



# COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

**GTM-NotaS2021-40**

**Ref.: GTM-21-59**

Guatemala, 17 de marzo 2021

AMM RECIBIDO 18MAR'21 12:56

Ingeniero  
Jorge Fernando Álvarez Girón  
Gerente General  
Administrador del Mercado Mayorista  
24 avenida 15-40 Zona 10  
Ciudad

ADMINISTRADOR DEL MERCADO  
MAYORISTA



*Esperanza Flores*

Estimado Ingeniero Álvarez:

Deseándole éxitos en sus labores diarias, por este medio nos dirigimos a usted en seguimiento a la información remitida por el Administrador del Mercado Mayorista mediante nota con número de referencia GG-149-2021, la cual contiene el informe de la Programación de Largo Plazo que corresponde al Año Estacional 2021-2022, por lo que, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 52 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, tenemos a bien remitir observaciones a la Versión Provisoria del referido informe, las cuales se detallan en el Anexo Único de la presente nota.

En relación a lo anterior, consideramos necesario solicitar que se analicen y se atiendan las observaciones aquí remitidas conforme lo que establece la base legal relacionada, asimismo, se ponga a disposición de esta Comisión las observaciones que fueron consideradas como justificadas para elaborar la Versión Definitiva del Informe de la Programación de Largo Plazo y las que no, incluyendo la explicación técnica correspondiente.

Sin otro particular, nos suscribimos, atentamente.

Rodrigo Estuardo Fernández Ordóñez  
Presidente

Ingeniero José Rafael Argüeta Monterroso  
Director

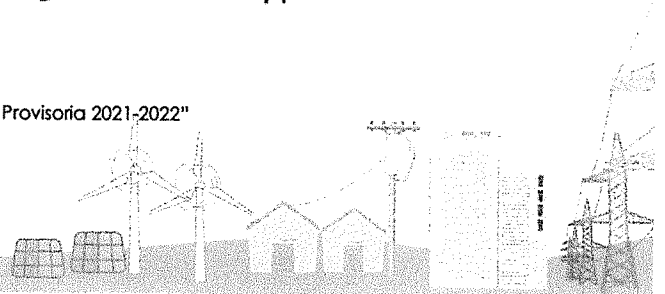
Ingeniero Ángel Jesús García Martínez  
Director

Adjunto:

- Anexo Único al oficio GTM-NotaS2021-40
- Presentación "Aspectos Relevantes y Observaciones a la PLP Versión Provisoria 2021-2022"



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América





## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

### Anexo Único al oficio GTM-NotaS2021-40

## OBSERVACIONES A LA VERSIÓN PROVISORIA DE LA PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO AÑO ESTACIONAL 2021 – 2022

### Preámbulo de las observaciones al informe:

Las observaciones que a continuación se presentan, en cumplimiento a lo establecido en el artículo 52 del RAMM, son producto de la revisión de las referencias conducentes a la Programación de Largo Plazo contenidas en el RAMM y en las Normas de Coordinación que se indican a continuación:

RAMM	Norma	Numeral	Norma	Numeral
Artículo 25				
Artículo 41	NCC-01	1.2	NCC-09	9.5
Artículo 52	NCC-01	A1.2.4	NCC-10	10.13.1
Artículo 53	NCC-02	2.3.2.1	NCC-10	10.13.2
Artículo 54	NCC-02	2.3.22	NCC-11	11.2
Artículo 55	NCC-02	2.5	NCC-11	11.3
Artículo 76	NCC-02	2.6.1	NCC-11	11.4
Artículo 87	NCC-03	3.2.1	NCC-13	13.6.2
Artículo 63	NCC-08	A.8.3.6	NCC-13	13.9

### Observación 1: Modelación de la Demanda

Informe si evaluó la utilización de más de 9 bloques para la modelación de la demanda y los beneficios que esto puede representar, tomando en cuenta lo descrito por el AMM en la nota con referencia GG-740-2020, e informe cual es la previsión de implementarlo.

### Observación 2: Validación de la Información

- i. Confirme si, en virtud de lo establecido en el numeral 1.2.4 de la NCC-1 y el numeral 1.2.7 de la NCO-1, toda la información utilizada para la elaboración de la Programación de Largo Plazo 2021 – 2022, en su versión provisoria, fue validada por el AMM y que no existe incompatibilidad en la información, a excepción de los casos indicados en el numeral 4.9 del informe de la referida PLP.
- ii. Informe sobre si se aplicó lo establecido en el numeral 1.2.3.5 de la NCC-1 a algún Participante.
- iii. Conforme lo establecido en el numeral 1.2.4 de la NCC-1, en relación a los casos para los cuales no se había finalizado el proceso de validación de la información al momento de la publicación de informe de la Programación de Largo Plazo 2021 – 2022, en su versión provisoria, mismos que son indicados en la sección 4.9 denominada "Validación de la Información" del referido informe, para cada caso, indique si ya ha finalizado el proceso de validación; si la respuesta es afirmativa, indique los casos para los cuales se llegó a un acuerdo y los casos en los cuales no se llegó a un acuerdo así como el momento en que, estos últimos, se informarán a esta Comisión; en caso la respuesta es negativa, indique el detalle de dicho proceso y los pasos que quedan por realizar dentro del proceso de validación.



### **Observación 3: Exportaciones e Importaciones**

Es necesario aclarar el año que se utilizó para la estimación de exportaciones al MER, dado que, dentro del procedimiento descrito en la sección 4.4.1 del informe, se explica que en la PLP versión provisoria se utilizaron las mediciones comerciales del año 2019, y a su vez, se indica que se replicó lo exportado en el último año calendario (que para el presente caso debería ser 2020).

Además, se solicita que informe a esta Comisión el motivo por el cual no se considera, para el año estacional 2021-2022, la oferta de importación desde de México de Empresa de Comercialización de Energía Eléctrica (ECOE).

### **Observación 4: Contratos de respaldo de potencia**

Se recomienda que se incluya en el informe de la Programación de Largo Plazo Versión Definitiva 2021-2022, dentro de la tabla contenida en el apartado 4.7, la cantidad de potencia que fue contratada durante la vigencia del contrato, en el mismo sentido de lo indicado en el numeral 13.6.2 de la NCC-13 y tal como fue incluido en la Programación de Largo Plazo para el año estacional 2020-2021 en su versión definitiva.

### **Observación 5: Potencia disponible para RRA**

Respecto a las centrales que se considera que cubrirán el servicio de Reserva Rápida, incluidas en la sección 1.2 del Informe de la Programación de Largo Plazo Versión Definitiva 2021-2022, indique si todas, y cada una, cumplen con las condiciones contenidas en la literal a) del numeral A.8.3.3 del anexo de la Norma de Coordinación Comercial No. 8 y la literal (b) del numeral 4.3.1 de la Norma de Coordinación Operativa No. 4.

### **Observación 6: Oferta y Costos variables de energía por central**

- i. Dentro de la tabla 13 (Costos Variables Proyectados) se observa la inclusión de la central Escuintla Gas 3 (ESC-G3), no obstante, no se ha incluido dentro de la oferta considerada en la sección 1.2 (Oferta) del informe de la PLP VP, tampoco en el último informe de la capacidad instalada publicado en el portal del AMM ni se consideró en la base de datos del software SDDP. Al respecto, se solicita al AMM que aclare esta situación.
- ii. Dentro de la tabla 9 [Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (Ingenios Azucareros)] se incluye la central Concepción, sobre la cual se tiene conocimiento que se desconectará del SNI, en ese sentido, se considera que no debería incluirse en dicha tabla.

### **Observación 7: Base de datos SDDP, observaciones y actualizaciones**

Se recomienda que en la Programación de Largo Plazo Versión Definitiva 2021-2022, se revise la base de datos empleada para la proyección del despacho anual de las centrales. Lo anterior, considerando lo siguiente:

- i. Verifique la información relacionado con los costos variables de las centrales ya que los mismos no corresponden a los mostrados en el informe de la PLP VP. Las unidades o centrales identificadas con estas inconsistencias son: Térmica Bloque 2, Escuintla Gas, Steward & Stevenson, Tululá y Magdalena.
- ii. Verificar la información relacionada con la Energía no suministrada, específicamente el costo operativo en \$/ MWh, ya que las mismas no corresponden a las mostradas en el informe de la PLP VP.



- iii. Verificar que las fechas de los mantenimientos correspondan a las fechas mostradas en el informe final. Tomando en cuenta que aparecen centrales con fechas de mantenimientos diferentes, siendo estas TAM-G, TAM-G2.
- iv. Aclare si la información indicada en las tablas 27, 29, 30, 33, 34 y 40 (relacionadas a Nuevas obras de transmisión) ha sido considerada y modeladas en la base de datos del software SDDP.

Adicionalmente, indique y liste las diferencias que existe entre la base de datos del SDDP utilizada para elaborar la Programación de Largo Plazo en su versión provisoria y la utilizada para el cálculo de la Oferta Firme Eficiente, conforme a la literal a) del numeral 2.2.1 de la NCC-2.

**Observación 8: Revisión del contenido de las tablas incluidas en el informe**

Se recomienda que en el informe Programación de Largo Plazo Versión Definitiva 2021-2022, se revise las tablas que se muestran, ya que en el informe de la Programación Versión Provisoria se muestran tablas con información errónea o sin congruencia (por ejemplo: en tabla 14, filas repetidas, en tabla 17, valores con fecha 2020, en tabla 25, filas corridas, en tabla 28, errores en títulos, en tabla 33 y 34, título incongruente con el contenido).

**Sobre el Informe Técnico de Evaluación preliminar de Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Secundarios de Subtransmisión, correspondiente a la Programación de Largo Plazo 2021-2022.****Observación 9:**

Consideramos se deben incluir los 12 Sistemas Secundarios de Transmisión propuestos por el AMM mediante el oficio GG-774-2020, y que se muestran en la tabla siguiente, debido a que no fueron incluidos en el informe que acompaña a la versión provisoria de la Programación de Largo Plazo para el año estacional 2021-2022; o en su caso, indique la razón para no incluirlos.

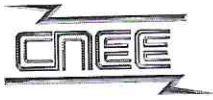
No	Sistemas de Secundarios de Transmisión Propuesto por el AMM
1	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Orazul Energy
2	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - TCQ
3	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Suprema
4	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Kerns
5	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Denimville
6	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Liztex
7	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Sacos Agroindustriales - Nestlé
8	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Nestlé
9	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Cervecería del Sur
10	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Estación de Bombeo Ojo de Agua
11	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Empresa Puerto Quetzal
12	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Planta de Bombeo Hincapié

Además, consideramos que el AMM debe evaluar y proponer si existen otros sistemas secundarios, adicionales a los listados anteriormente, independientemente de la definición que actualmente se encuentra vigente.

**Observación 10:**

Indique e incluya, en el informe de la propuesta de los sistemas secundarios, la infraestructura de transmisión existente que conecta Participantes Productores del Mercado Mayorista al Sistema Nacional Interconectado para la cuales el AMM considera que son de uso privativo.





## ESTUDIOS ELÉCTRICOS (Observaciones a la Base de Datos y el Informe)

### Observación 11: Archivos de las Bases de Datos para estudios eléctricos

No se incluyó en la versión provisoria la base de datos utilizada para los efectos de lo establecido en el artículo 55 c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista y el numeral 1.2.5 de la Norma de Coordinación Comercial No. 1 **lo cual restringe que los Participantes del Mercado Mayorista y la Comisión** puedan realizar observaciones a dicha base de datos, como lo establece el artículo 52 del RAMM. Por lo cual, nuevamente se solicita que sean remitidos en cada una de las versiones de la Programación de Largo Plazo (Provisoria, Definitiva, Reprogramación Provisoria y Reprogramación Definitiva) la totalidad de los archivos de la Base de Datos, para que los resultados relacionados con los Estudios Eléctricos de Seguridad Operativa puedan ser replicados por la CNEE, para régimen permanente y transitorio.

Al respecto, según el software utilizado, los archivos deben ser ordenados y separados por tipo de estudio y según corresponda a cada análisis y escenarios considerados, debiendo incluir archivos auxiliares como rutinas, subrutinas (Internas y Externas), acompañando un informe que contenga la parametrización utilizada y a través de la cual se obtuvieron los resultados contenidos en la Programación de Largo Plazo. Para PSSE dentro de los archivos que como mínimo se requiere sean enviados a esta Comisión son los siguientes: \*.sav, \*.raw Versión 32 o superior, \*.seq, \*.dvr, \*.idv, \*.sld del S.N.I utilizado, \*.sld de los sistemas secundarios, archivos CONEC y ET, \*.py, \*.sub, \*.con, \*.mon, \*.dxf, \*.pv, \*.ccv, conec.flx, conet.flx. \*.snp, \*.bat. Lo anterior ya ha sido observado en las notas GTM-NotaS2018-51, nota GTM-NotaS2019-47, GTM-NotaS209-169 y GTM-NotaS2020-55, por lo que consideramos que ha existido suficiente tiempo para realizar una implementación gradual de esta observación.

### Observación 12: Modificaciones y actualizaciones a la Base de Datos

Confirmar que fue realizada la revisión y actualización de los elementos, parámetros eléctricos y topología de la Base de Datos que es utilizada para la realización de los estudios eléctricos, para los efectos de cumplir con el artículo 53 y 55 c) del RAMM y el numeral 1.2.2.2 y 1.2.2.3 de la NCC-1. En ese sentido, la PLP VD debe incluir la información en la cual se listen las modificaciones y actualizaciones en las bases de datos, en comparación con la inmediata anterior, para realizar la verificación correspondiente, incluyendo entre otros y sin ser limitativo lo siguiente:

- Modificación y/o actualización de la topología del sistema de transmisión.
- Variaciones significativas y redistribución de las demandas que son conectadas por los Distribuidores y Grandes Usuarios, que se conectan a las instalaciones del sistema de transmisión.
- La identificación de los nuevos elementos que fueron incorporados al Sistema Nacional Interconectado tales como: generadores, líneas, equipos de compensación reactiva y transformadores.

La identificación de las ampliaciones y actualización de los Esquemas de Control Suplementarios; así como los nuevos esquemas que fueron incorporados, conforme lo establecido en la Norma de Coordinación Operativa No. 4.

### Observación 13: Restricciones y topología más adecuadas del sistema de transmisión

Con relación a las restricciones permanentes del sistema de transmisión y topologías más adecuadas del SNI, que han sido determinadas conforme lo establecido en el literal g), numeral 1.2.1, y numeral 1.2.2.2, ambos de la NCC-1, se recomienda al AMM incluir un apartado que



presente de forma integrada y resumida todas las restricciones permanentes y topología más adecuada del SNI, en caso las hubiera.

Adicionalmente, respecto a las restricciones se solicita que confirme si ha considerado en el informe las opiniones que el AMM ha emitido durante evaluaciones de acceso y ampliación a la capacidad de Transporte, conforme el artículo 49 del RLGE y la NTAUCT, tomando en cuenta que en dichas evaluaciones el AMM identificó restricciones importantes y actualmente los proyectos ya están operando en el Sistema Nacional Interconectado, listarlas las que ha tomado en cuenta.

#### **Observación 14: Consideraciones de Mantenimientos**

Tomando en cuenta lo establecido en el numeral 1.2.3.1 c) de la NCC-1 que literalmente indica "Planes de Mantenimiento Mayor, así como todos los demás mantenimientos de las instalaciones y equipos de transmisión que, de acuerdo a los estudios eléctricos realizados por el AMM, afecten la capacidad de transporte, la calidad del servicio del sistema eléctrico o representen desconexión de generación que reduzcan las reservas a niveles de riesgo. También deberá informar los cambios de topología de la red y adiciones o retiros de equipos principales que pudieran modificar permanentemente la capacidad de transporte de energía o la calidad del servicio en el sistema de transmisión...", se solicita remitir o incluir en el informe lo siguiente, para los efectos de cumplir con el artículo 53 y 55 c) del RAMM y el numeral 1.2.5 de la NCC-1:

- i. Listar los cambios en la topología, debiendo señalar aquellos que pudieran modificar la capacidad de transporte.
- ii. Listar la adición o retiros de los equipos principales, que pudieran modificar permanentemente la capacidad de transporte, y en el caso de no existir retiros deberá ser indicado.
- iii. Identificar los mantenimientos mayores en instalaciones y equipos de transmisión que pueden producir efectos adversos a la capacidad de transporte (Sobrecarga, Colapso de Voltaje, Bajo Voltaje, Alto Voltaje), la calidad del servicio del sistema eléctrico y/o que pueden producir la desconexión de generación que reduzca las reservas a niveles de riesgo. También es necesario identificar los mantenimientos mayores programados, conforme lo establecido en el numeral 1.2.4.2 (c) (4) de la NCC-1, que literalmente establece "*Si no se obtuviera un acuerdo el AMM elaborará el programa de Mantenimiento Mayor que satisfaga las restricciones mencionadas, el cual deberá ser respetado por todos los Participantes*".
- iv. Identificar las instalaciones que indica la segunda viñeta del numeral 1.2.3.1 c) de la NCC-1.

#### **Observación 15: Transformadores de potencia por alcanzar su capacidad nominal**

Para una mejor comprensión de los Participantes del Mercado Mayorista, que no son usuarios habituales del programa PSSE, nuevamente se solicita al AMM que en el informe se incluya un apartado en el cual se identifiquen y listen las subestaciones en las cuales se observa, como resultado de los estudios, que los transformadores de potencia están por alcanzar su capacidad nominal, conforme su criterio técnico y lo establecido en el artículo 44 c) de la LGE. Lo anterior ya ha sido observado en las notas GTM-NotaS2018-228, nota GTM-NotaS2019-47 y GTM-NotaS2020-55.

#### **Observación 16: Compensación Reactiva**

En los estudios se indica que la zona Oriental, es dependiente de la generación local por el déficit de potencia reactiva, ante ciertos mantenimientos o contingencias se hace necesario despachar generación forzada o restricción de demanda. No obstante, lo anterior, en los estudios no se identifica la necesidad de instalación de bancos de capacitores aún ante contingencias en las que se presentan bajo voltajes. Por lo anterior se solicita al AMM indicar las



inversiones que, desde el punto de vista operativo, recomienda que sean realizadas para dar soluciones al déficit de reactiva antes mencionado y reducir la necesidad de generación forzada y restricciones para la demanda.

Respecto al análisis de bancos de reactores, se solicita al AMM aclarar la ubicación del banco de reactores de 30.0 MVAR identificado para la subestación Uspantán, en virtud que como parte de la evaluación de la ampliación a la capacidad de Transporte relacionada con la subestación Subestación Chiantla 230/69 kV fue evaluada la ubicación de reactores con capacidad 30.0 MVAR, en multietapas, en las subestaciones Covadonga y Chiantla.

#### **Observación 17: Obras de transmisión consideradas en los estudios**

En los estudios se indica que fueron consideradas algunas obras de transmisión que durante el año estacional 2021-2022 serán puestas en operación. No obstante, lo anterior, en el apartado de análisis de generación forzada se indica que fueron consideradas únicamente las instalaciones que ya se encuentran en operación.

Al respecto, se recomienda al AMM realizar una sensibilidad para los estudios de flujo de carga, contingencias y análisis de generación forzada; es decir, que ambos puedan incluir un escenario con y sin obras de transmisión que serán puestas en operación durante el año estacional en mención.

Adicionalmente, en virtud que en la programación provisoria no se incorpora el apartado de estabilidad transitoria, se recomienda realizar una sensibilidad considerando los límites de banda muerta previstos en el MER y México.

#### **Observación 18: Reserva Rodante del Sistema Nacional Interconectado**

Dentro de los objetivos de los estudios de seguridad operativa se encuentra verificar el desempeño de la Reserva Rodante; sin embargo, dentro de los estudios no se incluye el análisis de dicho aspecto. Por lo anterior, se solicita al AMM incorporar la metodología utilizara para verificar el desempeño de la Reserva Rodante y el apartado que contenga los resultados, así como toda la información relativa que fue de base para efectuar dicho análisis.

#### **Observación 19: Publicidad de la Información**

Se solicita que el Administrador del Mercado Mayorista publique o incluya en la Versión Definitiva de la Programación de Largo Plazo 2021-2022 (y remita a esta Comisión) copia de todas las observaciones que le fueron enviadas por los Participantes del Mercado Mayoristas y la correspondiente explicación técnica, indicando cuales de estas observaciones implicaron ajustes a la Versión Provisoria y cuáles no.

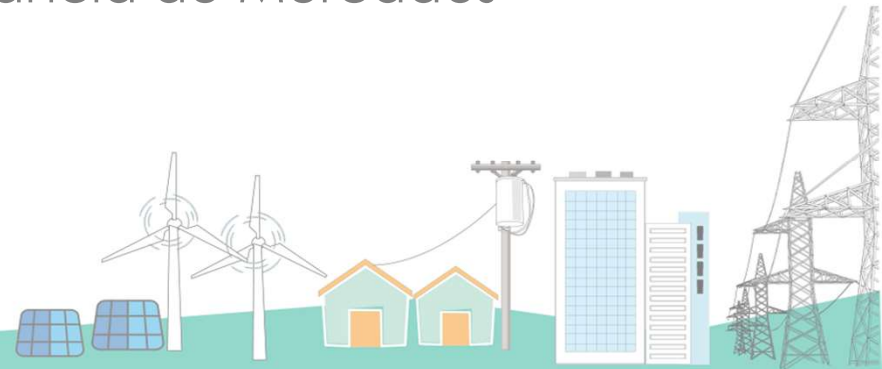
# Aspectos Relevantes y Observaciones a la PLP Versión Provisoria 2021-2022

Marzo 2021

Gerencia de Planificación y Vigilancia de Mercados  
Eléctricos

The logo for the Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) features the acronym 'CNEE' in a stylized, bold, sans-serif font. The letters are white with a blue outline and are set against a background of a blue lightning bolt and a green hill.

Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América

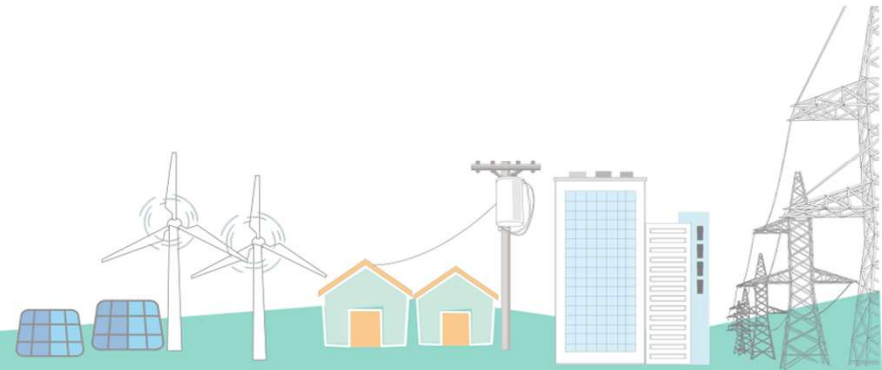




# Información y Criterios



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América



## Proyección de la demanda de potencia y energía del S.N.I + Exportaciones

	PROYECCIÓN / ESTIMACIÓN [GWh]	CRECIMIENTO (%)
DEMANDA DE ENERGÍA S.N.I	11,860.80	4.46
DEMANDA DE POTENCIA S.N.I	1,829.20	2.0
EXPORTACIONES AL MER	1,658	0
EXPORTACIONES AL MEM	120.8	0

- Se vuelven a utilizar 9 bloques de demanda. **(Al respecto se solicita que indiquen el análisis para no utilizar más bloques)**
- Se espera que la demanda máxima de potencia ocurra en abril de 2022.
- El AMM tomó en cuenta la situación derivada de la Pandemia COVID-19, por lo que realizó una actualización del modelo con una ampliación de la muestra de enero 2001 a agosto 2020.
- No existe cambio entre la estimación de exportaciones al MER y al MEM, respecto a la estimación realizada para el año estacional en curso.
- Indican haber mediciones comerciales de exportación del año **2019**, y a su vez indican que se limitan a replicar lo exportado en el último año calendario (en este caso debería ser 2020).



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América





# Importaciones

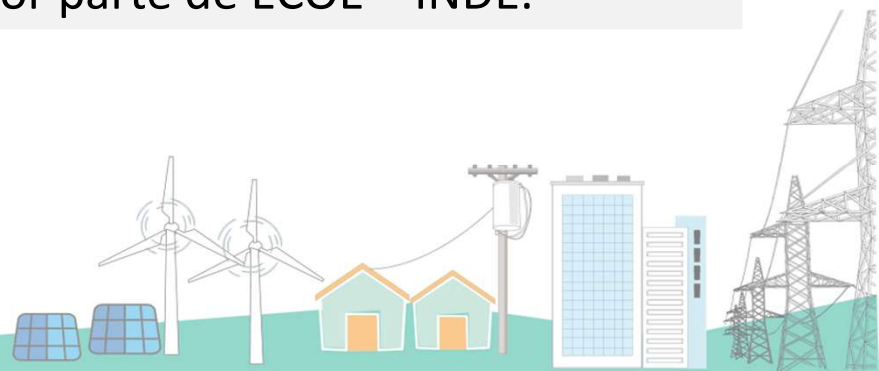
Se considera para todo el Año Estacional la siguiente oferta de importación:

1. 120 MW de potencia, regida por el despacho económico al costo variable estimado según la metodología de costos variables presentada por Energía del Caribe.

No se cuenta con oferta de importación por parte de ECOE – INDE.

The logo for the Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) features the letters 'CNEE' in a stylized, outlined font. The letters are white with a blue outline and are set against a background of a blue lightning bolt and a green hill.

Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América



# Oferta Total por Tecnología

Tecnología	MW Efectivo	Porcentaje
Hidráulica	1419	42%
GDR	111	3%
Turbinas de Vapor	471	14%
Turbinas de Gas	134	4%
Motores Reciprocantes	379	11%
Ingenios Zafra	645	19%
Geotérmica	33	1%
Fotovoltaica	80	2%
Eólica	107	3%
Total	3379	

Tecnología	MW Efectivos	Porcentaje
Hidráulica	1419.528	42%
GDR	112.892	3%
Turbinas de Vapor	471.481	14%
Turbinas de Gas	127.777	4%
Motores Reciprocantes	418.861	12%
Ingenios Zafra	628.515	18%
Geotérmica	33.378	1%
Fotovoltaica	80	2%
Eólica	106.5	3%

## RPLP VD 2020-2021

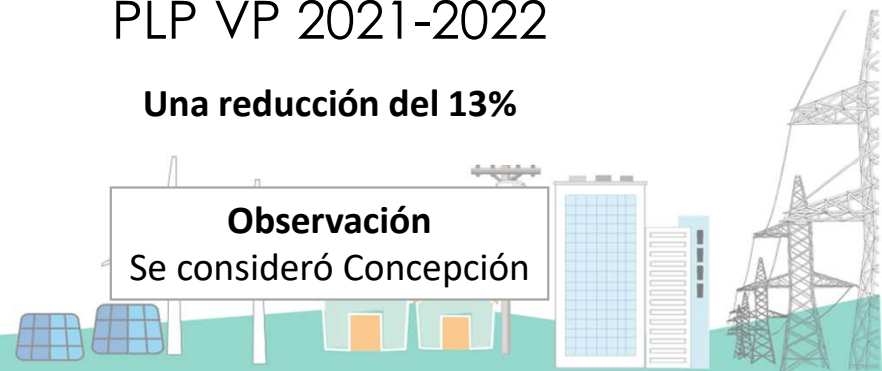
Para los Motores Reciprocantes el dato de la RPLP es erróneo, el correcto es de 482.7 MW.



## PLP VP 2021-2022

**Una reducción del 13%**

**Observación**  
Se consideró Concepción





## Potencia Efectiva Motores Bunker y Turbinas de Diesel

### Motores Reciprocantes (Búnker)

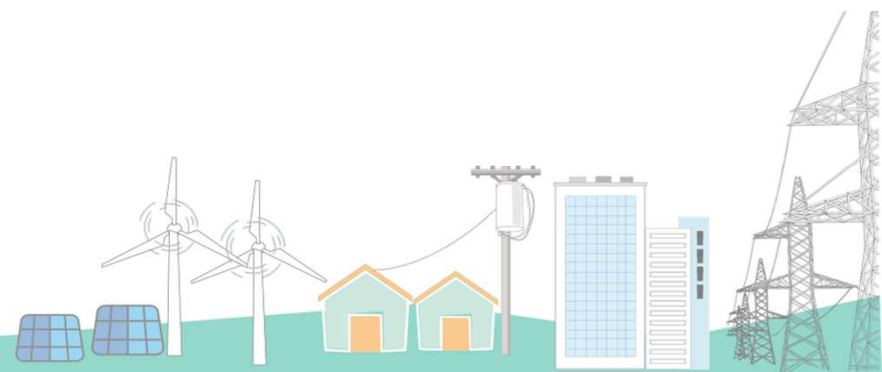
Central/Unidad	RPLP VD 20-21	PLP VP 21-22
Arizona	161.018	161.018
PQP	56.794	56.858
Las Palmas	67.018	20.808
GENOR	40.618	39.902
SIDEGUA	0	0
Generadora del Este	70.473	64.385
Generadora Progreso	0	0
Electro Generación	16.326	14.447
Térmica	14.12	14.067
Térmica B2	31.178	30.532
COENESA	6.255	0
Electro Generación Cristal Bunker	4.195	3.158
GENOSA	14.704	13.685
<b>Total</b>	<b>482.70</b>	<b>418.86</b>

### Turbinas

Central/Unidad	Recurso	RPLP VD 20-21	PLP VP 21-22
Tampa	Diesel	75.77	69.63
S&S	Diesel	21.46	21.46
Escuintla Gas 5	Diesel	38.58	34.10
Actún Can Gas Natural	Gas Natural	2.59	2.59
<b>Total</b>		<b>138.40</b>	<b>127.78</b>

**CNEE**

Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América



# Potencia Disponible RRA

Central/Unidad	Recurso	RPLP VD 20-21 [MW]	PLP VP 21-22 [MW]
TAM-G1	Diesel	33.4796	34.9268
TAM-G2		36.9683	36.972
PQP-B1	Bunker	5.6759	5.6788
PQP-B2		5.0381	2.2013
PQP-B3		5.6765	5.6788
PQP-B4		5.6759	5.667
PQP-B5		5.6754	5.6788
PQP-B6		5.6754	5.6788
PQP-B7		5.6623	5.6788
PQP-B8		5.5152	5.5328
PQP-B9		5.6765	5.61
PQP-B10		5.6737	5.575
LPA-B1		13.9295	14.7495
LPA-B2		14.2089	15.1325
LPA-B3		14.5015	14.9498
LPA-B4		14.5857	14.9864
LPA-B5		4.9838	4.7731

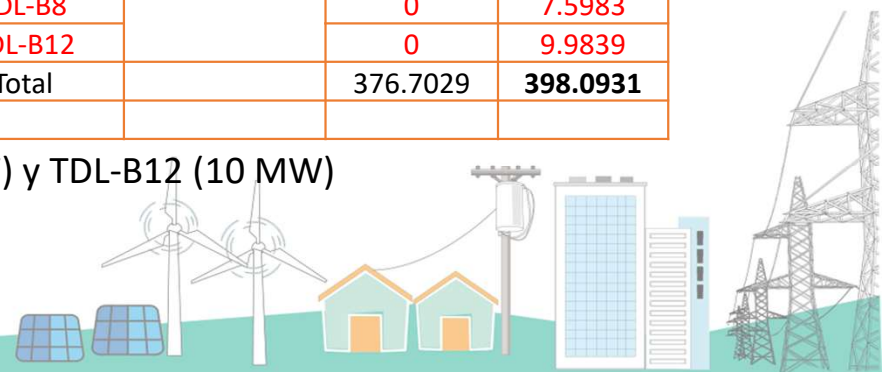
Central/Unidad	Recurso	RPLP VD 20-21 [MW]	PLP VP 21-22 [MW]
ARI-O1	Bunker	15.6041	15.4462
ARI-O2		15.8102	15.6353
ARI-O3		15.9059	15.6919
ARI-O4		15.5781	15.2442
ARI-O5		15.7478	15.5671
ARI-O6		15.8361	15.7643
ARI-O7		15.0861	14.8284
ARI-O8		15.7767	15.775
ARI-O9		15.4325	15.4116
ARI-O10		16.0331	15.7849
S&S-D	Diesel	16.8431	19.6736
ELG-B1	Bunker	7.2235	8.074
ELG-B2		7.2235	8.1442
TDL-B8		0	7.5983
TDL-B12		0	9.9839
Total		376.7029	398.0931

Se adicionan las unidades TDL-B8 (7.6 MW) y TDL-B12 (10 MW)

**Incremento del 6%**



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América



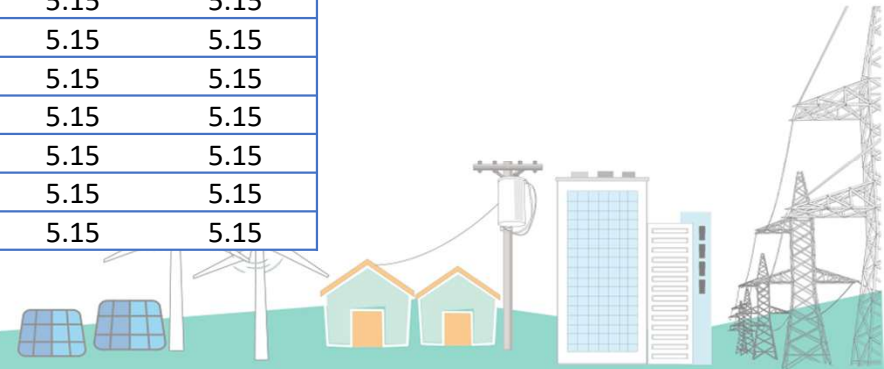


# Unidades habilitadas para RRO

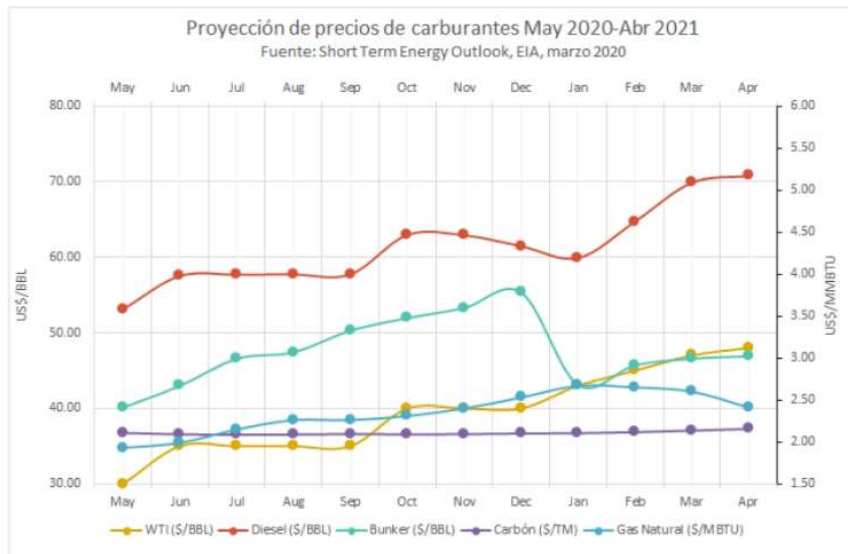
Unidad	Recurso	RPLP VD 20-21 [MW]	PLP VP 21-22 [MW]
AGU-H2	Hidro	6.05	6.05
AGU-H3		6.05	6.05
JUR-H1		5.69	5.69
JUR-H2		5.69	5.69
JUR-H3		5.69	5.69
CHX-H1		12.08	12.08
CHX-H2		12.08	12.08
CHX-H3		12.08	12.08
CHX-H4		12.08	12.08
CHX-H5		12.08	12.08
LVA-H1		5	5
LVA-H2		5	5
PVI-H1		10	10
PVI-H2		10	10
XAC-H1		11	11
XAC-H2		11	11
XAD-H1	7.92	7.92	
XAD-H2	7.92	7.92	

Unidad	Recurso	RPLP VD 20-21 [MW]	PLP VP 21-22 [MW]
CAN-H1	Hidro	6.45	6.45
CAN-H2		6.45	6.45
OXE-H1		5	5
OXE-H2		5	5
OX2-H1		5.49	5.49
OX2-H2		5.49	5.49
OX2-H3		5.49	5.49
LPA-B4	Bunker	5.2	5.2
ARI-O1		5.15	5.15
ARI-O2		5.15	5.15
ARI-O3		5.15	5.15
ARI-O4		5.15	5.15
ARI-O5		5.15	5.15
ARI-O6		5.15	5.15
ARI-O7		5.15	5.15
ARI-O8		5.15	5.15
ARI-O9		5.15	5.15
ARI-O10	5.15	5.15	

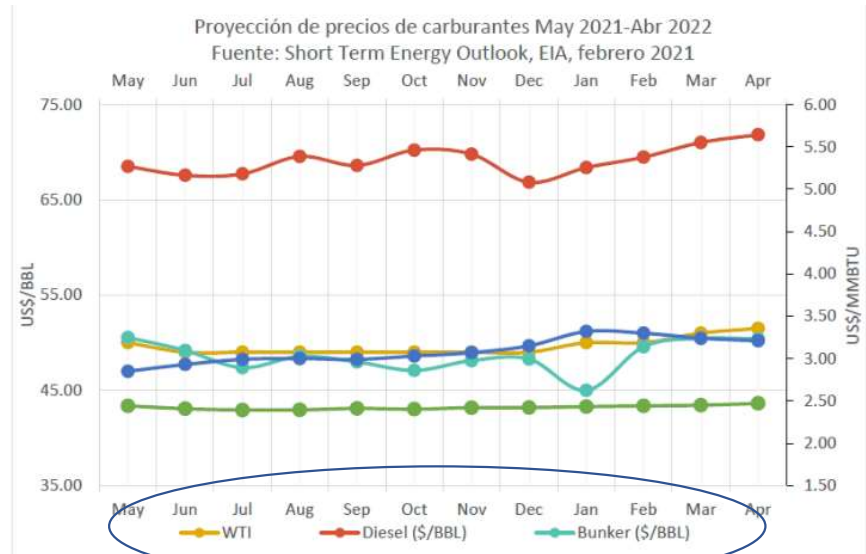
253.48 MW para RRO  
**No hubo cambios**



# Proyección de costos de combustibles



PLP VD 2020-2021



PLP VP 2021-2022

## Observación

Solamente indica tres leyendas, para cinco variables



## Costos Variables de Energía por central térmica proyectado

MNEMO	PLANTA	may-21	jun-21	jul-21	ago-21	sep-21	oct-21	nov-21	díc-21	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22
SJO-C	SAN JOSE	40.08	39.72	39.56	39.58	39.76	39.67	39.86	39.87	39.98	40.08	40.16	40.38
JEN-C	JAGUAR ENERGY	43.84	43.53	43.4	43.41	43.57	43.49	43.65	43.66	43.76	43.84	43.9	44.09
ISI-C	SAN ISIDRO	56.99	58.19	57.95	57.98	58.26	58.11	58.41	58.43	58.61	58.76	58.88	59.22
ACG-G	ACTUN CAN GAS	54.51	55.5	56.24	56.36	56.24	56.73	57.22	58.21	60.3	60.05	59.31	58.94
EDC-I	ENERGÍA DEL CARIBE	40.21	40.94	41.45	41.54	41.45	41.81	42.18	42.91	44.46	44.28	43.73	43.46
ARI-O	ARIZONA	84.24	82.33	79.77	81.45	80.63	79.37	80.82	81.06	76.41	82.87	84.11	84.04
LPA-B	LAS PALMAS	87.62	85.63	82.95	84.7	83.84	82.53	84.05	84.29	79.43	86.19	87.49	87.41
TDL-B	GENERADORA DEL ESTE	95.82	93.53	90.47	92.48	91.49	89.99	91.73	92.01	86.44	94.18	95.67	95.58
ELG-B	ELECTRO GENERACION	95.11	92.84	89.8	91.8	90.82	89.33	91.05	91.33	85.81	93.49	94.96	94.87
MAG-B6	MAGDALENA GRUPO 6	57.95	57.28	57	57.03	57.36	57.19	9.83	9.83	9.86	9.88	9.9	9.96
MAG-B5	MAGDALENA GRUPO 5	167.29	167.29	167.29	167.29	167.29	167.29	7.71	7.71	7.71	7.71	7.71	7.71
MAG-B7	MAGDALENA GRUPO 7	58.51	57.83	57.54	57.57	57.91	57.73	9.84	9.85	9.88	9.9	9.92	9.98

### Observación

\* Algunos CV difieren de los contenidos en la BD SDDP (TER-B2, ESC-G, S&S, TUL y MAG)

\* Se incluyen CV para ESC-G3, la cual no está considerada en la Oferta ni en la BD SDDP.



# Modelación de la Máquina de Falla

RPLP VD 2020-2021

PLP VP 2021-2022

Escalon de reducción de demanda [RD]	Escalon de costo de falla en % del valor del CENS	Costo operativo correspondiente [\$/MWh]
0% < RD ≤ 2%	16% x CENS	279.7
2% < RD ≤ 5%	20% x CENS	349.6
5% < RD ≤ 10%	24% x CENS	419.5
RD>10%	100% x CENS	1,748.1

*Tabla 14 Costo Operativo del CENS trimestre de febrero 2020 a abril 2021*

Escalon de reducción de demanda [RD]	Escalon de costo de falla en % del valor del CENS	Costo operativo correspondiente [\$/MWh]
0% < RD ≤ 2%	16% x CENS	389.6
2% < RD ≤ 5%	20% x CENS	486.9
5% < RD ≤ 10%	24% x CENS	584.3
RD>10%	100% x CENS	2434.7

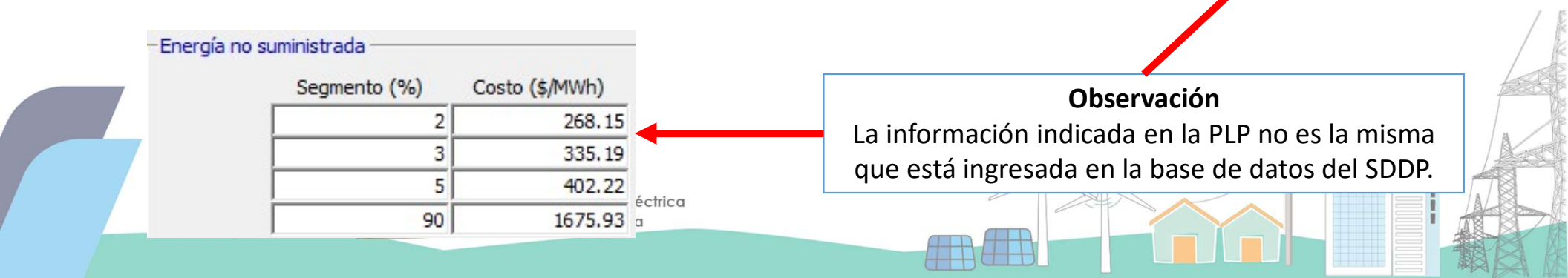
*Tabla 15 Costo Operativo del CENS trimestre de febrero 2021 a abril 2021*

Energía no suministrada

Segmento (%)	Costo (\$/MWh)
2	268.15
3	335.19
5	402.22
90	1675.93

eléctrica a

**Observación**  
 La información indicada en la PLP no es la misma que está ingresada en la base de datos del SDDP.



# CONTRATOS DE RESPALDO DE POTENCIA

Para el período mayo 2021- abril 2022 se muestran los contratos vigentes:

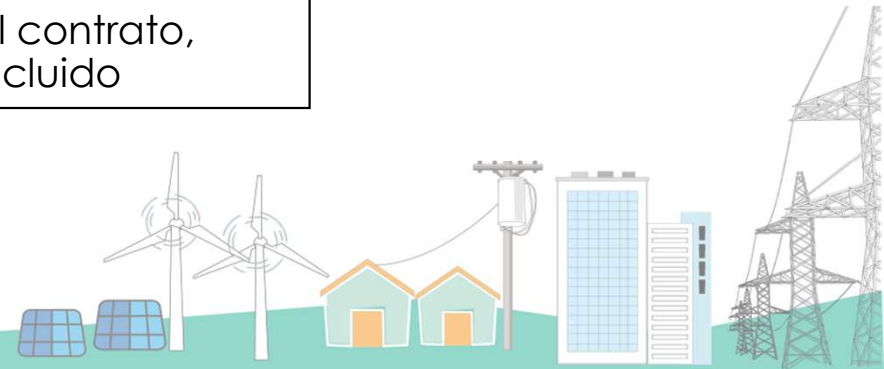
Agente comprador	Agente Vendedor	Fecha inicio	Fecha Fin
COMERCIALIZADORA COMERTITLAN, S. A.	OXEC II, S. A.	1/01/2021	31/07/2021
XOLHUITZ PROVIDENCIA, S. A.	AGRICOLA LA ENTRADA, S. A.	1/01/2021	31/12/2021
CUESTAMORAS COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA, S.A.	GENERADORA DEL ESTE, S. A.	29/01/2021	31/12/2021

## Observación

No se indica la potencia del contrato, anteriormente si se ha incluido

The logo for the Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) features the letters 'CNEE' in a stylized, bold, sans-serif font. The letters are white with a blue outline and are set against a background of a blue lightning bolt and a green hill.

Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América



# MANTENIMIENTOS

Hidroeléctrica Chixoy, tiene programado mantenimiento mayor durante los primeros meses de 2022, (1 febrero - 23 mayo), una a la vez, por lo que durante este lapso contará con el 80 % de su capacidad instalada.

Se considera la indisponibilidad de Central Generadora Eléctrica San José hasta el 31 de julio de 2021 por reparaciones imprevistas en el conjunto turbina-generator. Informa la realización de su mantenimiento mayor en dos fases: 7 días, iniciando el 26 de octubre de 2021 y 22 días iniciando el 8 de enero de 2022.

La Central Generadora Jaguar informa la realización de su mantenimiento mayor así:

UNIDAD / EQUIPO	TIEMPO DEL MANTENIMIENTO (DÍAS)	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACIÓN
JEN-C1	15	27-sep-21	11-oct-21
JEN-C2	15	1-oct-21	15-oct-21
JEN-C1	25	17-ene-22	10-feb-22
JEN-C2	25	30-ene-22	23-feb-22

The logo for the Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) features the letters 'CNEE' in a stylized, bold, sans-serif font. The letters are white with a blue outline and are set against a background of a blue lightning bolt and a green hill.

Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América





# CALENDARIO DE PRUEBAS DE POTENCIA MÁXIMA

PLP VP 2021-2022

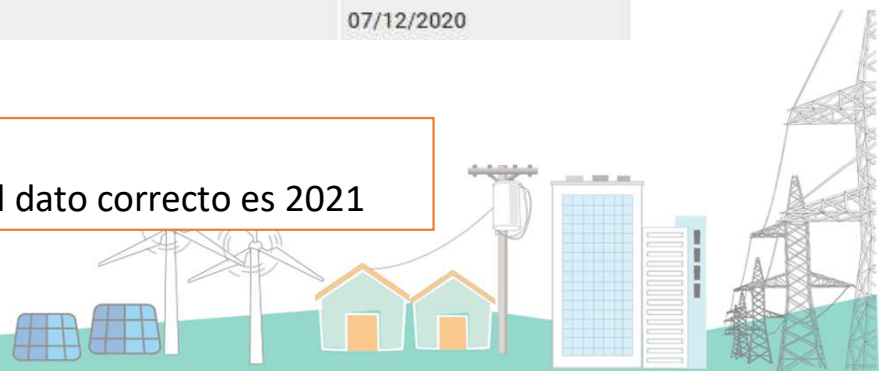
NEMOTÉCNICO	CENTRAL	FECHA
XAC-H	HIDRO XACBAL	11/08/2021
XAD-H	HIDRO XACBAL DELTA	11/08/2021
SJO-C	SAN JOSE	25/05/2021
ARI-O	ARIZONA	18/05/2021
ARI-V	ARIZONA VAPOR	18/05/2021
JEN-C1	JAGUAR C-1	5/05/2021
JEN-C2	JAGUAR C-2	5/05/2021
PNT-B1	PANTALEON BLOQUE 1 ZAFRA	02/12/2020
PNT-B3	PANTALEON BLOQUE 3 ZAFRA	02/12/2020
MAG-B3	MAGDALENA BLOQUE 3 NO ZAFRA	07/12/2020
MAG-B4	MAGDALENA BLOQUE 4 NO ZAFRA	07/12/2020
MAG-B5	MAGDALENA BLOQUE 5 NO ZAFRA	07/12/2020

## Observación

Algunas fechas se indicó año 2020, cuando el dato correcto es 2021

**CNEE**

Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América



# MANTENIMIENTOS MAYORES

## Térmicas

Central	Unidad/Equipo	Tiempo Fuera [Días]	Fecha Salida	Fecha Entrada	Potencia Indisponible [MW]
Jaguar Energy	JEN-C1	15	27/09/2021	11/10/2021	<b>138.58</b>
Jaguar Energy	JEN-C2	15	17/01/2022	10/02/2022	<b>140.93</b>
Jaguar Energy	JEN-C1	25	30/01/2022	23/02/2022	<b>138.58</b>
Jaguar Energy	JEN-C2	25	24/11/2021	13/12/2021	<b>140.93</b>
San Isidro	ISI-B1	21	20/11/2021	10/12/2021	57.56
San José	SJO-C1	183	29/01/2021	31/07/2021	<b>139.87</b>
San José	SJO-C1	7	26/10/2021	1/11/2021	<b>139.87</b>
San José	SJO-C1	22	8/01/2022	29/01/2022	<b>139.87</b>
Generadora Santa Lucía	GSL-C1	30	9/09/2021	8/10/2021	44.89
Madalena Bloque 6	MAG-B6	30	30/08/2021	28/09/2021	57.92
Madalena Bloque 7	MAG-B7	21	9/10/2021	29/10/2021	57.74
Pantaleón Bloque 3	PNT-B3	25	14/07/2021	7/08/2021	54.48
Santa Ana Bloque 2	SAA-B2	<b>80</b>	12/07/2021	29/09/2021	57.87

Del 17/01/22 al 29/01/22 se tendrá fuera 280.8 MW

### Observación

Los Mantenimientos de Tampa no coinciden con las BD SDDP.

# MANTENIMIENTOS MAYORES

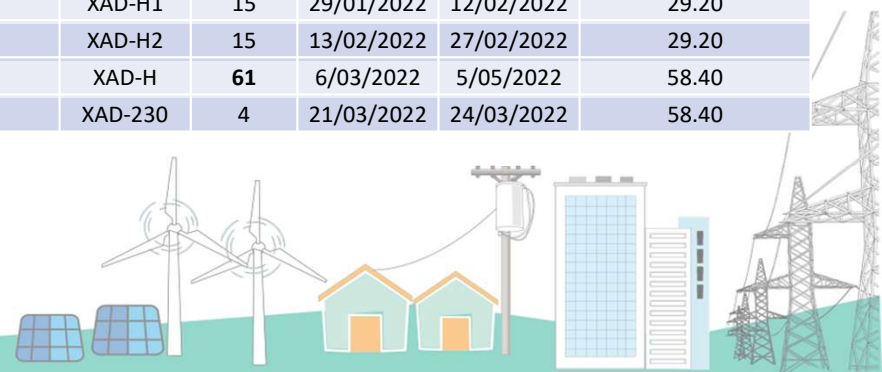
## Hidroeléctricas

Central	Unidad/Equipo	Tiempo Fuera [Días]	Fecha Salida	Fecha Entrada	Potencia Indisponible [MW]
Aguacapa	AGU-H	30	21/04/2021	20/05/2021	79.74
Aguacapa	AGU-H2	30	21/04/2021	20/05/2021	26.58
Aguacapa	AGU-H	15	13/11/2021	27/11/2021	79.74
Aguacapa	AGU-H	30	22/01/2022	20/02/2022	79.74
Aguacapa	AGU-H1	25	26/02/2022	22/03/2022	26.58
Aguacapa	AGU-H3	25	26/03/2022	19/02/2022	26.58
Chixoy	CHX-H1	21	13/04/2021	3/05/2021	57.50
Chixoy	CHX-H5	21	4/05/2021	24/05/2021	57.40
Chixoy	CHX-H2	26	1/02/2022	26/02/2022	57.32
Chixoy	CHX-H3	21	1/03/2022	21/03/2022	57.32
Chixoy	CHX-H4	21	22/03/2022	11/04/2022	57.32
Chixoy	CHX-H1	21	12/04/2022	2/05/2022	57.32
Chixoy	CHX-H5	21	3/05/2022	23/05/2022	57.32
Jurún Marinalá	JUR-H3	15	11/02/2022	25/02/2022	20.12
Jurún Marinalá	JUR-H2	15	28/02/2022	14/03/2022	20.12
Jurún Marinalá	JUR-H	5	18/03/2022	22/03/2022	60.38
Jurún Marinalá	JUR-H1	15	18/03/2022	1/04/2022	20.12
Palo Viejo	PVI-H	5	4/12/2021	8/12/2021	88.19
Palo Viejo	PVI-H	10	16/04/2022	25/04/2022	88.19

Central	Unidad/Equipo	Tiempo Fuera [Días]	Fecha Salida	Fecha Entrada	Potencia Indisponible [MW]
Renace 2	RE2-H	10	26/04/2021	5/05/2021	107.20
Renace 2	RE2-H4	10	14/03/2022	23/03/2022	28.50
Renace 2	RE2-H	10	28/03/2022	14/04/2022	114.00
Renace 2	RE2-H1	10	28/03/2022	6/04/2022	28.50
Renace 2	RE2-H2	10	4/04/2022	13/04/2022	28.50
Renace 2	RE2-H3	10	25/04/2022	4/05/2022	28.50
Xacbal	XAC-H1	15	15/11/2021	29/11/2021	50.00
Xacbal	XAC-H	5	13/12/2021	17/12/2021	100.00
Xacbal	XAC-H1	15	7/03/2022	21/03/2022	50.00
Xacbal	XAC-230	4	21/03/2022	24/03/2022	158.00
Xacbal	XAC-H2	60	22/03/2022	20/05/2022	50.00
Xacbal	XAD-H	15	14/06/2021	28/06/2021	58.40
Xacbal	XAD-H	5	13/12/2021	17/12/2021	58.40
Xacbal	XAD-H1	15	29/01/2022	12/02/2022	29.20
Xacbal	XAD-H2	15	13/02/2022	27/02/2022	29.20
Xacbal	XAD-H	61	6/03/2022	5/05/2022	58.40
Xacbal	XAD-230	4	21/03/2022	24/03/2022	58.40



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América





# VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Tema	Central
Actualización de Parámetros Operacionales	Aguacapa, Jurún Marinalá, El Salto (INDE), Hidroaguná, Electro Cristal Búnker x 2, Jaguar Energy, Térmica, Energía del Caribe, Magdalena (B1, B3,B5, B6 Y B7), San Isidro y Oxec II
Metodologías de CVG	Horus I y II, Térmica I y II, Genosa, Electro Cristal Búnker, Actun Can Gas, Energía del Caribe, San José, Tampa y Madre Tierra.
Metodologías de CVG para importaciones de oportunidad con México	<b>Electronova</b> (Tractebel, Energía de Monterrey y <u>Energía del Valle de México</u> )
	<b>Merelec</b> (Frontera México Generación y <u>Energía del Valle de México</u> )
	<b>MEL</b> ( <u>Energía del Valle de México</u> )



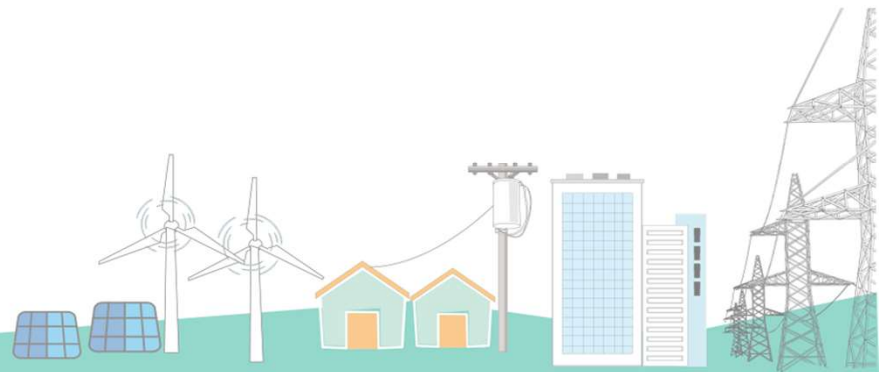
Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América



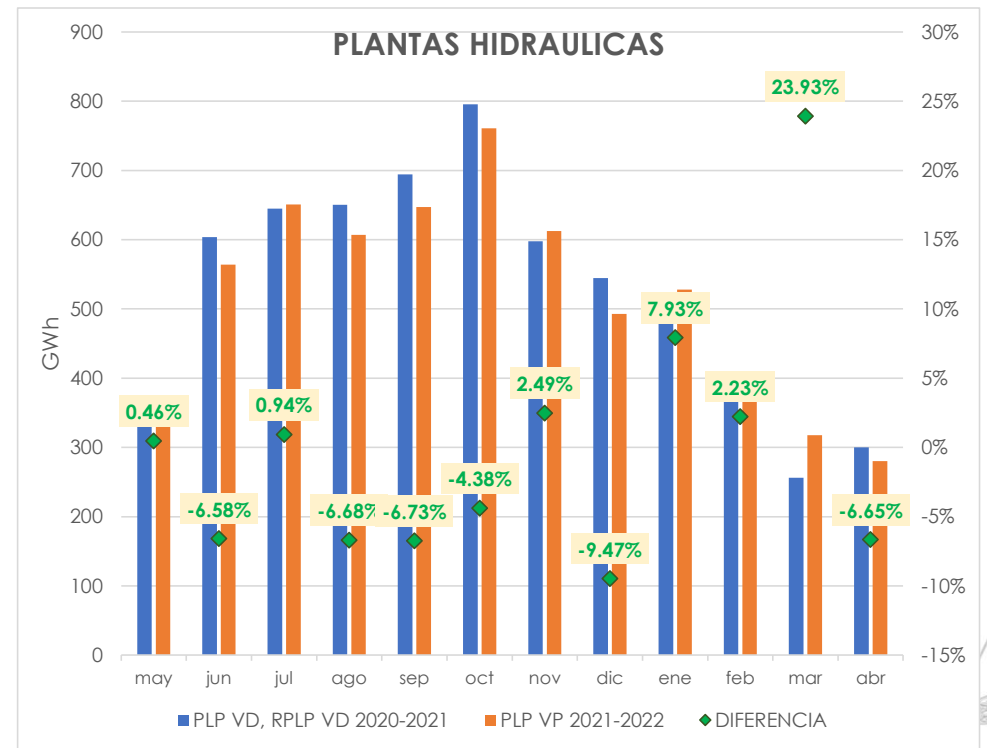
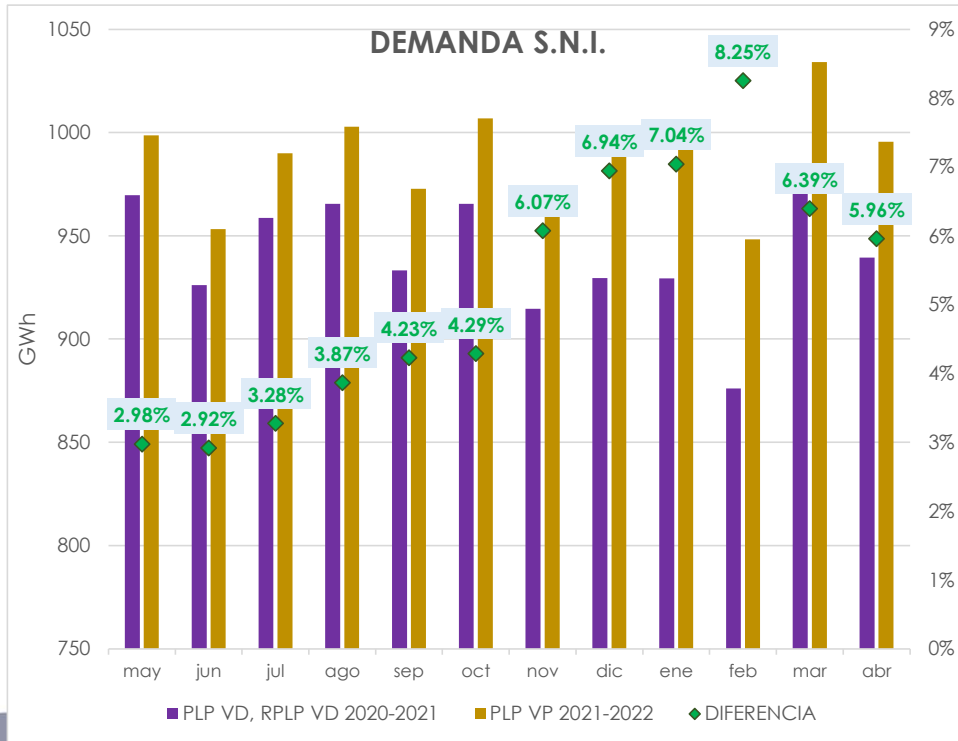
# Resultados



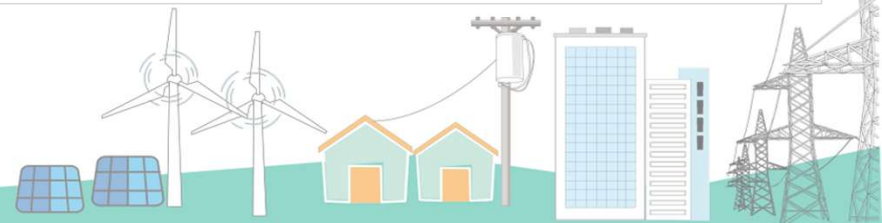
Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América



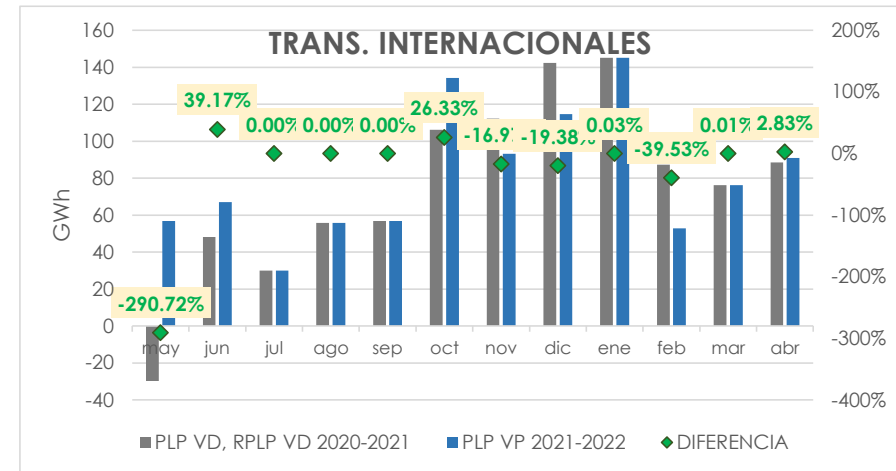
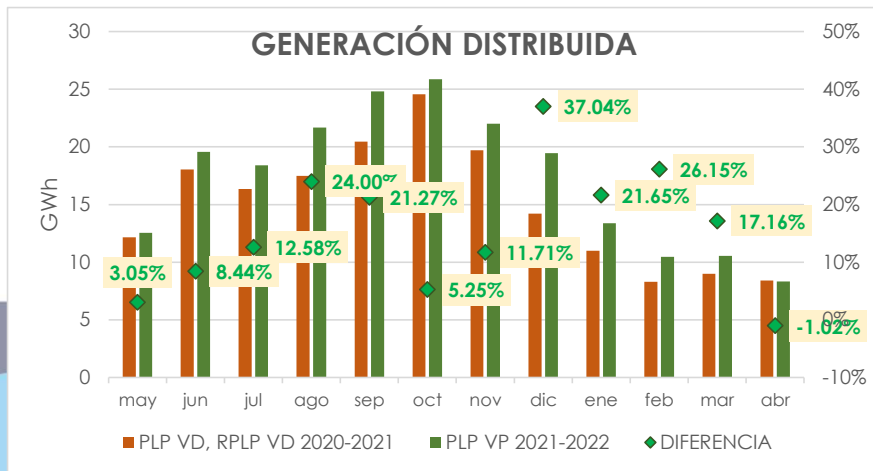
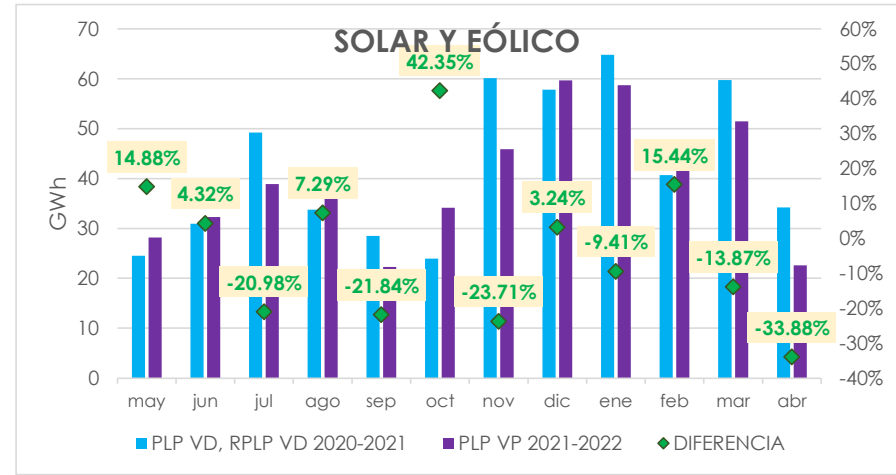
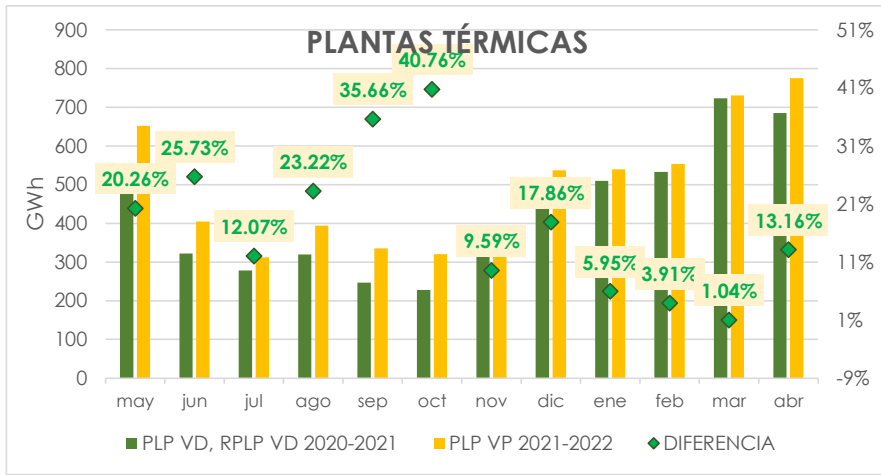
# Programa de despacho 2021-2022



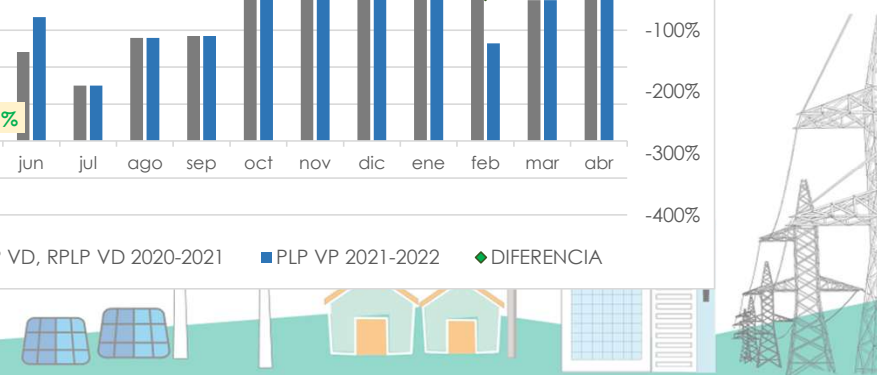
Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América



# Programa de despacho 2021-2022



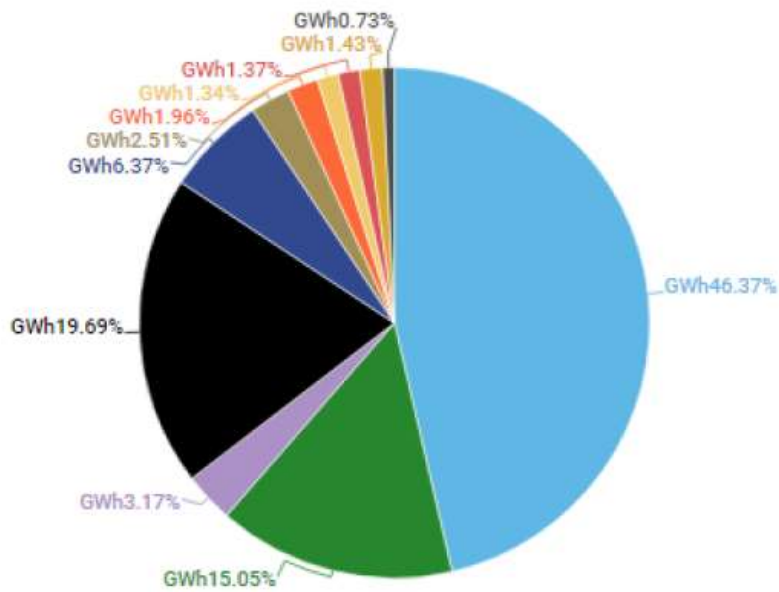
Guatemala, Centro América



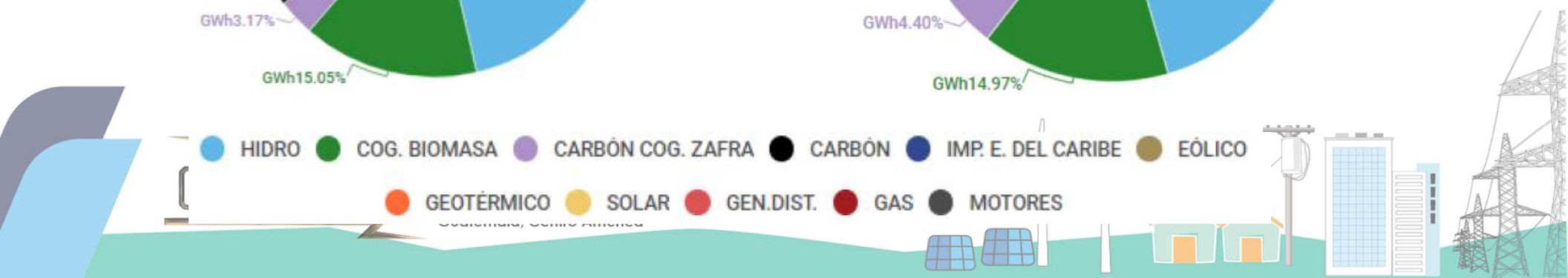
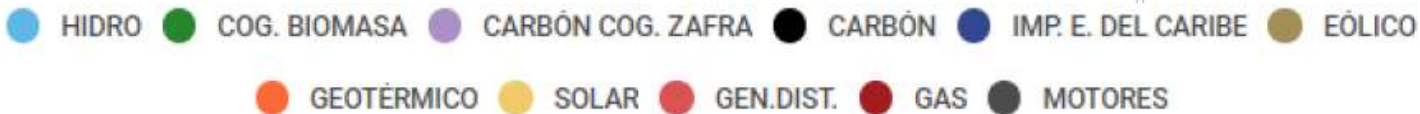
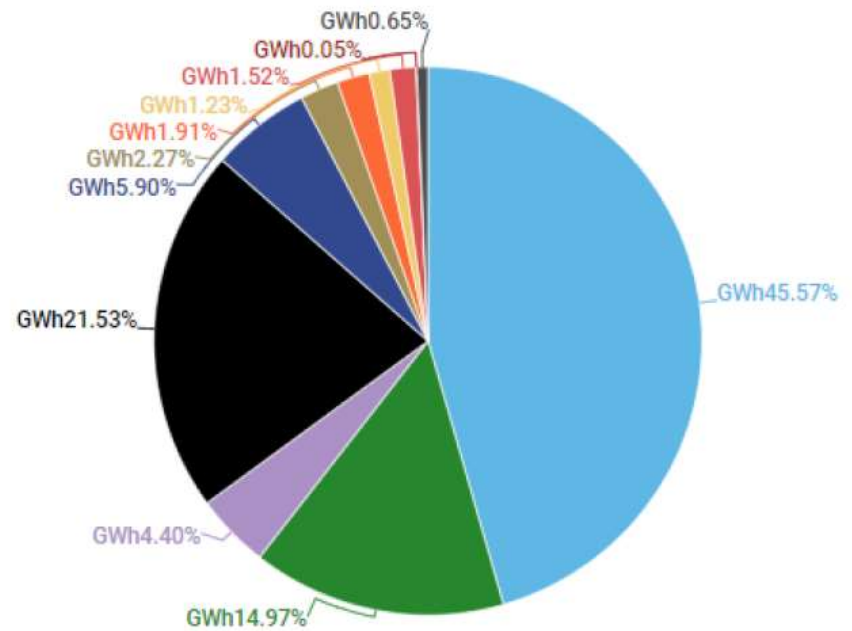


# Matriz de Generación Prevista

## PLP VD 2020-2021



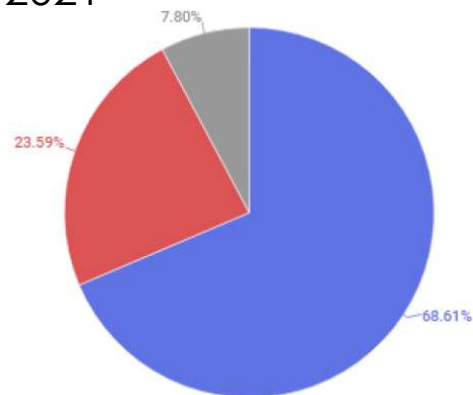
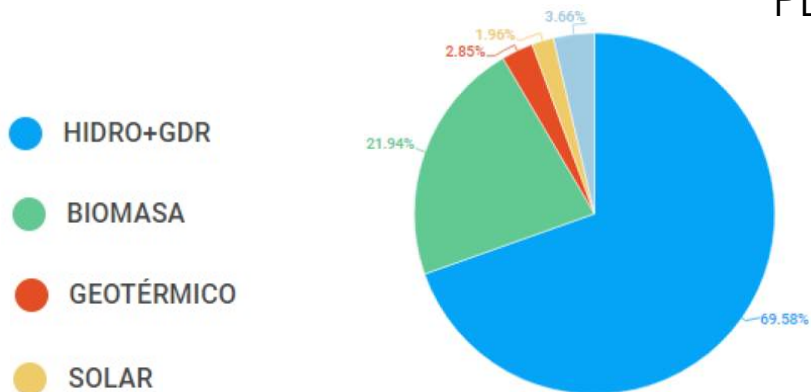
## PLP VP 2021-2022



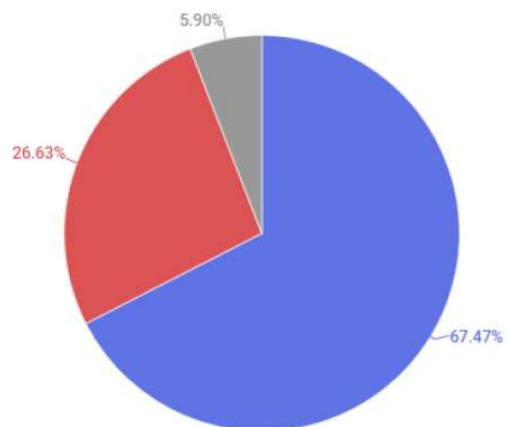
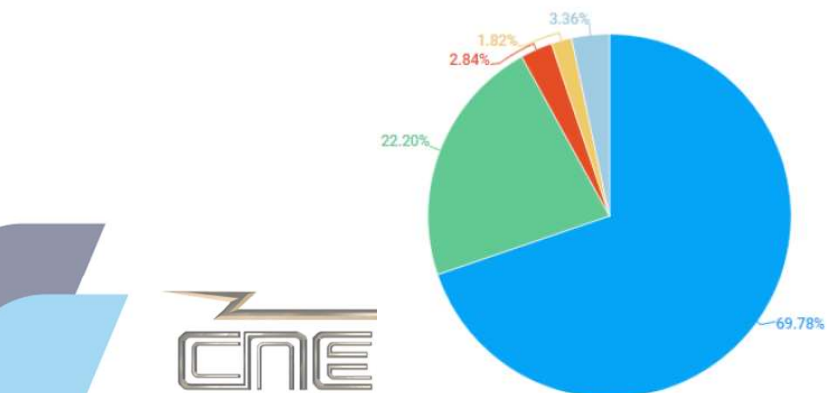
### Matriz de generación prevista por recursos renovables

### Matriz de generación prevista por tipo de recurso

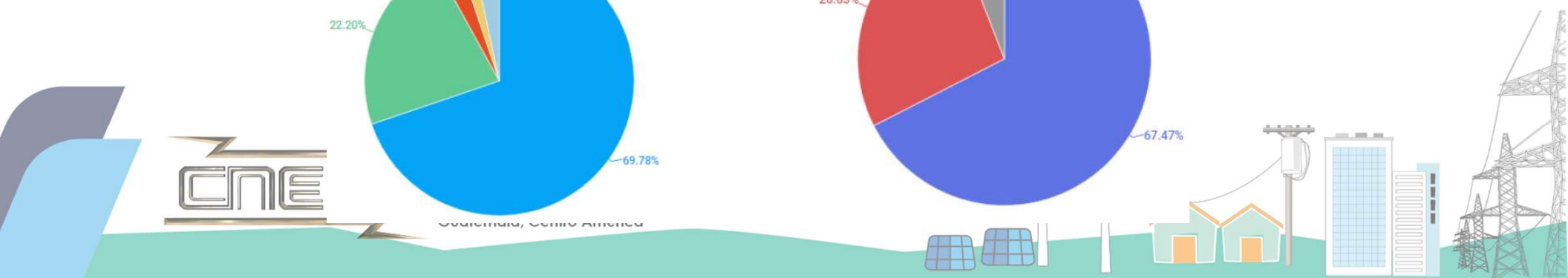
PLP VD 2020-2021



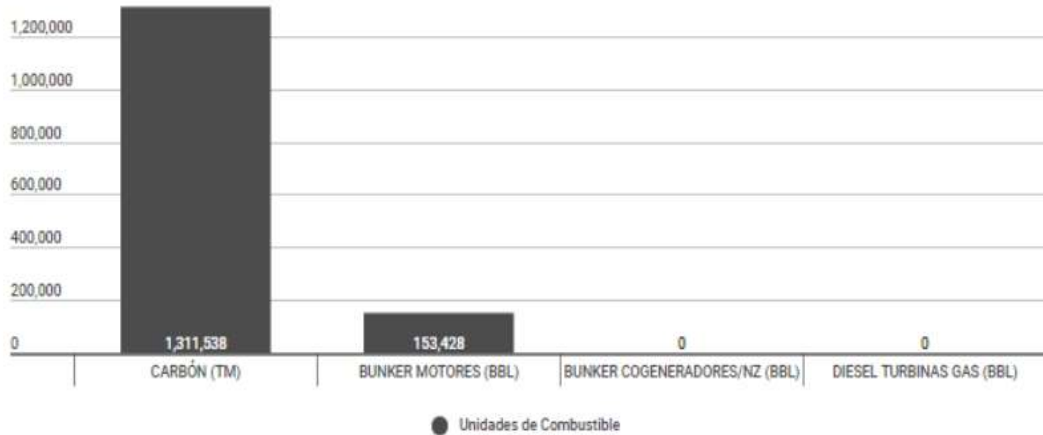
PLP VD 2021-2022



- RENOVABLE
- NO RENOVABLE
- IMP. MÉXICO



## REQUERIMIENTO DE COMBUSTIBLE



PLP VD 2020-2021

### Diferencias:

Carbón: 258,587 TM

Bunker Motores: -13,233 BBL

Gas Natural: +92,829 MMBTU

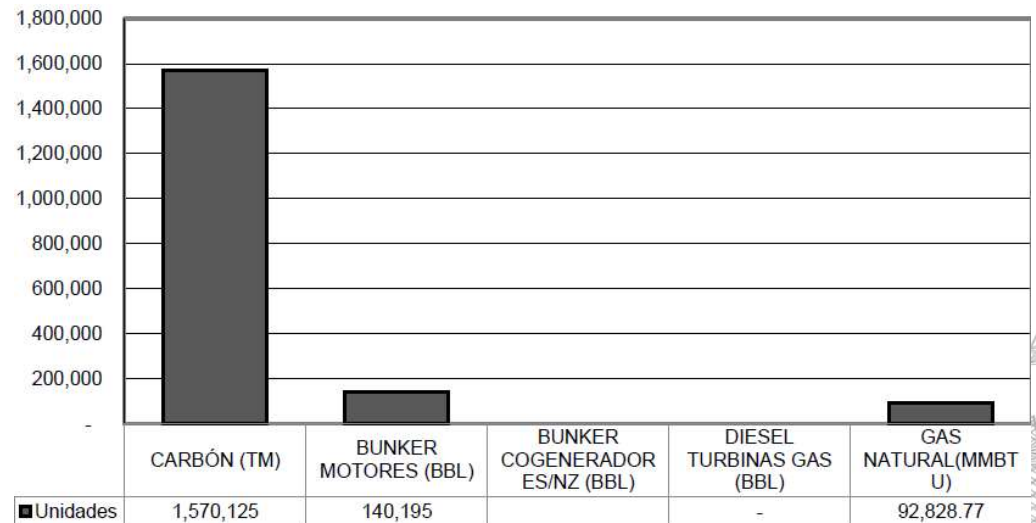
### Diferencias porcentuales:

Carbón: 19.72 %

Bunker Motores: -8.62 %

Gas Natural: 100%

PLP VP 2021-2022

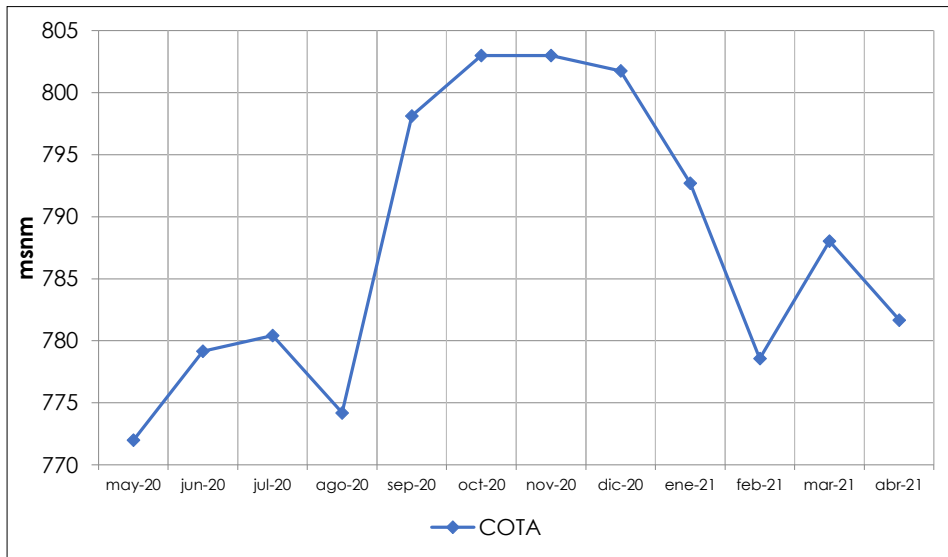


**CNEE**

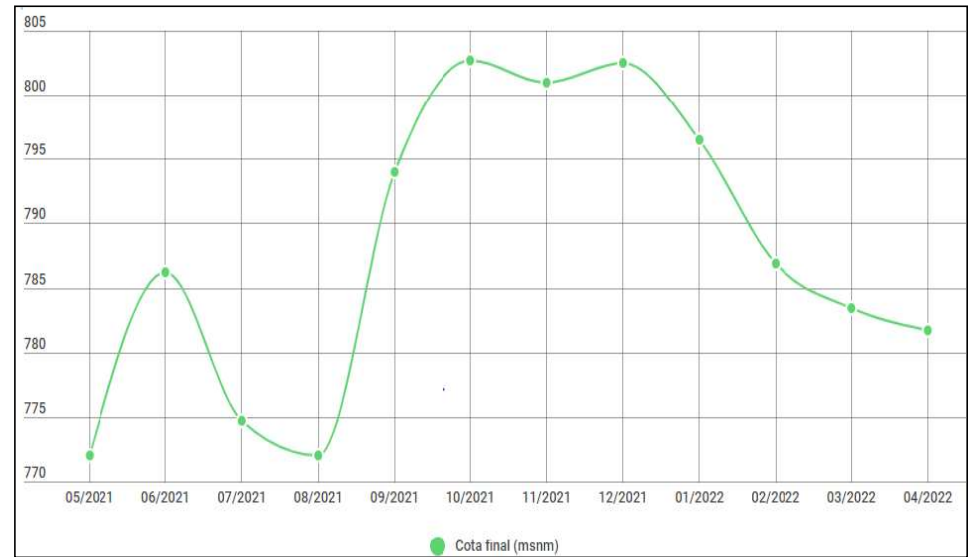
Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América



## COTAS DEL EMBALSE ANUAL CORRESPONDIENTES AL VALOR DE AGUA MÁXIMO DECLARABLE



RPLP VD 2020-2021

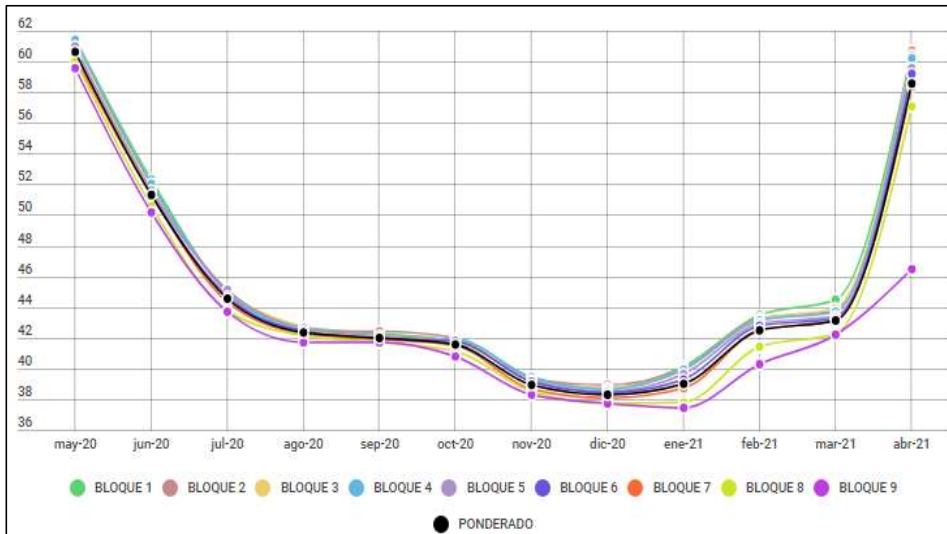


PLP VP 2021-2022

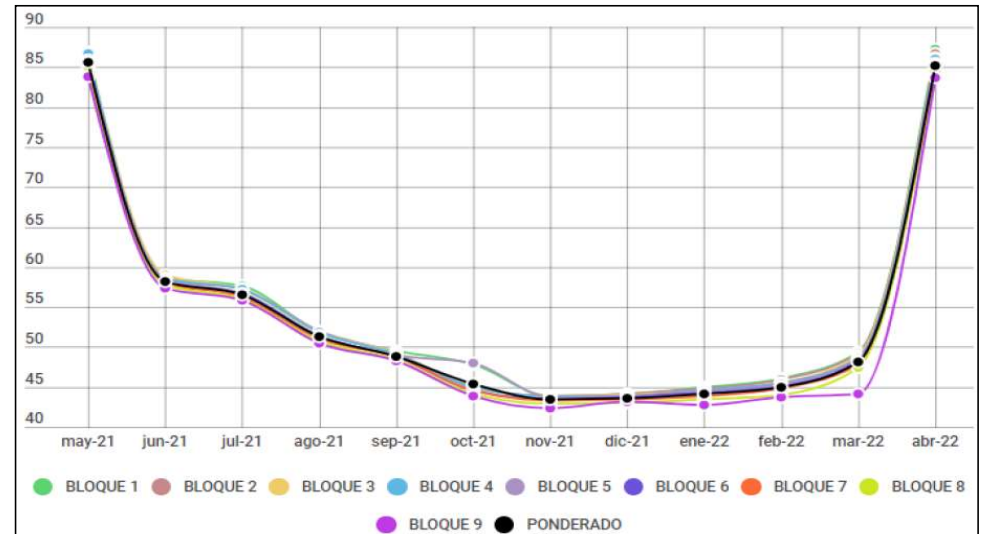




# COSTOS MARGINALES POR BLOQUE HORARIO



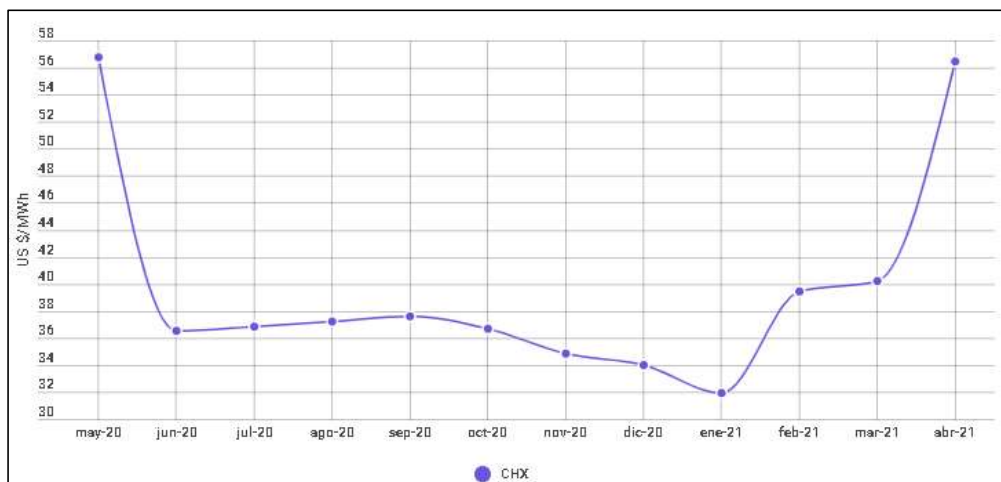
PLP VD 2020-2021



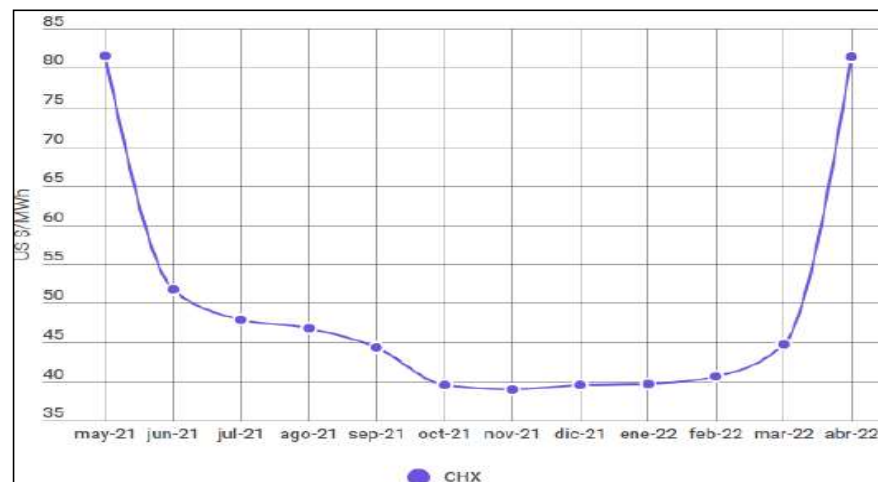
PLP VP 2021-2022



# COSTOS DE OPORTUNIDAD DEL AGUA, DE LA CENTRAL CON EMBALSE DE REGULACIÓN ANUAL



PLP VD 2020-2021



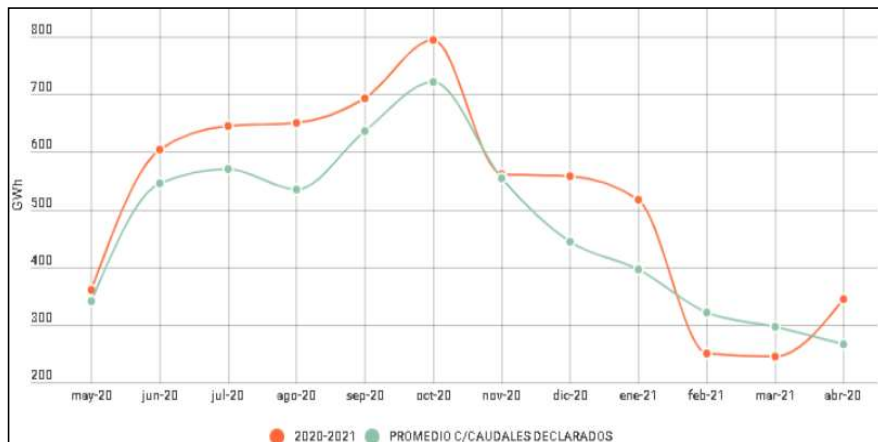
PLP VP 2021-2022



# PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PARQUE GENERADOR HIDRÁULICO

Para el periodo no se identifica vertimiento en la Central Hidroeléctrica Chixoy.

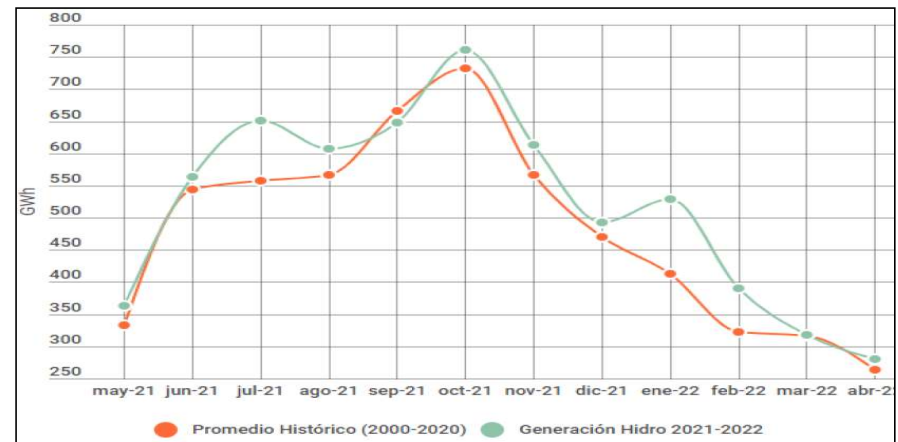
Para el parque generador hidráulico se prevé una producción de 6,106.4 GWh, generación que está 8.5% arriba de la generación promedio histórica registrada de 2000 a 2019. A continuación, se presenta una gráfica en donde se puede observar la generación promedio y la generación esperada para el año 2020-2021.



PLP VD 2020-2021

Para el periodo no se identifica vertimiento en la Central Hidroeléctrica Chixoy.

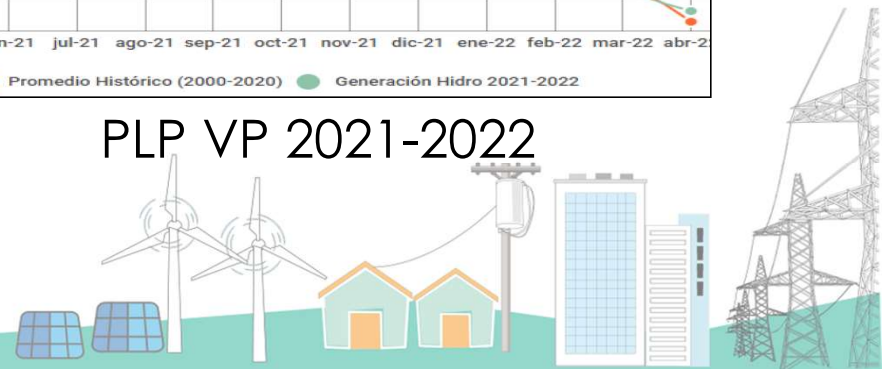
Para el parque generador hidráulico se prevé una producción de 6,214.15 GWh, generación que está 8% arriba de la generación promedio histórica registrada de 2000 a 2020. A continuación, se presenta una gráfica en donde se puede observar la generación promedio y la generación esperada para el año 2021-2022.



PLP VP 2021-2022

CNEE

Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América

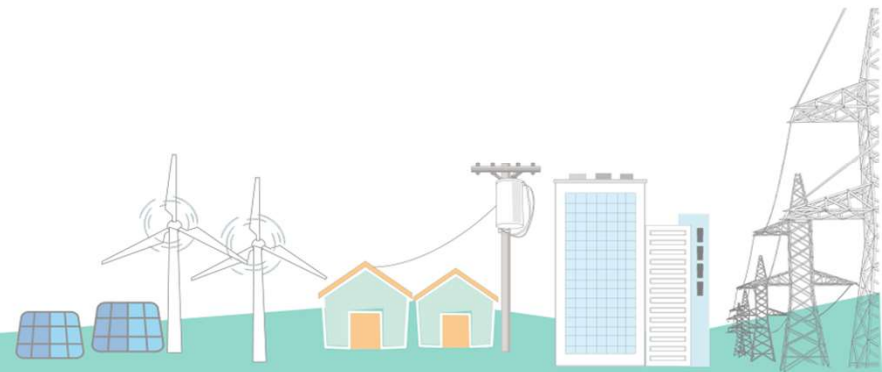


# Informe Técnico

## Evaluación preliminar de Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Secundarios de Subtransmisión



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América

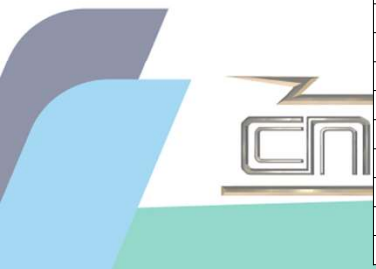




## Sistemas Secundarios Propuestos por el AMM

AMM mediante oficio GG-774-2020 de fecha 22 de diciembre propone a esta Comisión la creación de los siguientes Sistemas de Secundarios de Subtransmisión asociados a Grandes Usuarios.

No	Sistemas de Secundarios de Transmisión Propuesto por el AMM
1	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Cervecería Centroamericana
2	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Aceros Suarez
3	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Estación de Bombeo El Atlántico
4	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Bombeo Zapote
5	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Casa de La Moneda
6	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Colgate Palmolive
7	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - FRISA
8	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Olmeca
9	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - La Roca
10	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - La Mariposa
11	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Samboro
12	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Vígua
13	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Centro de Empaques
14	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Centro Médico Militar
15	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - CIASA
16	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Olefinas
17	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Polyproductos
18	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Polytec
19	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Orazul Energy
20	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - TCQ
21	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Suprema
22	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Kerns
23	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Denimville
24	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Liztex
25	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Sacos Agroindustriales - Nestlé
26	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Nestlé
27	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Cervecería del Sur
28	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Estación de Bombeo Ojo de Agua
29	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Empresa Puerto Quetzal
30	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Planta de Bombeo Hincapié



## Aplicación de Sistemas Secundarios de Subtransmisión por parte de CNEE

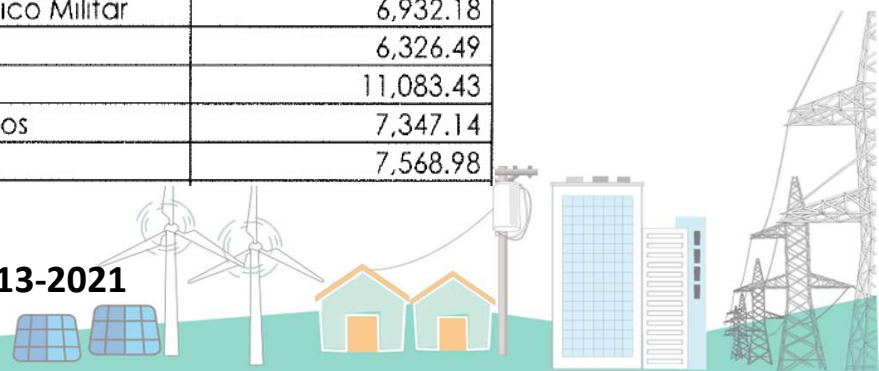
CNEE mediante la Resolución CNEE-13-2021 fijo el peaje para los siguientes Sistemas Secundarios.  
Considerando 18 nuevos sistemas de los propuestos por el AMM

Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Cervecería Centroamericana	10,222.73
Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Aceros Suarez	7,648.09
Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Estación de Bombeo El Atlántico	3,080.23
Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Bombeo Zapote	5,973.99
Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Casa de La Moneda	5,430.08
Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Colgate Palmolive	2,412.50
Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - FRISA	2,818.19
Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Olmeca	7,915.16
Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - La Roca	1,400.71
Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - La Mariposa	5,490.48
Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Samboro	9,098.07
Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Vigua	1,408.08
Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Centro de Empaques	3,260.34
Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Centro Médico Militar	6,932.18
Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - CIASA	6,326.49
Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Olefinas	11,083.43
Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Polyproductos	7,347.14
Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Polytex	7,568.98



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América

Extracto de Res. CNEE-13-2021



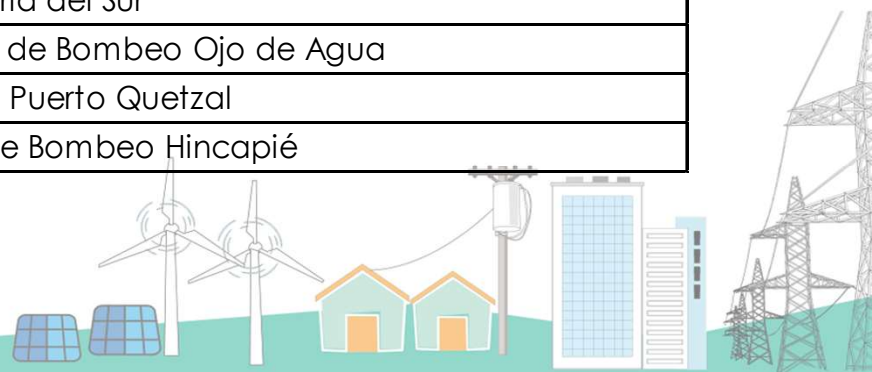
## Sistemas Secundarios pendientes de modificación

Los siguientes 12 sistemas de secundarios de subtransmision, fueron identificados en el informe del AMM de Diciembre 2020, pero no estan contemplados en la Version Provisoria de la PLP 2021-2022.

No	Sistemas de Secundarios de Transmisión Propuesto por el AMM
1	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Orazul Energy
2	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - TCQ
3	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Suprema
4	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Kerns
5	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Denimville
6	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Liztex
7	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Sacos Agroindustriales - Nestlé
8	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Nestlé
9	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Cervecería del Sur
10	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Estación de Bombeo Ojo de Agua
11	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Empresa Puerto Quetzal
12	Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC - Planta de Bombeo Hincapié

The logo for the Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) features the letters 'CNEE' in a stylized, bold, sans-serif font. The letters are white with a blue outline and are set against a background of blue and green wavy shapes representing water and land.

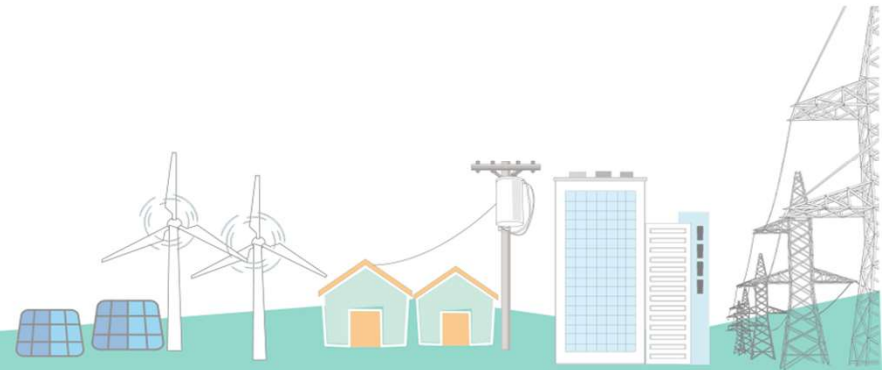
Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América



# Estudios Eléctricos



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América





# Estudios de seguridad Operativa

Los Estudios Eléctricos de Seguridad Operativa para la Programación de Largo Plazo, tienen como fin mostrar las condiciones esperadas de operación en el Sistema Nacional Interconectado (SNI), para el Año Estacional en estudio. Como resultado de los estudios realizados se han identificado zonas en las cuales se tendrán restricciones de transporte, para lo cual será necesario según sea el caso, reducir generación, generación forzada, para ciertos mantenimientos se puede llegar a requerir la restricción de generación y posible reducción de demanda, para evitar sobrecarga en equipos o para mantener los niveles de voltaje dentro de los rangos establecidos en las Normas Técnicas.

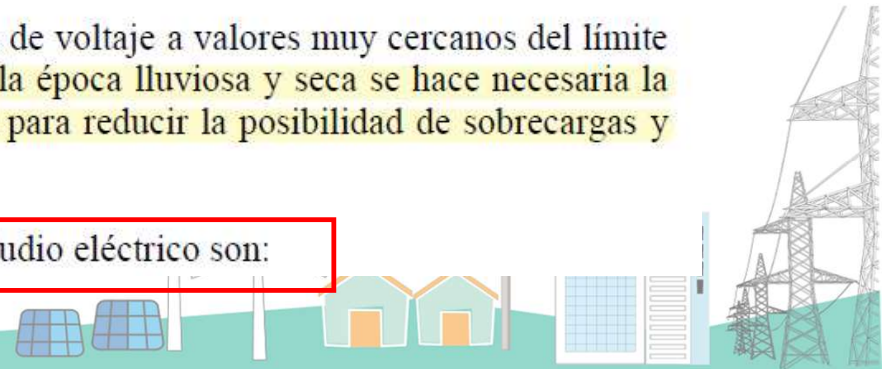
En la zona central del sistema, la principal restricción está asociada los niveles de voltaje en la red de 69 kV por los niveles de crecimiento de demanda y la transmisión de potencia reactiva desde los centros de generación; algunos transformadores se encuentran con su capacidad muy cercana a la nominal y en algunos casos es rebasada.

La zona oriental del sistema, es dependiente de la generación local por el déficit de potencia reactiva, ante ciertos mantenimientos o contingencias se hace necesario despachar generación forzada o restricción de demanda.

En la zona occidental del sistema, se observa el decaimiento de los niveles de voltaje a valores muy cercanos del límite de 0.95 P.U. del nominal por el crecimiento natural de la demanda. Para la época lluviosa y seca se hace necesaria la actuación de esquemas de desconexión automática de generación y carga para reducir la posibilidad de sobrecargas y bajos voltajes ante contingencias.

Las obras de transmisión que se consideraron para la realización de este estudio eléctrico son:

Guatemala, Centro América



# Obras que se prevé serán conectadas en el año estacional 2021-2022

Septiembre 2,021

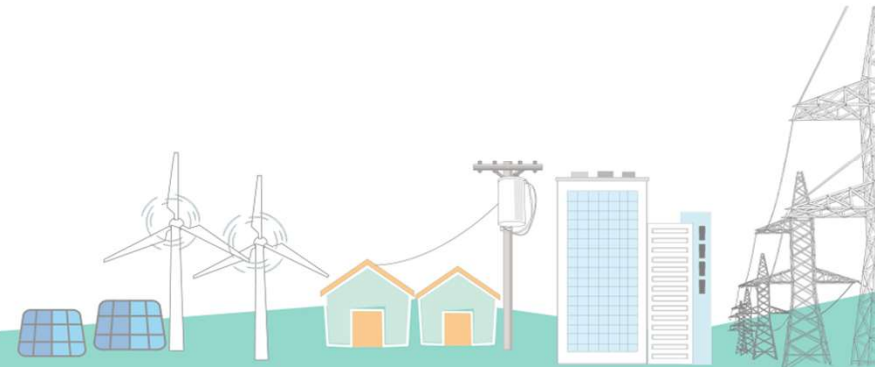
Agente	Subestación	Ampliación
ETCEE	Cobán	Rotación de transformadores
ETCEE	Quezaltepeque	Rotación de transformadores
ETCEE	Escuintla	Transformador 230/69/13.8 kV 100 MVA
ETCEE	Ixtahuacán	Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
ETCEE	Tejutla	Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
ETCEE	Coatepeque	Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
ETCEE	Quetzaltenango	Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
ETCEE	La Esperanza	Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
ETCEE	Cobán	Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
ETCEE	Puerto Barrios	Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
ETCEE	Chimaltenango	Banco de capacitores 69 kV 10.8 MVar
ETCEE	Guatemala Norte	Banco de reactores 230 kV 20 MVar
ETCEE	Sayaxché	Banco de reactores 34.5 kV 1 MVar
TRELEC	Augusto Palma	Adecuación de líneas de transmisión
TRELEC	Portuaria	LT Portuaria - Santa Isabel 69 kV
TRELEC	Palestina	LT Palestina - San Gaspar 69 kV
TRELEC	Palestina	LT Palestina - Palín 69 kV ckt. 2
TRELEC	Petapa	LT Sector Industrial - Clientes Industriales 69 kV
TRELEC	Aurora	LT Aurora - Centro 69 kV
TRELEC	Incienso	Subestación eléctrica y transformador 230/69/13.8 kV 150 MVA
TRELEC	Héctor Flores	Adecuación de líneas de transmisión
TRELEC	Llano Largo	Readecuación de líneas de transmisión
TRELEC	Castellana	Readecuación de líneas de transmisión
TRELEC	El Sitio	Readecuación de líneas de transmisión
TRELEC	Papistrachan	Adecuación de líneas de transmisión
TRELEC	La Vega II	Transformador 230/69/13.8 kV 150 MVA
TRELEC	Barberena	Subestación eléctrica 69/13.8 kV 10/14 MVA
TRELEC	Camotán	Subestación eléctrica 69/13.8 kV 10/14 MVA
TRELEC	Cabañas	Subestación eléctrica 69/13.8 kV 10/14 MVA

Marzo 2,022

Agente	Subestación	Ampliación
ETCEE	Mayuelas	Rotación de transformadores
ETCEE	Moyuta	Rotación de transformadores
ETCEE	Rabinal	Subestación eléctrica 69/13.8 kV 20/28 MVA
ETCEE	Rabinal	LT Rabinal - Salamá 69 kV
TRECSA/EEBIS	Chiantla	Subestación eléctrica y transformador 230/69 kV 105 MVA
TRECSA/EEBIS	Chiantla	LT Chiantla - Huehuetenango II 230 kV
TRECSA/EEBIS	Chiantla	Banco de reactores 230 kV 30 MVar
TRECSA/EEBIS	Las Cruces	Subestación eléctrica en 230 kV
TRECSA/EEBIS	Las Cruces	LT Las Cruces - Guatemala Sur 230 kV ckt. 1 y 2
TRELEC	Jalapa	LT Jalapa - Rio Grande 69 kV
TRELEC	Esquipulas	Subestación eléctrica 69/13.8 kV 10/14 MVA

**CNEE**

Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América



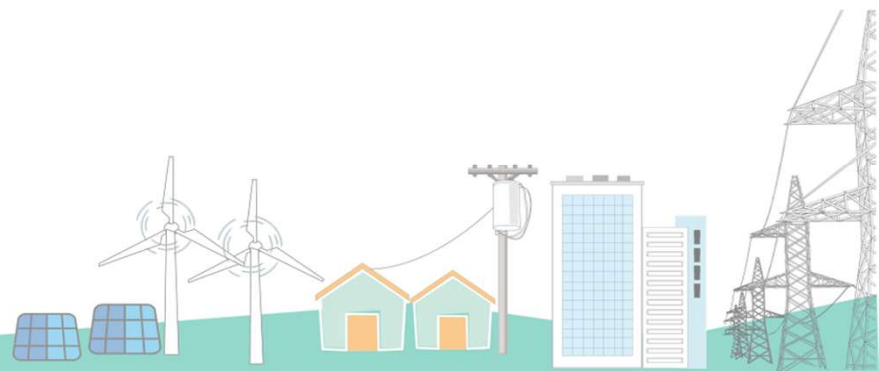
# Objetivos de los Estudios

## A. Objetivos

- Determinar las condiciones de operación del Sistema Nacional Interconectado durante el año estacional comprendido entre Mayo 2,021 y Abril 2,022.
- Ubicar los nodos en la red que operaran fuera del rango de tensión.
- Determinar los equipos del SNI que pueden resultar con sobrecarga, en los distintos escenarios de demanda en el período estacional.
- Determinar las unidades generadoras que deberán operar para evitar la sobrecarga de equipos en el sistema eléctrico.
- Identificar las necesidades de ampliación y reconfiguración del SNI.
- Implementar restricciones de generación por sobrecargas en elementos de transmisión.
- Verificar el desempeño de la Reserva Rodante del SNI.



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América





# Septiembre 2021 Demanda Máxima

- Demanda Máxima

La demanda máxima esperada de generación será de aproximadamente **1661.1 MW**, adicional a esto se le agrega una exportación de **5.5 MW** y **14.8 MW** en la interconexión con El Salvador y Honduras respectivamente y **120.0 MW** importados desde México; las pérdidas de transmisión calculadas para este escenario son del **4.17193426 %**. La demanda de potencia reactiva de la carga es menor a la de demanda media, pero el sistema de transmisión se encuentra en su máximo requerimiento de potencia activa por parte de la demanda. En ciertas áreas se encuentran generadores, los cuales se acercan al despacho máximo de potencia reactiva, entre éstos los del área occidental y oriental.

Se mejora la tendencia del voltaje en la red de 230 kV principalmente en la zona central por la entrada en operación de líneas de transmisión y cambios de configuración en la topología de la red del SNI.

En la red de TRELEC 69 kV, en la zona central, se observan algunos transformadores que su capacidad es rebasada.

En el área occidental, se observan algunos transformadores con su capacidad nominal rebasada.



# Sobre la instalación de Bancos de Capacitores

Sobre la base de los estudios de flujos de carga y asumiendo que la demanda conectado a los nodos en que se vincula con el transportista cumplen con el factor de potencia de 0.9; se determinan los montos de potencia reactiva necesaria para elevar el nivel de tensión a por lo menos del 0.95 p.u. y 1.0 p.u. del nominal de manera individual en cada nodo.

## 2.1. Estudio Septiembre 2,021

- Demanda Máxima

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      MON, FEB 22 2021  10:04
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,021 - 2,022
DEMANDA MÁXIMA, SEPTIEMBRE 2,021

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

  BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V (PU)  V (KV)      BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V (PU)  V (KV)
                                     * NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

  BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V (PU)  V (KV)      BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V (PU)  V (KV)
                                     * NONE *
```

En condiciones normales de operación, los voltajes de las subestaciones eléctricas se mantienen dentro del rango establecido en las normas técnicas.



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América





# Sobre la instalación de Bancos de Reactores

Tomando como base el estudio de demanda mínima, el monto propuesto del dispositivo de compensación reactiva para la subestación Covadonga y Uspantán es:

Tabla 2.3 Bancos de Reactores

Nodo	Nomenclatura	Subestación	MVAR Total
1845	USP-230	Covadonga	-30.0 MVAR

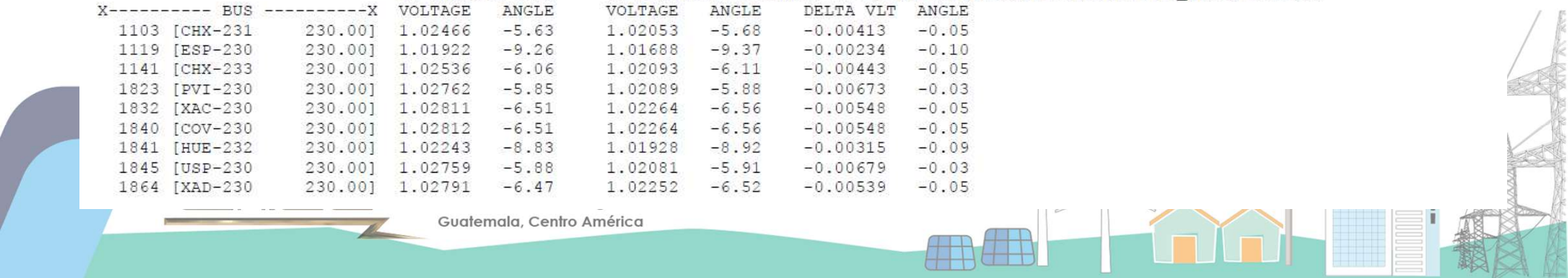
Los elementos de compensación reactiva mejoran el voltaje en el área de influencia.

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      MON, FEB 22 2021  10:50
COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\EE\07 PLP\PLP2122\REACTORES\PAESEPMIN21_REACTORES.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.000000 PU
OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

X----- BUS -----X
IN WORKING CASE      IN C:\Users\...\EE\07 PLP\PLP2122\REACTORES\PAESEPMIN21_REACTORES.sav
VOLTAGE  ANGLE      VOLTAGE  ANGLE      DELTA VLT  ANGLE
1103 [CHX-231  230.00] 1.02466  -5.63     1.02053  -5.68     -0.00413  -0.05
1119 [ESP-230  230.00] 1.01922  -9.26     1.01688  -9.37     -0.00234  -0.10
1141 [CHX-233  230.00] 1.02536  -6.06     1.02093  -6.11     -0.00443  -0.05
1823 [PVI-230  230.00] 1.02762  -5.85     1.02089  -5.88     -0.00673  -0.03
1832 [XAC-230  230.00] 1.02811  -6.51     1.02264  -6.56     -0.00548  -0.05
1840 [COV-230  230.00] 1.02812  -6.51     1.02264  -6.56     -0.00548  -0.05
1841 [HUE-232  230.00] 1.02243  -8.83     1.01928  -8.92     -0.00315  -0.09
1845 [USP-230  230.00] 1.02759  -5.88     1.02081  -5.91     -0.00679  -0.03
1864 [XAD-230  230.00] 1.02791  -6.47     1.02252  -6.52     -0.00539  -0.05
```

Guatemala, Centro América



# Sobre las contingencias

Contingencia	SEP21 1900	SEP21 1100	SEP21 0300	MAR22 1900	MAR22 1100	MAR22 0300
CENCEN692	SC	SC		SC	SC	
3WT ESP230/69	SC			SC		
SMRFLO69				BV		
GSUGST69	CV			CV		
CHMSJG69	CV			CV		
GSTSJG69	CV			CV		
PANSAS230	BV	BV		CV	BV	BV
COALIB691	CV		BV	CV	CV	BV
ESPSMR69	CV			CV	CV	
LBRLIB69	CV		BV	CV	CV	BV
ESPXEL69D	BV			BV		
LBREPI69	BV					
MALFLO69	BV			BV		
MAZLCR69	BV				BV	
ALKXEL69D	BV			BV		
LCREPI69	BV					
3WT MOR230/69				BV	BV	
BRBLVG692	BV				SC	BV
3WT LVG230/69	BV			BV	SC	BV
SANJAL69				SC		
CRISMO692				SC	SC	
LRURIO69				BV		
LRUMOR69				BV	BV	
ESTRIO69				BV		
PANMOR230				BV	BV	
2WT RGR138/69				BV		

SC= Sobrecarga, CV=Colapso de Voltaje, BV=Bajo Voltaje, AV= Alto Voltaje, ISLA (dependiendo del despacho de los generadores en el área afectada)

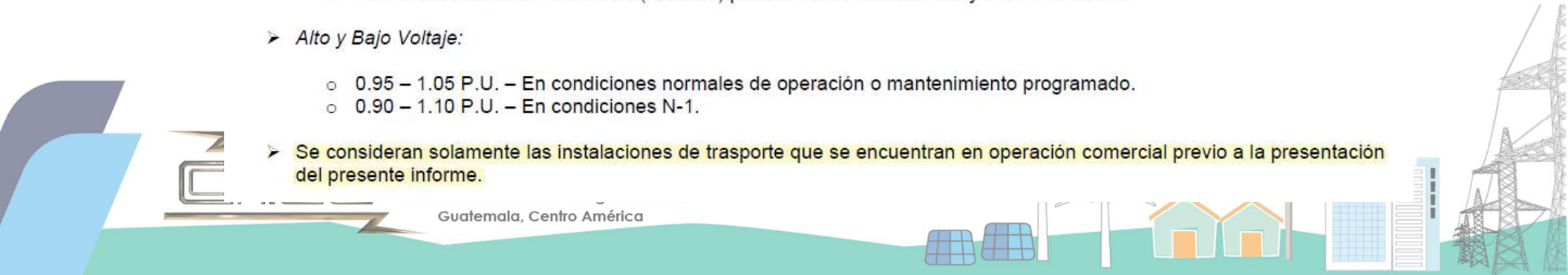


# Unidades requeridas por restricciones operativas

## 11.1. Criterios

- Los siguientes escenarios representan el Año Estacional:
  - Septiembre 2,021 - época lluviosa
    - Demanda Máxima
    - Demanda Media
    - Demanda Mínima
  - Marzo 2,022 – época seca
    - Demanda Máxima
    - Demanda Media
    - Demanda Mínima
- *Sobrecarga:*
  - 100 % del límite térmico a 75°C (RATE B) para líneas de transmisión y transformadores
- *Alto y Bajo Voltaje:*
  - 0.95 – 1.05 P.U. – En condiciones normales de operación o mantenimiento programado.
  - 0.90 – 1.10 P.U. – En condiciones N-1.
- Se consideran solamente las instalaciones de transporte que se encuentran en operación comercial previo a la presentación del presente informe.

Guatemala, Centro América



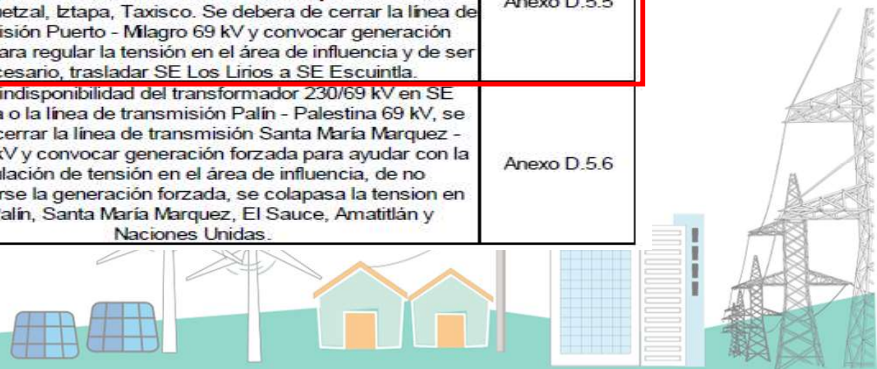


# Sobre la Generación Forzada

No.	Generación Forzada	Indisponibilidad en el Sistema de Transporte	Condición Persistente	Análisis	Simulaciones
1	TER-B2	SE Sololá, transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA, LT Quiche - Sololá 69 kV, LT Alaska - Sololá 69 kV, LT Sololá - Tolimán 69 kV, LT Patzún - Sololá 69 kV.	Si	Ante la indisponibilidad de esta SE, la línea de transmisión Patzún - Sololá 69 kV o la línea de transmisión Alaska - Sololá 69 kV, la generación forzada es necesaria para regular la tensión en SE Chimaltenango, Patzún, Cruz de Santiago, Quiche y Zacualpa.	Anexo D.5.1
2	TER-B, TER-B2	SE Patzún, LT Patzún - Sololá 69 kV, LT Chimaltenango - Patzún 69 kV, LT Patzún - Cruz de Santiago 69 kV, SE Cruz de Santiago	No	Ante la indisponibilidad de esta SE, o de la línea de transmisión Chimaltenango - Patzún 69 kV, SE Chimaltenango se conecta de manera radial a SE Guatemala Sur, en donde se puede regular tensión desde la red de 230 kV, 138 kV y con los cambiadores de tap bajo carga de los transformadores.	Anexo D.5.2
3	TER-B2	LT Chimaltenango - Guatemala Sur 69 kV	Si	Ante la indisponibilidad de esta línea de transmisión, se colapsa la tensión en parte del occidente del S.N.I. afectando principalmente las SE Chimaltenango, Cruz de Santiago, Patzún, Sololá, Alaska, Quiche, Zacualpa, Tolimán, La Noria, Coteles, Totonicapán. La generación forzada es necesaria para regular la tensión en el área de influencia.	Anexo D.5.3
4	GGO-B	SE Belem, LT Belem - Santa Isabel 69 kV, LT Belem - San Diego 69 kV, LT Belem - Los Lirios 69 kV	No	El 01 de marzo 2,020 se puso en operación comercial SE Santa Isabel 230/69 kV, por medio de mantenimiento autorizado AMM-FEB20-GEN235. La configuración de la topología de red del área de influencia se modificó y ante la indisponibilidad de SE Belem o sus líneas de transmisión asociadas, no hay necesidad de convocar generación forzada.	-
5	GGO-B	SE Santa Isabel, LT Santa Isabel - Genosa 69 kV, LT Santa Isabel - Belem 69 kV	Si	Ante la indisponibilidad del transformador 230/69 kV en SE Santa Isabel, la línea de transmisión Santa Isabel - Alborada 230 kV o la línea de transmisión Santa Isabel - Genosa 69 kV, se colapsa la tensión en SE Puerto de San Jose, Portuaria, Puerto Quetzal, Iztapa, Taxisco. Se debera de cerrar la línea de transmisión Puerto - Milagro 69 kV y convocar generación forzada para regular la tensión en el área de influencia y de ser necesario, trasladar SE Los Lirios a SE Escuintla.	Anexo D.5.5
6	TDL-B3	SE Palestina 69 kV	Si	Ante la indisponibilidad del transformador 230/69 kV en SE Palestina o la línea de transmisión Palín - Palestina 69 kV, se debera cerrar la línea de transmisión Santa María Marquez - Palín 69 kV y convocar generación forzada para ayudar con la regulación de tensión en el área de influencia, de no convocarse la generación forzada, se colapsa la tensión en SE Palín, Santa María Marquez, El Sauce, Amatitlán y Naciones Unidas.	Anexo D.5.6



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América



# Otras observaciones

- No se incluyó en la versión provisoria publicada la base de datos utilizada para los efectos de lo establecido en el artículo 55 c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista y el numeral 1.2.5 de la Norma de Coordinación Comercial No. 1 lo cual restringe que los Participantes del Mercado Mayorista y la Comisión puedan realizar observaciones dicha base de datos.
- Con relación a las restricciones permanentes del sistema de transmisión y topologías más adecuadas del SNI, que han sido determinadas conforme lo establecido en el literal g), numeral 1.2.1, y numeral 1.2.2.2, ambos de la NCC-1, se recomienda al AMM incluir un apartado que presente de forma integrada y resumida de todas las restricciones permanentes y topología más adecuada del SNI, en caso las hubiera.
- Se solicita que el informe identifique y liste las subestaciones en las cuales los transformadores de potencia están por alcanzar su capacidad nominal, conforme su criterio técnico y lo establecido en el artículo 44 c) de la LGE.



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América

