociadas	SET MAT/MAT/AT Virú Nueva	COES	COMAT	14 416 457,85	484 392,98	2 274 104,79
	3	2021-2025	HIDRANDINA	LT 138 kV Alto Chicama - Huamachuco y una (01) Celda Línea 138 kV a Huamachuco	Línea	COES	SIMAT	13 688 740,47	465 417,18	2 164 787,48
	3	2021-2025	HIDRANDINA	SET Huamachuco 138/23 kV - 15 MVA y celdas asociadas	SET MAT/ MT Huamachuco	COES				
	3	2021-2025	HIDRANDINA	SET Salaverry Nueva 60/22,9/10 kV - 15 MVA y celdas asociadas	SET AT/MT/MT Salaverry Nueva	HIDRANDINA	COAT	3 797 238,40	107 461,85	578 864,91
	3	2021-2025	HIDRANDINA	LT 60 kV Salaverry Nueva - Deriv. Salaverry Nueva	Línea	HIDRANDINA				

Grupo	Área de Demanda	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto	Código de COyM	Costo de Inversión del Proyecto (USD)	Costo de OyM (USD)	Valor máximo del CMA (USD) (*)
	12	2017-2021	ELECTROSUR	SET Moquegua Ciudad 138/23/10 kV - 25 MVA y LT 138 kV Moquegua - Moquegua Ciudad y celdas asociadas	SET MAT/ MT Moquegua Ciudad	COES	SIMAT	6 189 498,21	210 442,94	978 829,89
COSTO TOTAL G-I (USD)								46 760 144,23	1 571 969,09	7 376 944,42

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

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

Grupo	Área de Demanda	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto	Código de COyM	Costo de Inversión del Proyecto (USD)	Costo de OyM (USD)	Valor máximo del CMA (USD) (*)
G-II	1	2017-2021	ENOSA	Una (01) Celda de Línea 60 kV a Loma Larga (configuración PI) en la SET Morropón	SET AT/MT Morropón	ENOSA	COAT	1 362 723,30	38 565,07	207 738,52
	2	2017-2021	ENSA	Banco capacitivo de 23 kV, 3 MVAR en la SET Illimo y celda de compensador conexas	SET AT/MT Illimo	ENSA	COMT	772 733,07	34 695,71	130 625,62
	2	2021-2025	ENSA	Implementación de dos (02) Celdas de Línea 60 kV en la SET Chiclayo Oeste	SET AT/MT/MT Chiclayo Oeste	ENSA	COAT	849 645,17	24 044,96	129 523,02
	2	2021-2025	ENSA	Implementación de dos (02) Celdas de Línea 60 kV en la SET Tumán	SET AT/MT/MT Tumán	ENSA	COAT	868 790,76	24 586,78	132 441,64
	2	2021-2025	ENSA	Implementación de dos (02) Celdas de Línea 60 kV en la SET Pomalca	SET AT/MT/MT Pomalca	ENSA	COAT	870 137,46	24 624,89	132 646,94

Grupo	Área de Demanda	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto	Código de COyM	Costo de Inversión del Proyecto (USD)	Costo de OyM (USD)	Valor máximo del CMA (USD) (*)
	3	2013-2017	HIDRANDINA	Un (01) Transformador de 25 MVA de 60/23/10 kV en la SET Pacasmayo	SET AT/MT Pacasmayo	HIDRANDINA	COAT	1 477 300,41	41 807,60	225 205,08
	5	2017-2021	ELC	Celda de acoplamiento 138 kV y Celda de medición 138 kV en la SET Yaupi	SET MAT/AT Yaupi	COES	SIMAT	2 513 431,87	85 456,68	397 483,31
	3	2017-2021	HIDRANDINA	LT 60 kV Huallanca - La Pampa	Línea	HIDRANDINA	SIAT	2 420 323,14	84 953,34	385 421,11
	13	2021-2025	EGESUR	LT 66 kV Los Héroes - Tomasiri y celdas conexas	Línea	EGESUR	COAT	4 571 822,84	129 382,59	696 945,40
	2	2017-2021	ENSA	Una (01) Celda de Alimentador MT 23 kV en la SET Cayalti	SET AT/MT Cayalti	ENSA	COMT	276 968,36	12 435,88	46 819,75
	2	2017-2021	ENSA	Una (01) Celda de Alimentador MT 23 kV en la SET Lambayeque Sur	SET AT/MT Lambayeque Sur	ENSA	COMT	460 695,28	20 685,22	77 877,62
	2	2021-2025	ENSA	Una (01) Celda de Medición MT 22,9 kV y una (01) Celda de Transformador 22,9 kV en la SET Lambayeque Sur	SET AT/MT/MT Lambayeque Sur	ENSA				
COSTO TOTAL G-II (USD)								16 444 571,66	521 238,72	2 562 728,00

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

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

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

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

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 FONAFE⁷ (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 (referido a las empresas de FONAFE), se tomó como referencia el día de inicio y fin según lo expuesto en los cronogramas emitidos por las concesionarias:

⁷ 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.

$$P_m = \frac{D_f - D_i}{30}$$

Donde:

P_m: Plazo de interconexión del anteproyecto al SEIN en meses

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

D_f: 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 (G-I)

Área de Demanda (AD)	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto	Plazo de Interconexión al SEIN (meses)
3	2017-2021	HIDRANDINA	LT 60 kV Huaraz Sur - Ticapampa	Línea	HIDRANDINA	14
3	2017-2021	HIDRANDINA	Dos (02) Celdas de Línea 60 kV en SET Huaraz Oeste	SET MAT/AT Huaraz Oeste	HIDRANDINA	
3	2017-2021	HIDRANDINA	LT 60 kV Huaraz Oeste - Huaraz Sur	Línea	HIDRANDINA	
3	2017-2021	HIDRANDINA	SET Huaraz Sur 60/23/10 kV - 20 MVA y celdas asociadas	SET AT/MT Huaraz Sur	HIDRANDINA	
3	2017-2021	HIDRANDINA	SET Virú Nueva 220/138/60 kV - 120 MVA y celdas asociadas	SET MAT/ MAT/AT Virú Nueva	COES	32
3	2021-2025	HIDRANDINA	LT 138 kV Alto Chicama - Huamachuco y una (01) Celda Línea 138 kV a Huamachuco	Línea	COES	29
3	2021-2025	HIDRANDINA	SET Huamachuco 138/22,9 kV - 15 MVA y celdas asociadas	SET MAT/ MT Huamachuco	COES	
3	2021-2025	HIDRANDINA	SET Salaverry Nueva 60/22,9/10 kV - 15 MVA y celdas asociadas	SET AT/MT/MT Salaverry Nueva	HIDRANDINA	10
3	2021-2025	HIDRANDINA	LT 60 kV Salaverry Nueva - Deriv. Salaverry Nueva	Línea	HIDRANDINA	
12	2017-2021	ELECTROSUR	SET Moquegua Ciudad 138/23/10 kV - 25MVA y LT 138 kV Moquegua - Moquegua Ciudad y celdas asociadas	SET MAT/ MT Moquegua Ciudad	COES	24

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

Área de Demanda (AD)	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto	Plazo de Interconexión al SEIN (meses)
1	2017-2021	ENOSA	Una (01) Celda de Línea 60 kV a Loma Larga configuración PI) en la SET Morropón	SET AT/MT Morropón	ENOSA	18
2	2017-2021	ENSA	Banco capacitivo de 23 kV, 3 MVAR en la SET Illimo y celda de compensador conexas	SET AT/MT Illimo	ENSA	8

Área de Demanda (AD)	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto	Plazo de Interconexión al SEIN (meses)
2	2021-2025	ENSA	Implementación de dos (02) Celdas de Línea 60 kV en la SET Chiclayo Oeste	SET AT/MT/MT Chiclayo Oeste	ENSA	7
2	2021-2025	ENSA	Implementación de dos (02) Celdas de Línea 60 kV en la SET Tumán	SET AT/MT/MT Tumán	ENSA	7
2	2021-2025	ENSA	Implementación de dos (02) Celdas de Línea 60 kV en la SET Pomalca	SET AT/MT/MT Pomalca	ENSA	7
3	2013-2017	HIDRANDINA	Un (01) Transformador de 25 MVA de 60/23/10 kV en la SET Pacasmayo	SET AT/MT Pacasmayo	HIDRANDINA	13
5	2017-2021	ELC	Celda de acoplamiento 138 kV y Celda de medición 138 kV en la SET Yaupi	SET MAT/AT Yaupi	COES	29
3	2017-2021	HIDRANDINA	LT 60 kV Huallanca - La Pampa	Línea	HIDRANDINA	7
13	2021-2025	EGESUR	LT 66 kV Los Héroes - Tomasiri y celdas conexas	Línea	EGESUR	9
2	2017-2021	ENSA	Una (01) Celda de Alimentador MT 23 kV en la SET Cayalti	SET AT/MT Cayalti	ENSA	6
2	2017-2021	ENSA	Una (01) Celda de Alimentador MT 23 kV en la SET Lambayeque Sur	SET AT/MT Lambayeque Sur	ENSA	8
2	2021-2025	ENSA	Una (01) Celda de Medición MT 22,9 kV y una (01) Celda de Transformador 22,9 kV en la SET Lambayeque Sur	SET AT/MT/MT Lambayeque Sur	ENSA	

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

Área de Demanda (AD)	PI	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto	Plazo de Interconexión al SEIN (meses)
3	2013-2017	HIDRANDINA	Una (01) Celda Alimentador 10 kV en la SET Trujillo Norte	SET MAT/ MT Trujillo Norte	HIDRANDINA	5
3	2017-2021	HIDRANDINA	Una (01) Celda Alimentador 10 kV en la SET Trujillo Norte	SET MAT/ MT Trujillo Norte	HIDRANDINA	
3	2017-2021	HIDRANDINA	Dos (02) Celdas Alimentador 23 kV en la SET Trujillo Norte	SET MAT/ MT Trujillo Norte	HIDRANDINA	
3	2017-2021	HIDRANDINA	Un (01) Transformador de 220/138 kV - 100 MVA a instalarse en SET Trujillo Norte y celdas de transformador conexas	SET MAT/ MT Trujillo Norte	COES	29
3	2017-2021	HIDRANDINA	Un (01) Transformador de 220/60 kV - 50 MVA a instalarse en SET Guadalupe	SET MAT/AT/MT Guadalupe	COES	28
10	2021-2025	ELSE	Un (01) Transformador de 138/33 kV - 25MVA a instalarse en SET Quencoro	SET MAT/ MT Quencoro	COES	28

6. Anexos

A continuación, se presentan el siguiente anexo al informe:

ANEXO A Anteproyectos presentados por las empresas bajo el ámbito del FONAFE y COES

ANEXO A**Anteproyectos presentados por las empresas bajo el ámbito del FONAFE y COES**

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 21.01.2022, 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](#)

7. Conclusiones y Recomendaciones

Como resultado de la revisión realizada por Osinergmin a los Anteproyectos disponibles de los proyectos que forman parte del proceso de reasignación de proyectos de los PI mediante el mecanismo de manifestación de interés, 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 CMA de los proyectos que forman parte del proceso de reasignación de proyectos, según la lista de grupos de proyectos aprobado por el 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

8. Referencias

- [1] Anteproyectos y/o estudios definitivos elaborados por las empresas titulares y el COES, correspondiendo 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.
- [2] Resolución Directoral N° 040-2022-MINEM/DGE, que aprueba la Lista de Grupos de Proyectos que califican para el mecanismo de manifestación de interés y otras disposiciones en cumplimiento del Decreto Supremo N° 018-2021-EM y la Resolución Ministerial N° 389-2021-MINEM/DM.

Cabe señalar que estos documentos se adjuntan al presente informe como información base para la determinación del plazo necesario para la interconexión al SEIN y los valores máximos del Costo Medio Anual de aquellos proyectos que forman parte del proceso de reasignación en cumplimiento del Decreto Supremo N° 018-2021-EM.