

# INFORME TÉCNICO

CONSULTA PÚBLICA

NORMA TÉCNICA DE  
COGENERACIÓN Y  
MODIFICACIONES ASOCIADAS  
A LOS COSTOS VARIABLES DE  
GENERACIÓN

CREE-CP-01-2024



Elaborado por:

Comisión Reguladora de  
Energía Eléctrica (CREE)

Tegucigalpa, Honduras  
Marzo del 2024

## Índice de contenido

1.	Introducción.....	3
2.	Antecedentes.....	3
3.	Objetivo de la Consulta Pública .....	4
4.	Diseño de la Norma Técnica .....	4
4.1.	Disposiciones Generales .....	4
4.2.	Programación de la Operación .....	5
4.3.	Potencia Firme .....	9
4.4.	Servicios Complementarios .....	11
4.5.	Medición Comercial y Transacción Económica.....	11
4.6.	Ajustes Normativos en la Regulación Vigente. ....	11
5.	Propuesta de Consulta Pública .....	11
6.	Resultados de Pruebas y Aplicación de Elementos Normativos Propuestos .....	12
7.	Generalidades de la Consulta Pública .....	14
8.	ANEXO.....	14

## 1. Introducción

En el país existen diversas compañías que se dedican a actividades industriales, de las cuales, algunas de ellas cuentan con instalaciones que integran la generación de electricidad con la producción de vapor para sus procesos productivos mediante la técnica de cogeneración.

La cogeneración es un proceso mediante el cual se produce energía eléctrica y energía térmica de manera simultánea (vapor u otro tipo de energía térmica), cuya finalidad, es producir bienes o servicios distintos a la energía eléctrica. Un Cogenerador, al igual que un agente productor, posee la posibilidad de inyectar y/o vender energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Nacional (MEN). Además, algunos de ellos poseen la capacidad de inyectar electricidad de manera programable y controlable a la red.

Un Cogenerador puede comportarse de dos maneras durante su operación, como Agente Productor en los momentos que inyecta energía eléctrica a la red y como Agente Comprador cuando este retira energía eléctrica para satisfacer la demanda de sus procesos industriales. Por lo tanto, y con base en lo expresado anteriormente, resulta necesario contar con elementos normativos que regulen las particularidades de los generadores de cogeneración, y en particular dentro de la regulación del subsector con el objetivo de establecer los requisitos, responsabilidades aplicables, procedimientos de programación, operación y liquidación asociados a las empresas generadoras con equipos de cogeneración.

## 2. Antecedentes

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE o Ley) aprobada mediante el Decreto 404-2013 y publicada en el Diario Oficial La Gaceta en fecha 20 de mayo de 2014, y reformada mediante decretos legislativos números 61-2020, 2-2022 y 46-2022; tiene por objeto, entre otros, regular las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en el territorio de la República de Honduras a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

En ese sentido, La referida Ley establece que una de las funciones de la CREE es expedir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de esta y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico.

Por otro lado, en fecha 18 de enero de 2022, el Centro Nacional de Despacho (CND) en su calidad de Operador del Sistema, ante la solicitud de autorización para realizar transacciones de compra y venta de energía y potencia en el MEN por parte de las empresas de cogeneración, expresó la necesidad de contar con mecanismos regulatorios que permitan otorgar un tratamiento adecuado a las empresas de cogeneración.

Considerando lo descrito en el párrafo anterior, la CREE con base en la solicitud realizada por el Operador del Sistema, identificó la oportunidad de mejora en modificar los artículos 47, 48, 49, 50 y 72 del Reglamento de la Ley, y el artículo 6 del Reglamento de Administración y Operación del Mercado Mayorista (ROM) con el objeto de lograr una liquidación adecuada de las inyecciones de electricidad de las empresas de cogeneración en el MEN. Dichas modificaciones se realizaron y se encuentran en el Acuerdo CREE-01-2023.

Posteriormente, la CREE mediante el Acuerdo CREE-79-2023 en fecha 7 de agosto de 2023, contrató una firma consultora para que desarrollase una propuesta de norma técnica que regule la actividad de los cogeneradores en el MEN dentro del marco legal vigente.

Siguientemente, en fecha 5 de marzo de 2024, el consultor remite a la Unidad de Regulación y Normativa y Dirección de Asuntos Jurídicos, la propuesta de Norma Técnica con la debida justificación y modificaciones al marco regulatorio actual.

Que en fecha 14 de marzo de 2024, la Unidad de Regulación y Normativa y la Dirección de Asuntos Jurídicos en atención a la normativa aplicable y sus valoraciones sobre la propuesta de Norma Técnica de Cogeneración, recomendaron a la CREE someter a consulta pública la propuesta de norma ante los distintos actores del subsector eléctrico.

En vista de lo anterior, la CREE, en cumplimiento de su función de emitir y revisar la reglamentación requerida para el correcto funcionamiento del subsector eléctrico de Honduras, presenta la siguiente propuesta de la Norma Técnica de Cogeneración.

### **3. Objetivo de la Consulta Pública**

Someter a consulta pública ante los distintos actores del subsector eléctrico y la ciudadanía en general, la propuesta de Norma Técnica de Cogeneración que desarrolla las disposiciones aplicables a las empresas generadoras con equipos de cogeneración.

### **4. Diseño de la Norma Técnica**

Tomando en consideración los antecedentes descritos en los apartados anteriores, la propuesta de Norma Técnica de Cogeneración se ha elaborado considerando los siguientes temas:

- Disposiciones Generales
- Programación de la Operación
- Potencia Firme
- Servicios Complementarios
- Medición Comercial y Transacción Económica
- Disposiciones Finales y Transitorias

#### **4.1. Disposiciones Generales**

Las particularidades asociadas a las distintas tecnologías de generación eléctrica y de producción industrial, nos llevan a la necesidad de una clasificación inicial que nos permita contemplar todas las posibles condiciones que afectan al proceso de generación eléctrica y su convivencia con la normativa vigente.

Del análisis de la normativa vigente, se desprende una necesidad de clasificar a los Cogeneradores en categorías en función de su insumo energético principal (renovable o no renovable) y la posibilidad de gestionar por parte del Operador del Sistema sus inyecciones a la red.

La clasificación entre generación renovable o no renovable queda definida por el tipo de combustible principal (mínimo 90% de la energía primaria utilizada) a la biomasa o residuos urbanos.

Por otro lado, la normativa vigente fija ciertos criterios de despacho para la generación renovable que deberán ser considerados para la cogeneración renovable.

Como se ha mencionado anteriormente, el proceso de cogeneración está vinculado a un proceso industrial. Las características de este pueden ser muy diversas dependiendo de cada proceso industrial y la norma técnica debe buscar contemplar todas las condiciones posibles.

Se podría dar el caso de procesos industriales con requerimientos energéticos (en particular vapor) inflexibles desde el punto de vista técnico, que afectaran la posibilidad del Cogenerador de variar su generación eléctrica por resultados del despacho económico. Esta condición debe ser contemplada por la norma.

Por tal razón, se incluye la clasificación de la cogeneración entre generación gestionable o no gestionable. La misma está asociada a la posibilidad que tiene el Cogenerador de estar sujeto a despacho del Operador del Sistema o si la misma posee restricciones operativas asociadas al proceso industrial que no permitan su gestión.

A los fines de evitar cualquier tipo de estrategia por parte del Agente Cogenerador, dicha declaración de Cogenerador No Gestionable (no sujeto a despacho) debe estar debidamente justificada desde el punto de vista técnico y no debe impactar en el Mercado de Oportunidad fijando el precio de la energía, ni generar un beneficio extra al generador.

## **4.2. Programación de la Operación**

De acuerdo con el ROM, el Agente Cogenerador es un Agente Generador que posee equipos de cogeneración que producen de manera integrada, en un único proceso que mejora la eficiencia del uso de los recursos energéticos y dentro de un mismo predio, electricidad y otras formas de energía útil para los procesos industriales de una empresa conectada en redes de media o alta tensión.

Por tal razón, la Norma Técnica debe estar enfocada en las particularidades del Agente Cogenerador, quedando el mismo expuesto a las mismas obligaciones que cualquier otro generador del MEN. En particular, las obligaciones determinadas en la Norma Técnica de Programación de la Operación (NT-PO).

La NT-PO no establece en forma explícita una regulación particular para los Agentes Cogeneradores, por lo que no tiene en cuenta características especiales de dicho tipo de Agente. A los fines de la programación de las unidades, la NT-PO debe definir que el Agente Cogenerador tiene una responsabilidad de entrega de información similar a otros Agentes Generadores en los aspectos relacionados a su proceso de generación de energía eléctrica (NT-PO 3.2).

El Cogenerador se encuentra sujeto a despacho como cualquier otro generador del MEN. Pero debe considerarse un aspecto particular del proceso de cogeneración.

### **4.2.1. Cogenerador No Gestionable**

Como la definición lo indica, un Cogenerador produce energía eléctrica pero de forma integrada con otras formas de energía útil, usualmente vapor. Esto podría llevar a la situación donde restricciones asociadas al proceso de producción de otra forma de energía útil (y sus restricciones) impactara en el proceso de producción de electricidad.

Es por eso por lo que se incluye en esta Norma Técnica la posibilidad de que el Cogenerador se declare como No Gestionable presentando un informe técnico que lo justifique. El informe técnico debe incluir como mínimo: i) la descripción del proceso de producción de electricidad y

otras energías útiles incluyendo un cálculo de la eficiencia energética del proceso; ii) la justificación detallada de las inflexibilidades asociadas al proceso de producción.

El Cogenerador No Gestionable (renovable o no renovable) no está sujeto a despacho del Operador del Sistema y tiene costo variable nulo a los fines del despacho económico.

Se entiendo que el proceso de cogeneración mejora el uso de los recursos energéticos del país y es estratégicamente promovido por el mismo. Esto implica reconocer que dicho proceso podría contar con restricciones que limiten su posibilidad de ajustarse al despacho económico. Pero por otro lado, bajo el concepto de justicia y evitando cualquier comportamiento estratégico que pudiera limitar la competencia en el MEN, se debe evitar que dicho despacho no gestionable genere un beneficio económico al Agente Cogenerador distinto al que tienen los Agentes sujetos a despacho económico, razón por la cual debe reconocerse al mismo un costo variable nulo que no impacte en la fijación de precios ni genere sobrecostos al sistema que deban ser cubiertos por otro Agente.

Al no estar sujeta a despacho del Operador del Sistema, es crucial el envío de pronósticos de inyección de dichas plantas, los cuales deben ser actualizados con una frecuencia similar a la utilizada por el Operador del Sistema en la programación de la operación:

- Mensualmente para la Planificación Operativa de Largo Plazo con un horizonte de 36 meses;
- Programación Semanal;
- Programación diaria (día anterior o Predespacho); y,
- Reprogramación del Despacho Económico (el Redespacho) en tiempo real ante cambios en la información suministrada.

Se debe tener en cuenta, que actualmente existen cogeneradores con contratos pre-existentes con la ENEE. De acuerdo con la NT-PO, un contrato pre-existente es un contrato de compra de capacidad y energía que la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) tenía a la entrada en vigencia de la nueva Ley General de la Industria Eléctrica, cuyo tratamiento se establece en el Título XII “Disposiciones Transitorias”, Artículo 28 Letra B. de la LGIE.

En algunos casos, por dichos contratos la ENEE está obligada a comprar toda la energía generada por el agente bajo el marco de este, quedando el precio de compra fijado por el contrato. Esto implica que si posibilitamos a un Agente con contrato pre-existente la posibilidad de declaración como No Gestionable, dicho Agente podría determinar su despacho y obtener un precio mayor al precio de oportunidad de la energía (cuando el precio del contrato es mayor al precio de oportunidad de la energía) generando una renta extraordinaria en comparación con la actuación del Agente como gestionable.

A los fines de evitar dicha posibilidad, se limita la capacidad de un generador con contrato pre-existente de presentar una declaración de No Gestionable.

#### **4.2.2. Información a presentar al Operador del Sistema**

Como se mencionó anteriormente, el Agente Cogenerador es un tipo de Agente Generador. Por lo cual, el mismo posee las mismas obligaciones que cualquier otro generador del MEN, salvo que esta norma técnica lo exceptúe de alguna obligación. En particular, las obligaciones determinadas en la NT-PO en particular en su capítulo 2.

De acuerdo con la NT-PO, los Coordinados deben suministrar en tiempo y forma la información requerida por el Operador del Sistema para la programación de la operación, la Seguridad Operativa y el Despacho Económico, e informar al Operador del Sistema cada vez que se produzcan cambios en un dato previamente informado, suministrando la nueva información válida y cumpliendo con los plazos y formatos que establezca el Operador del Sistema.

Una particularidad de los procesos de cogeneración es que están asociados a un proceso industrial que demanda la energía útil producida (electricidad y vapor). Esto implica que durante momentos del año el Agente puede requerir realizar retiros de electricidad del sistema a los fines de alimentar sus consumos industriales. Según lo establecido en el Artículo 6 del ROM: “El Consumo Propio de Generación de dichas empresas será la suma del consumo de electricidad requerido para la producción de energía eléctrica y el consumo para sus procesos industriales. Debido a la naturaleza de sus actividades, el consumo propio de generación referido en el presente artículo podrá ser suministrado por medio de una solicitud de servicio ante la Empresa Distribuidora, en calidad de Usuario, aplicando la tarifa que corresponde al nivel de tensión en el punto de conexión a la red eléctrica.”

Es decir, que los retiros de asociados a la demanda de estos Agentes deben ser comprados a la Distribuidora con los requisitos y cargos que establezcan en el Reglamento de Tarifas.

#### **4.2.3. Costos Variables de Generación**

El proceso de cogeneración tiene la particularidad de lograr una mayor eficiencia en el uso de los recursos primarios al utilizar los mismos para la producción de electricidad y producción de un insumo industrial (usualmente vapor). Por tal razón, se debe asignar una parte de los costos de producción a cada proceso resultando en una mayor eficiencia para el proceso de producción de electricidad.

Al mismo tiempo, se deben considerar los siguientes aspectos normativos:

- El artículo 115 del ROM determina que los despachos de unidades de generación renovable con contratos suscritos con anterioridad a la entrada en vigor de la LGIE con compromiso de despacho deben ser consideradas en el Despacho Económico nacional con un costo variable nulo.
- Cumplir con lo establecido en la NT-MO que determina que en caso de centrales renovables que utilizan recursos de fuentes variables no controlables, se las considerará de costo cero a los fines de despacho en el caso de centrales que a la entrada de vigencia de la LGIE contaban con contratos. De lo contrario se las considerará con costo variable igual a su costo variable de operación y mantenimiento.

Para los Cogeneradores No Gestionables definidos en el capítulo previo, se indicó que la declaración de No Gestionable no puede permitir una estrategia de comercialización que implique un perjuicio para el resto de los Coordinados. Por tal razón, al ser un despacho no sujeto el despacho del Operador del Sistema, su costo variable debe considerarse nulo evitando un sobre costo para el resto de los Agentes del Sistema.

Finalmente, para los Agentes Cogeneradores No Renovables Gestionables, es necesario permitir la asignación de costos variables entre el proceso de generación eléctrica y el proceso industrial (energía útil que se utiliza en dicho proceso). Del análisis de la normativa internacional realizada,

se observa que es usual que el Cogenerador declare su costo variable y justifique la asignación mediante un informe técnico que luego es aprobado por el Operador del Sistema.

A continuación, se muestra un ejemplo de cálculo del Costo Variable de Generación para un proceso de cogeneración típico en donde se produce energía eléctrica y vapor para uso industrial.

**Tabla 1. Ejemplo de cálculo del Costo Variable de Generación para un proceso de cogeneración.**

Consumo Vapor del Proceso	[tn/h]	350		Dato
Presión Vapor	[bar]	65		Dato
Temperatura Vapor	[°C]	480		Dato
Entalpía Vapor	[kJ/kg]	3368.9		Cálculo de Tabla
Temperatura Agua	[°C]	105		Dato
Entalpía Agua	[kJ/kg]	440.2		Cálculo de Tabla
Calor absorbido vapor	[MWt]	284.7	(a)	Dato
Rendimiento Caldera	[%]	92%	(b)	Dato
Calor aportado combustible	[MWt]	309.5	(c)	= (a) / (b)
Poder Calorífico Inferior Gas Natural	[kCal/Nm3]	8400	(d)	Dato
	[MJ/Nm3]	35.1	(e)	= (d) * 0.004184
Consumo Gas Natural	[1000Nm3/h]	31.7	(f)	= (c) * 3600 seg/h / (e)
Rendimiento Turbina Gas	[%]	35%	(g)	Dato
Calor Escape Turbina Gas	[%]	65%	(h)	= 100% - (g)
Rendimiento Caldera de Recuperación	[%]	75%	(i)	Dato
Calor aprovechable en escape	[%]	49%	(j)	= (h) * (i)
Consumo Turbina de Gas	[MWt]	584	(k)	= (a) / (j)
	[1000Nm3/h]	59.8	(l)	= (k) * 3600 seg/h / (e)
Energía Generable Turbina de Gas	[MWe]	204.4	(m)	= (k) * (g)
Calor Escape Turbina Gas	[MWt]	379.6	(n)	= (k) * (h)
Calor absorbido vapor	[MWt]	284.7	(o)	= (k) * (j)
Calor final chimenea	[MWt]	94.9	(p)	= (n) - (o)
Rendimiento	[%]	75%	(q)	= (o) / (n)
Consumo Específico Turbina de Gas Total	[kCal/kWh]	2458.34	(r)	= (l) * (d) / (m)
Asignación al proceso eléctrico	[%]	41.79%	(s)	= (m) / ((m) + (o))
Consumo Específico Turbina de Gas Eléctrico	[kCal/kWh]	1027.37	(t)	= (r) * (s)
Precio del Combustible	[USD/MMBtu]	5	(u)	Dato
	[USD/1000m3]	184.4	(v)	= (u) / 252.16 *(w)
Poder Calorífico Superior Gas Natural	[kCal/Nm3]	9300	(w)	Dato
<b>Costo Variable Combustible Eléctrico</b>	<b>[USD/MWh]</b>	<b>22.6</b>	<b>(x)</b>	<b>= (v) * (t) / (d)</b>



### 4.3. Potencia Firme

De acuerdo con la NT-PF las centrales de cogeneración quedan incluidas en la categoría: centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles, o centrales que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles y que operan todo el año y centrales geotérmicas. Por lo cual, el Agente Cogenerador no estacional tendrá un reconocimiento similar a los otros Agentes de la misma categoría y ya está contemplado en dicha norma técnica.

Queda definir el caso de centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles, o centrales que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles y que **no** operan todo el año. Es decir, definir si debe existir o no un reconocimiento a centrales estacionales.

**La Norma Técnica de Potencia Firme define a la potencia firme de una central generadora como aquella potencia que la central puede aportar al sistema eléctrico con un alto grado de seguridad durante las horas del período crítico del sistema.**

**Tabla 2. Periodo de Máximo Requerimiento Térmico 2024.**

SEMANAS QUE CONFORMAN EL PERÍODO DE MÁXIMO REQUERIMIENTO TÉRMICO DEL AÑO 2024	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACIÓN
17	22/4/2024	28/4/2024
18	29/4/2024	5/5/2024
19	6/5/2024	12/5/2024
20	13/5/2024	19/5/2024
21	20/5/2024	26/5/2024
22	27/5/2024	2/6/2024
23	3/6/2024	9/6/2024
24	10/6/2024	16/6/2024
25	17/6/2024	23/6/2024
26	24/6/2024	30/6/2024
27	1/7/2024	7/7/2024
28	8/7/2024	14/7/2024

Fuente: CND - Informe Preliminar de Potencia Firme de Centrales Generadoras 2024

Del Informe Preliminar de Potencia Firme de Centrales Generadoras 2024, se observa que la determinación del periodo máximo de requerimiento térmico ubicó el mismo entre las fechas del 22 de abril y el 14 de julio del 2024 (ver **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). De igual manera los bloques horarios del período crítico fueron establecidos de lunes a viernes de 18 a 22hs y los sábados y domingos de 19 a 22hs (ver Tabla 1).

**Tabla 1. Bloques horarios del Periodo Crítico 2024.**

	HORAS DEL PERIODO CRITICO DEL SISTEMA																							
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
LUNES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0
MARTES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0
MIERCOLES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0
JUEVES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0
VIERNES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0
SABADO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0
DOMINGO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0

Fuente: CND - Informe Preliminar de Potencia Firme de Centrales Generadoras 2024

Se desprende entonces que el reconocimiento de potencia firme está asociado a la potencia que dicha central puede aportar, pero limitado a un período del año en particular donde el sistema se encuentra más exigido.

De la Tabla 2 y la Figura 1, se observa que la generación de biomasa entre el período de Abril a Julio es significativa, incluyendo la generación de biomasa de las centrales estacionales (considerando en este caso a las centrales que no inyectan energía en los 12 meses de 2022).

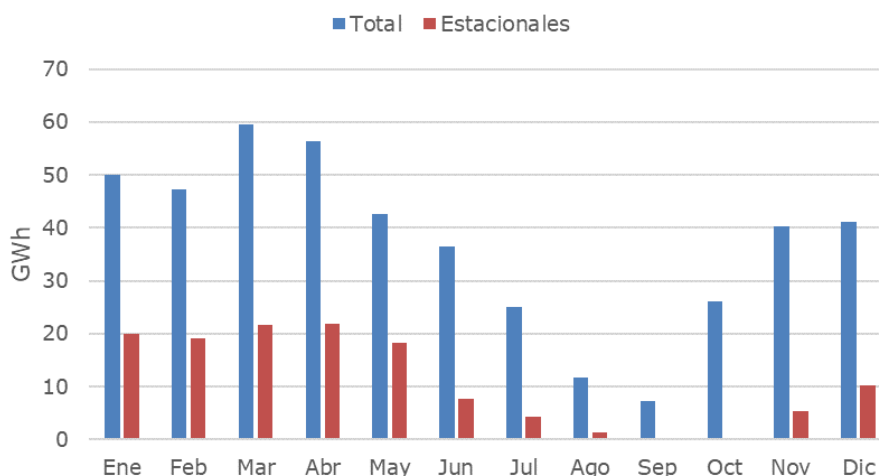
**Tabla 2. Generación Centrales a Biomasa 2022**

Producción (GWh)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
<b>TRES VALLES</b>	5115	4533	4983	5172	3865	5701	4358	1152	0	0	5032	6626	46536
<b>CAHSA</b>	7888	8690	9614	8715	5989	0	0	0	0	0	0	0	40897
<b>AZUNOSA (IHSA)</b>	1	260	714	1127	2153	96	0	0	0	0	0	0	4350
<b>CHUMBAGUA</b>	6457	4721	5789	5883	6239	1760	0	0	0	0	3	3361	34213
<b>ECOPALSA**</b>	19	3	0	227	5	55	0	131	190	162	248	265	1304
<b>CELSUR</b>	3503	6742	1143	1088	9521	8039	8498	8524	545	8900	9473	1148	10245
<b>YODECO</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>ACEYDESA</b>	24	23	17	36	56	47	38	41	17	6	22	14	342
<b>MERENDON POWER PLANT</b>	967	962	1007	655	307	133	226	230	407	559	1127	357	6938
<b>CARACOL KNITS</b>	69	348	203	551	48	89	99	603	655	526	107	77	3375
<b>PALMASA</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>BIOGAS Y ENERGIA</b>	516	514	829	708	840	780	700	645	564	691	884	643	8314
<b>EXPORTADORA DEL ATLANTICO</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>GREEN POWER PLANT</b>	2504	1950	2437	2159	1354	1974	1108	288	1	1521	2332	1831	19203
	3	4	5	7	3	8	4			1	6	5	5
<b>LOS PINOS I</b>	465	876	642	776	69	0	0	0	0	0	0	0	2827
<b>TOTAL BIOMASA</b>	5006	4717	5961	5632	4263	3644	2500	1161	728	2605	4022	4114	44359
	5	6	3	8	5	9	3	3	8	6	2	0	0

Fuente: CND - Informe Anual de Operación 2022

Por lo cual, hay a nivel general un aporte de la generación de biomasa estacional en el abastecimiento de la demanda durante el período crítico del sistema.

**Figura 1. Producción Mensual de la Centrales de Biomasa 2022**



Fuente: CND - Informe Anual de Operación 2022

Del Acuerdo CREE-65-2023, en su artículo 13, se determina que la potencia firme de centrales térmicas, geotérmicas y biomasa no estacional el Operador del Sistema calculará la potencia firme de cada central usando la siguiente expresión:

$$F = D \times K$$

Donde F es la potencia firme de la central, en kW o en MW, D es el factor de disponibilidad de la central, calculado por el Operador del Sistema para el año en estudio; y K es la potencia efectiva de la central en kW o en MW.

Por lo cual, se puede utilizar una metodología similar para la generación estacional, considerando como factor de disponibilidad de la central la disponibilidad media del generador pero acotada al período crítico del sistema, considerando que el factor 4 que afecta el cálculo de indisponibilidad incluye cualquier reducción de capacidad asociada a una afectación en el suministro de la fuente primaria de energía.

#### **4.4. Servicios Complementarios**

En el marco de lo ya definido, el Agente Cogenerador debe tener las mismas responsabilidades y oportunidades del resto de los Agentes Generadores del MEN. Esto implica las mismas responsabilidades de provisión de Servicios Complementarios, considerando las limitaciones determinadas por la Norma Técnica de Servicios Complementarios (por ejemplo, la exigencia de proveer control de voltaje o potencia reactiva es sólo para generadores con una potencia mayor a los 5 MW).

En el caso de los Cogeneradores, la exigencia de prestación de SSCC debe considerar sólo la potencia máxima neta inyectable del generador a la red.

#### **4.5. Medición Comercial y Transacción Económica**

Se entiende que el Agente Cogenerador debe cumplir con los mismos requisitos asociados a un generador. Pero es necesario destacar la necesidad de que se utilicen equipos de medición bidireccional que permitan la medición de inyecciones y retiros.

El Cogenerador tendrá los mismos requisitos para la conexión al sistema de transmisión que cualquier otro generador. El ser un usuario que por momento retira energía del sistema para alimentar procesos industriales, debe gestionar el suministro para dichos consumos con la Empresa Distribuidora según lo establece el Artículo 6 del ROM.

#### **4.6. Ajustes Normativos en la Regulación Vigente.**

Considerando lo descrito en las secciones anteriores, y en específico lo relacionado con la sección 4.3 Costos Variables de Generación, se ha identificado que es necesario hacer modificaciones asociados a la obligación de las Empresas Generadoras de presentar su declaración de costos variables de generación. En ese sentido, en este informe se plantean realizar modificaciones al RLGIE en el artículo 11; ROM en los artículos 10 y 116; las secciones 3.2, los anexos 3 secciones 4.1 y 8 de la Norma Técnica de Programación de la Operación.

### **5. Propuesta de Consulta Pública**

La propuesta de norma técnica sujeta a consulta pública está contenida en el documento denominado "Norma Técnica de Cogeneración" en formato de pdf. Adicionalmente, en el documento denominado "modificaciones asociadas a los CVG" encontrará las propuestas de

modificación al Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE), Reglamento de Operación y Administración del Mercado Mayorista (ROM), Norma Técnica de Programación de la Operación

## 6. Resultados de Pruebas y Aplicación de Elementos Normativos Propuestos

En función de lo ya detallado, este capítulo tiene el objeto de aplicar los cambios propuestos en la Norma Técnica de Cogeneración. De los cambios propuestos, se entiende que es posible estimar el cálculo de la potencia firme reconocida a las plantas de cogeneración que no estaban incluidas en la Norma Técnica de Potencia Firme, puntualmente la generación estacional.

Para realizar dicho cálculo, el Consultor solicitó a la CREE, y el Operador del Sistema, la información sobre potencia efectiva e indisponibilidades programadas y no programadas de las centrales de cogeneración estacional.

Dentro de la información presentada para realizar dicho cálculo, se encuentra:

- Potencia instalada y efectiva de las unidades
- Estado comercial
- Mantenimientos Menores de los últimos 3 años
- Mantenimientos Mayores
- Indisponibilidades no programadas de los últimos 3 años

La siguiente tabla resume los datos recibidos de potencia instalada, efectiva y su estado comercial.

**Tabla 3. Datos de las centrales estacionales.**

Planta	Fuente	Origen	Estado Comercial	K EFECTIVA (MW)	CAPACIDAD INSTALADA [MW]
ACEYDESA	BIOMASA	PRIVADO	CONTRATO	0.74	2.40
AZUNOSA	BIOMASA	PRIVADO	MEO	7.36	10.00
BIO GAS Y ENERGÍAS	BIOMASA	PRIVADO	CONTRATO	1.52	1.20
CAHSA	BIOMASA	PRIVADO	MEO	18.70	24.99
CHUMBAGUA	BIOMASA	PRIVADO	CONTRATO	11.06	14.00
LOS PINOS	BIOMASA	PRIVADO	CONTRATO	2.38	4.00
TRES VALLES	BIOMASA	PRIVADO	CONTRATO	14.59	22.00
YODECO	BIOMASA	PRIVADO	CONTRATO	-	-
ECOPALSA	BIOMASA	PRIVADO	MEO	1.02	0.72

A partir de los datos recibidos, se estimaron los factores de disponibilidad de las plantas durante el período crítico asociados al cálculo de la potencia firme anual reconocida. La Tabla 4. Cálculo de la Potencia Firme Anual de la Cogeneración Estacional (MW)”, resume los resultados obtenidos para el cálculo de la potencia firme reconocida anual de las plantas en estudio.

La planta de YODECO posee potencia nula debido a que la potencia efectiva asignada también se considera nula, por lo cual, no se estimaron sus factores de disponibilidad.

Luego, se estimó una disponibilidad media mensual de cada planta en función de la información de la Tabla 2, considerando disponibilidad nula en los meses en donde la planta no tuvo generación y disponibilidad plena en los meses en donde sí tuvo generación. La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** resume los cálculos de la potencia firme mensual estimada de cada planta.

**Tabla 4. Cálculo de la Potencia Firme Anual de la Cogeneración Estacional (MW).**

Reducción de Disponibilidad para CAHSA	
Causa 1	0.00000
Causa 2, 3 y 4	0.00000
Reducción de Disponibilidad	0.00000
Potencia Efectiva (MW)	
k	18.70
Factor de Disponibilidad	
D	1.000000
Potencia Firme (MW)	
F	<b>18.70</b>

Reducción de Disponibilidad para AZUNOSA	
Causa 1	0.32051
Causa 2, 3 y 4	0.00000
Reducción de Disponibilidad	0.32051
Potencia Efectiva (MW)	
k	7.36
Factor de Disponibilidad	
D	0.679487
Potencia Firme (MW)	
F	<b>5.00</b>

Reducción de Disponibilidad para ACEYDESA	
Causa 1	0.00000
Causa 2, 3 y 4	0.00000
Reducción de Disponibilidad	0.00000
Potencia Efectiva (MW)	
k	0.74
Factor de Disponibilidad	
D	0.999997
Potencia Firme (MW)	
F	<b>0.74</b>

Reducción de Disponibilidad para BIO GAS Y ENER	
Causa 1	0.00000
Causa 2, 3 y 4	0.00000
Reducción de Disponibilidad	0.00000
Potencia Efectiva (MW)	
k	1.52
Factor de Disponibilidad	
D	1.000000
Potencia Firme (MW)	
F	<b>1.52</b>

Reducción de Disponibilidad para CHUMBAGUA	
Causa 1	0.03969
Causa 2, 3 y 4	0.04386
Reducción de Disponibilidad	0.08355
Potencia Efectiva (MW)	
k	11.06
Factor de Disponibilidad	
D	0.916453
Potencia Firme (MW)	
F	<b>10.14</b>

Reducción de Disponibilidad para LOS PINOS	
Causa 1	0.00000
Causa 2, 3 y 4	0.00000
Reducción de Disponibilidad	0.00000
Potencia Efectiva (MW)	
k	2.38
Factor de Disponibilidad	
D	1.000000
Potencia Firme (MW)	
F	<b>2.38</b>

Reducción de Disponibilidad para TRES VALLES	
Causa 1	0.00000
Causa 2, 3 y 4	0.02481
Reducción de Disponibilidad	0.02481
Potencia Efectiva (MW)	
k	14.59
Factor de Disponibilidad	
D	0.975187
Potencia Firme (MW)	
F	<b>14.22</b>

Reducción de Disponibilidad para ECOPALSA	
Causa 1	0.00000
Causa 2, 3 y 4	0.00000
Reducción de Disponibilidad	0.00000
Potencia Efectiva (MW)	
k	1.02
Factor de Disponibilidad	
D	1.000000
Potencia Firme (MW)	
F	<b>1.02</b>

**Tabla 7. Cálculo de la Potencia Firme Mensual de la Cogeneración Estacional (MW).**
**Potencia Firme  
Anual – (MW)**
**Potencia Firme Mensual  
(MW)**

		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
CAHSA	18.7	18.7	18.7	18.7	18.7	18.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AZUNOZA	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ACEYDESA	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
BIO GAS Y ENERGIAS	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
CHUMBAGUA	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	0.0	0.0	0.0	0.0	10.1	10.1
LOS PINOS	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TRES VALLES	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	0.0	0.0	14.2	14.2
YODECO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ECOPALSA	1.0	1.0	1.0	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0

## 7. Generalidades de la Consulta Pública

El Procedimiento para Consultas Públicas de la CREE, en su Artículo 1, párrafo 2, indica: *“Al establecer un mecanismo estructurado, se estandariza una práctica no vinculante y homogénea que permite obtener la opinión de las personas o partes potencialmente impactadas por la reglamentación propuesta o asunto en consulta, disponiendo de elementos que promuevan la participación efectiva, asegurando transparencia, adecuada difusión y suficiente información.”*

Descripción de los plazos previstos para la presente consulta pública, mismos que se ilustran en el Anexo:

- a) El plazo para presentación de posiciones, observaciones y comentarios será de diez (10) días hábiles contados a partir de la fecha que se indique en la invitación a la consulta. Ante solicitud justificada de parte interesada, o de considerarlo necesario por la CREE, ésta podrá ampliar el plazo hasta por quince (15) días calendario adicionales del plazo original.
- b) Dentro de los dos (2) días hábiles siguientes al cierre del proceso de consulta, la CREE publicará en su sitio web dedicado a la consulta el documento “Informe de Comentarios Recibidos” conteniendo las opiniones, comentarios y observaciones recibidas y admisibles.
- c) La CREE tendrá un plazo de hasta quince (15) días calendario, para analizar los comentarios recibidos que califican como admisibles y publicar en su sitio web el Informe de Resultados una vez que sea aprobado por el Directorio de Comisionados, dando por finalizado el proceso. Si no es posible publicarlo dentro del plazo en mención, la CREE informará el nuevo plazo, que no podrá ser mayor a quince (15) días calendario adicionales.

### ANEXO

#### Cronograma de consulta pública

En la figura siguiente se muestra de manera gráfica el procedimiento de consulta antes detallado, considerando las fechas en que se someterá a consulta pública la propuesta de Norma Técnica de Cogeneración.

