
Informe que Sustenta la Determinación del Factor de Referencia a la Contratación

Período mayo 2025 – abril 2029

Lima, abril de 2025

Resumen Ejecutivo

El Factor de Referencia a la Contratación (FRC), conforme a lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 003-2021-EM, representa el porcentaje mínimo de contratación de transporte firme de gas natural (Capacidad Reservada Diaria), con relación a la capacidad máxima de transporte requerida para producir el 100% de su Potencia Efectiva, que deben acreditar las centrales de generación a gas natural para el mecanismo de remuneración por potencia.

En el Anexo 2 de la Resolución N° 096-2021-OS/CD se establecen los criterios y la metodología para la determinación del FRC, incluyendo la periodicidad con la que este debe fijarse, la cual es de cuatro años.

Así también, mediante la Resolución N° 096-2021-OS/CD se fijó los valores del FRC para el periodo del 01 de junio de 2021 al 30 de abril de 2025, los cuales fueron modificados posteriormente mediante la Resolución N° 184-2021-OS/CD, en atención al recurso de reconsideración interpuesto por Transportadora de Gas del Perú S.A.

Considerando los párrafos previos, corresponde fijar el FRC del período del 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029, para lo cual se utilizó los lineamientos, criterios y metodología establecidos en el Anexo 2 de la Resolución N° 096-2021-OS/CD. Para tal efecto, se ha considerado el despacho operativo esperado del SEIN, utilizando como base los archivos de la demanda y oferta, red de transmisión, combustible, hidrología, entre otros, del modelo Perseo 2.0 empleados en el proceso de Fijación de los Peajes y Compensaciones del SST del periodo del 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029, y se ha revisado y tomado en cuenta la información remitida por el COES mediante el Informe D-DO/SME-INF-023-2025.

Finalmente, se procedió a calcular el FRC con los resultados de generación y consumo de Gas Natural del despacho esperado para el periodo del 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029, obteniéndose 0,0132 para la tecnología de ciclo simple, 0,6351 para la tecnología de ciclo combinado y 0,0480 para la tecnología los motores recíprocos.

INDICE

1. Introducción	4
2. Antecedentes	5
3. Determinación del Factor de Referencia a la Contratación (FRC).....	6
3.1. Criterios.....	6
3.2. Información remitida por el COES	7
3.3. Metodología	11
3.4. Información utilizada por Osinergmin	13
3.4.1. Tecnologías identificadas	13
3.4.2. Premisas para el despacho esperado.....	14
3.5. FRC para el período mayo 2025-abril 2029.....	16
4. Conclusiones y recomendaciones	17
Anexo I	18

1. Introducción

El Decreto Supremo N° 003-2021-EM (“DS 003-2021”) que modificó el artículo 110 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM, establece que Osinergmin es el encargado de determinar el Factor de Referencia a la Contratación (“FRC”), entendido como el nivel mínimo de contratación de capacidad firme de transporte que deben acreditar las centrales de generación que utilizan gas natural para que se les reconozca el pago por potencia. En ese contexto, en la Resolución N° 096-2021-OS/CD (“Resolución 096-2021”) se establecen los criterios y la metodología para la determinación del FRC, así como la periodicidad con la que este debe fijarse, la cual es de cuatro años.

Considerando el párrafo anterior, corresponde determinar y publicar el FRC aplicable para el período del 01 de mayo de 2025 hasta el 30 de abril de 2029. La metodología aplicada se basa en los lineamientos técnicos establecidos en la normativa vigente. Ahora bien, se ha considerado un despacho operativo esperado del SEIN, calculado mediante el modelo Perseo 2.0, y los archivos utilizados en el proceso de Fijación de los Peajes y Compensaciones del SST y SCT para el periodo 2025-2029. Con base en dicho despacho, se identificó el consumo de gas natural por tipo de tecnología y se procedió al cálculo del FRC correspondiente por tecnología.

2. Antecedentes

El DS 003-2021, que modificó el artículo 110 del RLCE, se estableció que el FRC resulta un mecanismo orientado a promover el uso eficiente de la capacidad firme de transporte de gas natural contratada por las centrales de generación térmica, en el marco del reconocimiento del pago por potencia. En aplicación de dicho decreto, la Resolución 096-2021 aprobó los criterios y la metodología para la determinación del FRC, además de fijar los valores correspondientes al periodo comprendido entre junio de 2021 y abril de 2025. Posteriormente, estos valores fueron modificados mediante la Resolución N° 184-2021-OS/CD, en atención al recurso de reconsideración presentado por Transportadora de Gas del Perú S.A. ("TGP")

Para el mencionado periodo junio 2021 – abril 2025, los valores del FRC fueron establecidos en 0,1144 para la tecnología de ciclo simple, 0,6574 para la de ciclo combinado, y 0,3195 para los motores reciprocantes.

En cumplimiento de lo dispuesto en el Anexo 2 de la Resolución 096-2021, el COES publicó el 29 de noviembre de 2024, en su página web, el Informe COES/D/DO/SME-INF-NNN-2024, que contiene la información preliminar para la determinación del FRC aplicable al periodo mayo 2025 – abril 2029. Dicha publicación fue comunicada a sus integrantes mediante la Carta COES/D/DO-561-2024, otorgándoles un plazo de 15 días calendario para presentar comentarios y/o sugerencias.

Durante ese periodo, se recibieron comentarios de diversos integrantes. Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. ("EGEMSA") señaló que el retiro de líneas del sistema de transmisión podría afectar el despacho operativo esperado y, por ende, la estimación del FRC. Empresa Electricidad del Perú ("ELECTROPERÚ") se refirió a aspectos relacionados con la metodología hidrológica utilizada. Por su parte, Engie Energía Perú S.A. ("ENGIE") propuso actualizar la proyección de la demanda e incorporar proyectos de energías renovables no convencionales (RER). Asimismo, el COES acogió algunas de estas observaciones, principalmente aquellas referidas a la proyección de la demanda y a la incorporación de proyectos como CS IIIa y Expansión Intipampa.

El COES remitió a Osinergmin, el 31 de enero de 2025, mediante la Carta COES/D-069-2025, el Informe D-DO/SME-INF-023-2025. Este documento incorpora el análisis de las observaciones recibidas y sustenta la información para la determinación del FRC correspondiente al periodo mayo 2025 – abril 2029.

3. Determinación del Factor de Referencia a la Contratación (FRC)

El FRC es un indicador que refleja el uso eficiente de la Capacidad Reservada Diaria (CRD) para el conjunto de generadores que utilicen gas natural como combustible y compartan un mismo ducto de transporte.

3.1. Criterios

El cálculo del FRC se realiza considerando los criterios establecidos en la normativa vigente, en particular lo dispuesto en el DS 003-2021 y en la Resolución 096-2021, entre otros. Los principales criterios son los siguientes:

- a) El cálculo de FRC aplicará a todas las centrales o unidades de generación que corresponda, conectadas a un mismo sistema de transporte de gas natural compartido por más de un generador.
- b) El FRC es determinado para cada tipo de tecnología de aquellas unidades de generación que utilicen gas natural como combustible, esta agrupación por tecnología considera la tasa de conversión y rendimiento de las unidades térmicas. Se consideran tres tipos de tecnología: 1) Ciclo Combinado (CC); 2) Ciclo Simple (CS); y 3) Motores Reciprocantes (MR).
- c) La información fuente para la determinación del FRC es obtenida del resultado de un despacho operativo esperado de 4 años, utilizando el Modelo Perseo 2.0.
- d) Osinergmin determina el FRC cada cuatro (4) años. Esta periodicidad se estableció tomando como referencia los plazos definidos en el artículo 126 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE) para la determinación del Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) y la Tasa de Indisponibilidad Fortuita (TIF), utilizados en el cálculo del Precio Básico de Potencia; así como en el artículo 112 del mismo reglamento, referido a la fijación del Margen de Reserva Firme (MR), empleado en las valorizaciones de las transferencias de potencia. Cabe señalar que el MRFO, la TIF, el MR y, actualmente, el FRC, son componentes utilizados en el mecanismo de remuneración por potencia.

- e) El diseño y la aplicación del FRC responden a criterios técnicos definidos en el DS 003-2021 y en el Anexo 2 de la Resolución 096-2021, los cuales se vinculan al despacho operativo esperado y al respaldo requerido para el reconocimiento del pago por potencia. En ese contexto, aspectos relacionados con el comportamiento dinámico del sistema eléctrico, como la estabilidad de frecuencia y tensión, así como la obtención de determinados niveles de costos marginales, no forman parte del propósito, ni de los criterios ni de la metodología establecidos para la determinación del FRC.
- f) El FRC es publicado como mínimo 15 días calendario antes de su entrada en vigor.

3.2. Información remitida por el COES

Dentro del plazo establecido en el Anexo 2 de la Resolución 096-2021, el COES remitió a Osinermin, el 31 de enero de 2025, mediante Carta COES/D-069-2025, la información que se detalla en las Tablas del 1 al 6:

a) Resultados de las pruebas de Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación térmica que utilizan como combustible el gas natural.

Tabla 1. Resumen EPEyR de centrales térmicas a gas natural

Empresa	Central	Unidad	Potencia Efectiva (MW)	Documento de Aprobación
Orygen Perú S.A.A.	C.T. Ventanilla	CC-VENTANILLA	476,165	COES/D-877-2023
	C.T. Santa Rosa I	TG8 - SANTA ROSA II	191,196	COES/D-391-2023
	C.T. Santa Rosa I	TG7 - SANTA ROSA I	118,147	COES/D-281-2024
	C.T. Santa Rosa I	UTI5 - SANTA ROSA I	47,905	COES/D-885-2022
	C.T. Santa Rosa I	UTI6 - SANTA ROSA I	53,710	COES/D-390-2023
Termochilca S.A.C.	C.T. Olleros	CC TERMOCHILCA	297,297	COES/D-086-2024
Fenix Power Perú S.A.	C.T. Fenix	CC FENIX TG1+TG2+TV	571,959	COES/D-1175-2023
Kallpa Generación S.A.	C.T. Kallpa	CC DE KALLPA	896,274	COES/D-842-2022
	C.T. Las Flores	CC LAS FLORES	321,796	COES/D-1011-2022
Engie Energía Perú S.A.	C.T. Chilca 1	CC CHILCA 1	803,383	COES/D-1047-2022
	C.T. Chilca 2	CC CHILCA 2	110,497	COES/D-323-2024
Egesur	C.T. Independencia	Independencia G1	5,742	COES/D-976-2023
	C.T. Independencia	Independencia G2	5,773	COES/D-976-2023
	C.T. Independencia	Independencia G3	5,781	COES/D-976-2023
	C.T. Independencia	Independencia G4	5,765	COES/D-976-2023
SDF Energía	C.T. Oquendo	Oquendo G1	29,039	COES/D-966-2023

b) Identificación de las centrales y/o Unidades térmicas que poseen la misma tecnología y comparten ducto de transporte de combustible.

Tabla 2. Unidades Térmicas a gas natural agrupadas por tecnología y ducto de transporte

Empresa	Central	Unidad	Tecnología	Ducto De Transporte
Orygen Peru S.A.A.	C.T. VENTANILLA	CC-VENTANILLA	Ciclo Combinado	Ducto de Gas de Camisea
	C.T. SANTA ROSA I	TG8 - SANTA ROSA II	Ciclo Simple	
	C.T. SANTA ROSA I	TG7 - SANTA ROSA I	Ciclo Simple	
	C.T. SANTA ROSA I	UT15 - SANTA ROSA I	Ciclo Simple	
	C.T. SANTA ROSA I	UT16 - SANTA ROSA I	Ciclo Simple	
Termochilca S.A.C.	C.T. OLLEROS	CC TERMOCHILCA	Ciclo Combinado	
Fenix Power Perú	C.T. FENIX	CC FENIX TG1+TG2+TV	Ciclo Combinado	
Kallpa Generación S.A.	C.T. KALLPA	CC DE KALLPA	Ciclo Combinado	
	C.T. LAS FLORES	CC LAS FLORES	Ciclo Combinado	
Engie Energía Perú S.A.	C.T. CHILCA 1	CC CHILCA 1	Ciclo Combinado	
	C.T. CHILCA 2	CC CHILCA 2	Ciclo Combinado	
Egesur	C.T. INDEPENDENCIA	Independencia G1	Motor Reciprocante	
	C.T. INDEPENDENCIA	Independencia G2	Motor Reciprocante	
	C.T. INDEPENDENCIA	Independencia G3	Motor Reciprocante	
	C.T. INDEPENDENCIA	Independencia G4	Motor Reciprocante	
SDF Energía	C.T. OQUENDO	Oquendo G1	Ciclo Simple	

c) Propuesta de despacho operativo esperado del SEIN para el periodo que corresponde determinar el FRC, teniendo como referencia los criterios utilizados para determinar el caso base del Estudio de Verificación del Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema al que se refiere la Resolución Ministerial N° 111-2011-MEM/DM, detallando la proyección de la demanda, oferta de generación y principales obras en el sistema de transmisión, y otros que considere el COES.

Al respecto, el COES remitió el análisis correspondiente a un caso base y un caso de sensibilidad ante una mayor oferta de generación, cuyos resultados se resumen a continuación

Caso base

Según lo indicado en su informe, el COES utiliza el modelo Perseo 2.0, tomando como base la información de la Fijación de Tarifas en Barra correspondiente al periodo mayo 2024 – abril 2025 (FITA2024), extendida hasta el año 2029. Además, señala que considera información hidrológica de los años 1965 al 2022 y una actualización del Programa de Obras de Generación y Transmisión con datos al 31 de diciembre de 2024. El estudio indica que considera los mantenimientos programados en la FITA2024 hasta el año 2026, los cuales se extienden hasta el 2029 para evitar coincidencias entre centrales de mayor capacidad. Asimismo, el informe señala que se asume que no existen restricciones en la capacidad del ducto de transporte de gas natural proveniente de Camisea. En relación con la disponibilidad de combustible, el informe indica que solo se asigna gas natural a la unidad TG6 de la CT Malacas, mientras que la unidad TGN4 se considera en mantenimiento durante todo el periodo de análisis y la unidad TG5 (Reserva Fría) opera únicamente con diésel. También se precisa que se asigna disponibilidad de gas natural únicamente a una unidad de la CT Aguaytía.

En cuanto a la generación eólica, el informe indica que se utiliza como referencia el promedio mensual de producción registrado en los últimos tres años de operación. Asimismo, indica que se establece que las magnitudes de reserva de generación para RPF y RSF aprobadas para el año 2024 se mantienen constantes a lo largo del periodo evaluado. El estudio también señala que no se aplica el descuento por RPF a las centrales térmicas de Ventanilla, Chilca y Kallpa, dado que dichas centrales prestan este servicio mediante sistemas de almacenamiento con baterías (BESS). Respecto a los precios de combustible, se precisa que se utiliza la información contenida en la FITA2024, la cual se mantiene constante durante todo el horizonte de evaluación. Finalmente, el COES indica que el estudio considera el límite de transferencia Centro – Sur, en coherencia con el enfoque adoptado en la FITA 2024.

Como proyección de la demanda, el COES remite lo indicado en la Tabla 3.

Tabla 3. Proyección de la demanda de energía

Año ⁽¹⁾	Proyección de Demanda 2024-2029 ⁽²⁾⁽³⁾	
	GWh	%
2023	58 393	
2024	60 024	2,8%
2025	62 399	4,0%
2026	64 802	3,9%
2027	66 884	3,2%
2028	69 186	3,4%
2029	71 384	3,2%
% Crecimiento Promedio 2024-2029	3,5%	

(1) Demanda a nivel de generación (Año Base: 2023)

(2) Años 2024-2026 sustentadas en el Programa de mediano plazo enero 2025.

(3) Años 2027-2029 equivalente a las TC del ID 2027-2036 (en elaboración).

Como plan de obras de generación, el COES remite lo indicado en la Tabla 4:

Tabla 4. Proyección de la demanda de energía

Fecha	Proyecto	Tecnología	Empresa	MW	Notas
Ene-2025	CH Centauro - Etapa I	Hidroeléctrica	CORPORACION MINERA DEL PERU S.A.	12,5	(1)
Ago-2025	CH San Gabán III	Hidroeléctrica	HYDRO GLOBAL PERU S.A.C.	209,3	(1)
Ene-2026	CH Anashironi	Hidroeléctrica- RER	VARI ENERGIA S.A.C.	20,0	(1)
Ene-2026	CS San Martín Solar	Solar	JOYA SOLAR S.A. SOLARPACK PERU S.A.C.	252,4	(1)
Ene-26	CS Sunny	Solar	KALLPA GENERACIÓN S.A.	204,0	(2)
Mar-2026	CS Intipampa Expansión	Solar	ENGIE ENERGÍA PERÚ	51,7	(4)
Jul-2027	CS IIIa	Solar	ENERGIA RENOVABLE LA JOYA S.A.	385,0	(4)
Jul-2027	CH Centauro - Etapa II	Hidroeléctrica	CORPORACION MINERA DEL PERU S.A.	12,5	(3)
Ene-2028	CE Caravelí	Eólica	IBEREOICA CARAVELI SAC	220,0	(4)

Notas:

- (1) Fecha de ingreso estimada según información de la Unidad de Supervisión de Inversión en Electricidad (USIE) de OSINERGHMIN. Publicación de setiembre de 2024.
- (2) Fecha de ingreso estimada según información recibida para el Informe de Diagnóstico 2027-2036.
- (3) Fecha de ingreso estimada, tomando en cuenta el plazo establecido en la Resolución Ministerial N° 300-2016- EM/DM, a partir de la puesta en servicio estimada de Centauro Etapa I
- (4) Fecha de ingreso estimada, considerando que tiene EPO aprobado

Como plan de obras de transmisión, el COES remite lo indicado en la Tabla 5.

Tabla 5. Programa de obras de transmisión

Fecha	Proyecto
Ene-2025	Nueva SE Alipio Rosales (Nueva Tumbes) de 220 kV
Feb-2025	LT 220 kV Chilca REP – Independencia (Tercer Circuito)
Mar-2025	Nueva SE Miguel Grau (Piura Nueva)
Jun-2025	SE Montalvo Segundo Transformador
Jun-2025	SE Poroma Segundo Transformador
Mar-2026	LT 220 kV Reque – Nueva Carhuaquero
Mar-2026	SE La Planicie Segundo Transformador
May-2026	LT 220 kV Tingo María – Chaglla
Jul-2026	Nueva SE Huarmey
Nov-2026	LT 220 kV Leoncio Prado – Aguaytía (Nueva Tingo María – Aguaytía)
May-2027	SE Chilca CTM Tercer Transformador
Jul-2027	LT 220 kV Ica – Derivación – Poroma (Segundo Circuito)
Set-2027	LT 220 kV Cáclic – Jaén Norte
Oct-2027	LT 500 kV San José – Yarabamba
Ene-2028	LT 220 kV Suriray – Onocora – Tintaya
Ene-2028	LT 220 kV Planicie – Industriales (Tercer Circuito)
Mar-2028	LT 220 kV Yaros – Yungas (Nueva Huánuco – Yungas)
Mar-2028	LT 138 kV Yaros – Amarilis (Nueva Huánuco – Amarilis)
Mar-2028	LT 500 kV Campas – Yaros (Nueva Yanango – Nueva Huánuco)
Mar-2028	Seccionamiento de la LT 220 kV Chaglla – Paragsha y enlace con la SE Yaros
Mar-2028	Seccionamiento de la LT 220 kV Tingo María – Vizcarra y enlace con la SE Yaros
Mar-2028	LT 220 kV Belaunde Terry – Tarapoto Norte
Jul-2028	Repotenciación de la LT 220 kV Huanza – Carabayllo
Jul-2028	Repotenciación de la LT 500 kV Carabayllo – Chimbote
Jul-2028	Repotenciación de la LT 500 kV Chimbote – Trujillo
Jul-2028	LT 220 kV Cajamarca – Cáclic
Feb-2029	LT 220 kV Carapongo – Cajamarquilla (Tercer Circuito)

Adicionalmente, el COES señala que, dentro del caso base, ha realizado dos estimaciones de la producción esperada; la primera se basa en el promedio de resultados de todas las series hidrológicas, mientras que la segunda utiliza el promedio correspondiente a los escenarios comprendidos entre las probabilidades de excedencia P70 y P98.

Caso de sensibilidad ante una mayor oferta de generación

El COES indica que, debido a los cortos plazos de desarrollo de los proyectos de generación con ERNC, existe la posibilidad de que estas centrales ingresen al sistema durante el horizonte de evaluación, aun cuando no hayan sido consideradas en el caso base por no contar con un alto grado de certidumbre. Por ello, en el caso de sensibilidad se incluyen, a partir del año 2027, proyectos que, según el COES, presentan una razonable probabilidad de entrar en operación comercial, en la medida en que cuentan

con estudios de preoperatividad en curso y avances en permisos, aprobaciones y licencias

En relación a los proyectos RER adicionales considerados en el caso de sensibilidad, el COES remite lo indicado en la Tabla 6.

Tabla 6. Programa de obras de generación

Fecha	Proyecto	Tecnología	MW
Ene-2027	CS Poroma 1	Solar	100
Ene-2027	CS Moquegua 1	Solar	150
Ene-2027	CS San Jose 1	Solar	100
Ene-2028	CE Marcona 6	Eólico	150
Ene-2028	CE NINA 2	Eólico	250
Ene-2028	CE Marcona 1	Eólico	100
Ene-2028	CE Marcona 3	Eólico	300
Ene-2028	CE NINA 1	Eólico	100
Ene-2029	CE Felam 1	Eólico	200
Ene-2029	CE Marcona 2	Eólico	300
Ene-2029	CE Marcona 4	Eólico	150

- d) Elaborar un Informe de sustento de los literales a), b) y c) anteriores, el cual será publicado en su página web hasta antes del 30 de noviembre al año previo que corresponde determinar el FRC, a fin de que sus Integrantes remitan sus comentarios y/o sugerencias en un plazo no mayor a 15 días calendario.**

El COES publicó en su página web el informe COES/D/DO/SME-INF-NNN-2024 de fecha 29 de noviembre de 2024.

- e) Remitir a Osinerghmin el Informe al que se refiere el literal anterior considerando el análisis de los comentarios y/o sugerencias recibidas.**

El COES remitió a Osinerghmin, el 31 de enero de 2025, mediante la Carta COES/D-069-2025, el Informe D-DO/SME-INF-023-2025, en el cual se sustenta la información correspondiente a los literales a), b) y c) del numeral 2 del Anexo 2, así como el análisis de los comentarios y sugerencias recibidos por parte de los Integrantes respecto al informe preliminar.

3.3. Metodología

A continuación, se detalla la metodología utilizada para el cálculo del FRC, en concordancia con lo establecido en la normativa vigente.

- a) Establecer el período de vigencia del FRC.
- b) Efectuar un despacho operativo esperado del SEIN para el periodo definido en el literal a) anterior, utilizando el Modelo Perseo 2.0. Este despacho esperado debe considerar las condiciones que mejor reflejen el comportamiento futuro del despacho.

- c) Identificar por tecnología las unidades térmicas cuyo consumo de combustible sea de gas natural y compartan el mismo ducto. (Para todos los cálculos del FRC, sólo se consideran las unidades identificadas en este literal). Ver Tabla 7.

Tabla 7. Identificación por tecnología de las unidades térmicas

Tecnología		
Ciclo Combinado	Ciclo Simple	Motores Reciprocantes
CC1	CS1	MR1
CC2	CS2	MR2
...
CCn	CSn	MRn

- d) Con los resultados del despacho operativo elaborado en el literal b) del presente numeral; se identifica el consumo total de gas natural por tecnología. Ver Tabla 8.

Tabla 8. Consumo total de combustible de las unidades operando a potencia efectiva las 24 horas del día, durante todo el período del despacho operativo esperado

Combustible Total del Despacho (Gas)		
Ciclo Combinado	Ciclo Simple	Motores Reciprocantes
Comb. CC1	Comb. CS1	Comb. MR1
Comb. CC2	Comb. CS2	Comb. MR2
...
Comb. CCn	Comb. Cn	Comb. MRn

Con la información obtenida, se realiza el siguiente cálculo:

$$CTd_t = \sum_1^n Combdt_{t,n} \dots (1)$$

Donde:

- CTd : Combustible total del despacho.
 Combdt : Combustible de gas resultante del despacho.
 t : Corresponde al conjunto de unidades diferencias por tecnología CC, CS, MR.
 n : Número de Centrales o Unidad de generación por tecnología según corresponda.

- e) Se calcula el consumo total de combustible de las unidades operando a potencia efectiva las 24 horas del día, durante todo el período del despacho operativo esperado.

$$CTPe_t = \sum_1^n CombPe_{t,n} \dots (2)$$

Donde:

- CTPe : Combustible de gas total para poder generar a Potencia Efectiva, según lo especificado en el PR-17.
 CombPe : Combustible de gas resultante del despacho a Potencia Efectiva las 24 horas.
 t : Corresponde al conjunto de unidades diferencias por tecnología CC, CS, MR.
 n : Número de centrales o Unidad de Generación por tecnología según corresponda.

- f) Calcular el FRC

$$FRC = \frac{CTd_t}{CTPe_t} \dots (3)$$

Donde:

CTd_t : calculado en el literal d)

$CTPe_t$: calculado en el literal e)

g) Los resultados se muestran en la Tabla 9.

Tabla 9. Valores calculados del FRC por tecnología

Vigencia	Del dd/mm/aa al dd/mm/aa
Tecnología	FRC
Ciclo Combinado (CC)	FRCcc
Ciclo Simple (CS)	FRCcs
Motores Reciprocantes (MR)	FRCmr

3.4. Información utilizada por Osinerghmin

3.4.1. Tecnologías identificadas

Se realizó la identificación, por tipo de tecnología, de las unidades térmicas que utilizan gas natural como combustible y comparten un mismo ducto de transporte. El resumen de esta información se presenta en la Tabla 10.

Tabla 10. Unidades Térmicas a gas natural por tecnología

Empresa	Central	Unidad	Potencia Efectiva (MW)	Tecnología
Orygen Peru S.A.A.	C.T. Ventanilla	CCOMB TG3, TG4, TV	476,165	Ciclo Combinado
	C.T. Santa Rosa I	TG8	191,196	Ciclo Simple
	C.T. Santa Rosa I	TG7	118,147	Ciclo Simple
	C.T. Santa Rosa I	UT15	47,905	Ciclo Simple
	C.T. Santa Rosa I	UT16	53,710	Ciclo Simple
Termochilca S.A.C.	C.T. Olleros	CCOMB TG1, TV	297,297	Ciclo Combinado
Fenix Power Perú S.A.	C.T. Fenix	CCOMB GT11, GT12, TV	571,959	Ciclo Combinado
Kallpa Generación S.A.	C.T. Kallpa	CCOMB TG1, TG2, TG3, TV	896,274	Ciclo Combinado
	C.T. Las Flores	CCOMB TG1, TV	321,796	Ciclo Combinado
Engie Energía Perú S.A.	C.T. Chilca 1	CCOMB TG1, TG2, TG3, TV	803,383	Ciclo Combinado
	C.T. Chilca 2	CCOMB TG41, TV	110,497	Ciclo Combinado
Egesur	C.T. Independencia	G1	5,742	Motor Reciprocante
	C.T. Independencia	G2	5,773	Motor Reciprocante
	C.T. Independencia	G3	5,781	Motor Reciprocante
	C.T. Independencia	G4	5,765	Motor Reciprocante
SDF Energía	C.T. Oquendo	Oquendo G1	32,184	Ciclo Combinado

Nota: Se actualizó la información del COES, sobre la CT Oquendo que en la actualidad opera como ciclo combinado.

3.4.2. Premisas para el despacho esperado

En el despacho operativo del periodo 2025 – 2029, se ha considerado los archivos de entrada del modelo Perseo 2.0 utilizados en la Fijación de los Peajes y Compensaciones del SST/SCT del período 2025 – 2029.

En las Tablas del 11 al 14, se detallan las principales premisas consideradas.

a) PBI

Tabla 11. Tasa de crecimiento del PBI (2025-2029)

Año	PBI
2025	3,10%
2026	3,00%
2027	3,10%
2028	3,10%
2029	3,10%

Fuentes: Instituto Nacional de Estadísticas e Informática del Perú (INEI), Banco Central de Reserva del Perú (BCRP).
Nota: Se mantiene constante la tasa de crecimiento del PBI del año 2027 en las tasas de los años 2028 y 2029.

b) Proyección de la demanda

Tabla 12. Proyección de la demanda (2025-2029)

Año	Máx. Demanda (MW)	Consumo Anual (GWh)	F.C. (%)	Tasa de Crecimiento	
				Potencia	Energía
2023	7 605	58 382	87,6%		
2024	7 794	60 026	87,7%	2,5%	2,8%
2025	8 085	62 320	88,0%	3,7%	3,8%
2026	8 362	64 574	88,2%	3,4%	3,6%
2027	8 663	66 954	88,2%	3,6%	3,7%
2028	8 966	69 371	88,1%	3,5%	3,6%
2029	9 286	71 617	88,0%	3,6%	3,2%

Fuente propia

c) Proyección de la generación

Tabla 13. Proyección de la generación para el período 2025-2029

Proyecto	Potencia (MW)	Fecha POC
C.H. Aricota II	12,2	Feb-2025
C.H. Tupuri	2,2	Mar-2025
C.H. Centauro I-III	9,9	Jun-2025
C.S. San Martín	252,4	Jun-2025
C.H. San Gaban III	209,3	Ago-2025
C.S. Sunny	204,0	Dic-2025
C.H. Anashironi	20,0	Ene-2026
C.S. Illa	396,0	Jul-2026

Proyecto	Potencia (MW)	Fecha POC
C.S. Wayra Solar	94,2	Ago-2026
C.S. Expansión Intipampa	51,7	Dic-2026
C.S. Characato	30,0	Mar-20 27
C.E. Caravelí	218,3	Mar-20 27
C.S. Solimana	250,0	Ago-2027
C.S. Hanaqpampa	300,1	Set-2027
C.E. Mórrope	224,0	Oct-2027
C.E. Guarango	330,0	Nov-20 27
C.S. Lupi	181,2	Dic-2027
C.E. Shougang	300,0	Ene-2028
C.S. Sol de Verano I	45,3	Ene-2028
C.S. Rubi III	323,1	Ene-2028
C.H. Aricota 3	9,6	Ene-2028
C.S. Chalhuanca	106,5	Jun-2028
C.E. Sariri	122,4	Jul-2028
C.H. Moquegua 1	15,3	Jul-2028
C.H. Moquegua 3	18,7	Jul-2028
C.H. Chancay 2	16,6	Ene-2029
C.E. Urani	122,4	Ene-2029
C.E. Ampliación Punta Lomitas	111,6	Ene-2029
C.H. Huallin 1 - Fase 2	3,0	Ene-2029
C.S. Macarena	170,0	Ene-2029
C.H. Santa Lorenza I	18,7	May-2029
C.H. Chancay 3	13,5	Jun-2029

d) Proyectos de transmisión

Tabla 14. Proyectos de transmisión para el período 2025-2029

Proyecto	Fecha POC
Enlace 220 kV Chilca REP-Independencia (Tercer Circuito)	Abr-25
Enlace 500 kV La Niña - Piura	May-25
Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes	Jun-25
Ampliación SE Poroma 500/220 kV (2do transformador)	Jul-25
Ampliación SE Montalvo 500/220 kV (2do transformador)	Jul-25
Enlace 220 kV Reque-Nueva Carhuachero	Abr-26
ITC SE Lambayeque Norte 220 kV seccionando LT 220 kV Chiclayo Oeste - La Niña/Felam	Oct-26
L.T. 220 kV Tingo María - Aguaytía (2da terna)	Nov-26
Repotenciación L.T. 220 kV Huanza - Carabaylo 250 MVA	Ene-27
Enlace 220 kV Ica - Poroma	Jul-27
ITC Enlace 220 kV Cádiz - Jaén Norte	Set-27
Enlace 500 kV San José - Yarabamba	Oct-27

Proyecto	Fecha POC
ITC Ampliación de la SE Planicie, ampliaciones y subestaciones asociadas	Ene-28
LT 220 kV Machupicchu - Quencoro - Onocora - Tintaya de 300 MVA	Ene-28
Repotenciación a 1000 MVA de la L.T. 500 kV Carabayllo - Chimbote - Trujillo	Feb-28
Enlace 220 kV Montalvo - Moquegua (2do Circuito)	Feb-28
ITC Enlace 220 kV Belaunde Terry - Tarapoto Norte (2 circuitos), ampliaciones y subestaciones asociadas	Feb-28
Tercer transformador 500/220 kV en SE Chilca	Feb-28
Enlace 500 kV Nueva Yanango - Nueva Huánuco	Mar-28
Repotenciación LT 138 kV Amarilis - Huánuco, Amarilis - Paragsha y Ampliación de SE Amarilis	Jun-28
Enlace 220 kV Planicie - Industriales, ampliación a 3er circuito	Jul-28
Enlace 220 kV Cajamarca-Caclic-Moyobamba (Segundo Circuito), subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas	Oct-28
Nueva Subestación "Hub" Poroma (Primera Etapa) y Enlace 500 kV "Hub" Poroma - Colectora, ampliaciones y subestaciones asociadas.	Dic-28
Nueva Subestación "Hub" San José - Primera Etapa y Enlace 220 kV "Hub" San José - Repartición (Arequipa), ampliaciones y subestaciones asociadas.	Dic-28
LT 500 kV Chilca CTM-Carayllo (Tercer circuito)	Feb-29
Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV ampliaciones y subestaciones asociadas.	Feb-29
Enlace 220 kV Aguaytía - Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas (Proyecto ITC).	Mar-29
Nueva Subestación Palca 220 kV, LT 220 kV Palca-La Pascana, ampliaciones y Subestaciones asociadas (Arequipa) (Proyecto ITC)	Jul-29
Enlace 500 kV Celendín - Piura, ampliaciones y subestaciones asociadas	Ago-29
Enlace 500 kV Huánuco - Tocache - Celendín - Trujillo, ampliaciones y subestaciones asociadas	Ago-29

3.5. FRC para el período mayo 2025-abril 2029

Los resultados correspondientes al Factor de Referencia a la Contratación para el periodo mayo 2025 - abril 2029 se detallan en la Tabla 15.

Tabla 15. FRC aplicable para el período mayo 2025 - abril 2029

Vigencia	Del 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029
Tecnología	FRC
Ciclo Combinado (CC)	0,6353
Ciclo Simple (CS)	0,0123
Motores Reciprocantes (MR)	0,0491

4. Conclusiones y recomendaciones

Como resultado del análisis desarrollado en el presente informe, se han calculado los valores del Factor de Referencia a la Contratación (FRC) aplicables para el período comprendido entre el 1 de mayo de 2025 y el 30 de abril de 2029. En ese contexto, se recomienda aprobar el FRC para dicho período conforme a lo establecido en el Anexo 1 del presente informe.

[sbuenalaya]

//pch-rtc

Anexo 1

Determinación del Factor de Referencia a la Contratación para el periodo del 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029

Corresponde fija el Factor de Referencia a la Contratación para el periodo del 01 de mayo de 2025 al 30 de abril 2029 de acuerdo a lo siguiente:

Vigencia	Del 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029
Tecnología	FRC
Ciclo Combinado (CC)	0,6353
Ciclo Simple (CS)	0,0123
Motores Reciprocantes (MR)	0,0491