



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 FAX (502) 2290-8002

COPIA

GTM-NotaS2021-116

Guatemala, 17 de septiembre de 2021

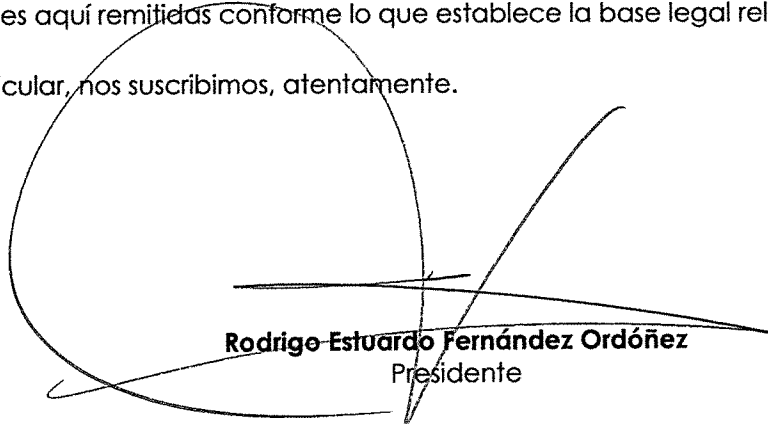
Ingeniero
Jorge Fernando Álvarez Girón
Gerente General
Administrador del Mercado Mayorista
24 avenida 15-40 Zona 10
Ciudad

Estimado Ingeniero Álvarez:

Deseándole éxitos en sus labores diarias, por este medio nos dirigimos a usted en seguimiento a la información remitida el 31 de agosto de 2021 por el Administrador del Mercado Mayorista mediante el oficio con número de referencia GG-556-2021, el cual contiene el informe de la Reprogramación de Largo Plazo versión provisoria que corresponde al Año Estacional 2021-2022, por lo que, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 52 y 59 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista y el numeral 1.2.8.3 de la Norma de Coordinación Comercial No.1, tenemos a bien remitir observaciones a la versión provisoria del referido informe, las cuales se detallan en el Anexo Técnico de la presente nota.

Con 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.

Sin otro particular, nos suscribimos, atentamente.



Rodrigo Estuardo Fernández Ordóñez
Presidente

SMR RECIBIDO ZIGEPYL 10/25



Ingeniero José Rafael Argueta Monterroso
Director



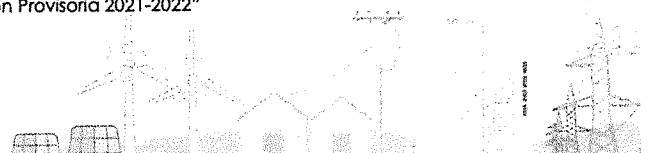
Ingeniero Ángel Jesús García Martínez
Director

Adjunto:

- Anexo Técnico al oficio GTM-NotaS2021-116
- Presentación "Aspectos Relevantes y Observaciones a la RPLP 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 FAX (502) 2290-8002

Anexo Técnico al oficio GTM-NotaS2021-116

OBSERVACIONES A LA VERSIÓN PROVISORIA DE LA REPROGRAMACIÓN 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 y 59 del RAMM y el numeral 1.2.8.3 de la Norma de Coordinación Comercial No.1, son producto de la revisión de las referencias conducentes a la Reprogramación 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	NCC-01	1.2	NCC-10	10.13.2
Artículo 41	NCC-01	A1.2.4	NCC-11	11.2
Artículo 52	NCC-02	2.3.2.1	NCC-11	11.3
Artículo 53	NCC-02	2.3.2.2	NCC-11	11.4
Artículo 54	NCC-02	2.5	NCC-13	13.6.2
Artículo 55	NCC-02	2.6.1	NCC-13	13.9
Artículo 59	NCC-03	3.2.1	NCC-14	14.2
Artículo 63	NCC-08	A.8.3.6	NCC-14	14.18
Artículo 76	NCC-09	9.5	NCO-1	1.2.7
Artículo 87	NCC-10	10.13.1	NCO-4	Anexo 4.2

Observación 1: Oferta

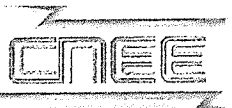
- I. La Tabla 12 del informe de la RPLP 2021-2022 VP tiene los títulos de las columnas de forma errónea.
- II. Indique la razón por la cual la central Stewart & Stevenson no fue incluida en la oferta considerada dentro del informe de la RPLP 2021-2022 VP (Tabla 5), tomando en cuenta que sí había sido incluida en el informe de la PLP 2021-2022 VD.
- III. Indique la razón por la cual en el listado de unidades con potencia disponible de RRA no fueron incluidas PQP-B2, LPA-B1, LPA-B2, LPA-B3, y S&S-D; considerando que en la Programación de Largo Plazo 2021-2022 versión definitiva (PLP 2021-2022 VD) dichas unidades se incluyeron para la prestación del servicio de Reserva Rápida.
- IV. Se recomienda que, en el detalle de la Oferta (Tabla 3 a la Tabla 14) se incluya la referencia de la resolución de acceso a la capacidad de transporte o autorización de conexión de GDR. En todo caso no fuera posible consignarlo en el informe de la RPLP 2021-2022 VD por cuestiones de tiempo, por los plazos normativos, se solicita que se haga llegar la información a esta Comisión en la respuesta al presente oficio.

Observación 2: Disgregación 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 y GG-315-2021, e informe cual es la previsión de implementarlo. Lo anterior ya ha sido observado en las notas GTM-NotaS2020-185 y GTM-NotaS2021-40.

Observación 3: Costos Variables de Energía Por Central

- i. En la gráfica de la sección 1.7 del informe de la RPLP 2021-2022 VP, no se colocaron las dimensionales del indicador del WTI.





COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

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

- ii. Indique la razón por la cual existe diferencia entre los valores correspondientes al carbón contenidos en la tabla de la sección 1.7 de la RPLP 2021-2022 VP, en la gráfica de la misma sección y los valores consignados en el informe "Short Term Energy Outlook, EIA, agosto 2021".

Observación 4: Validación de la Información

Con base en lo que indica el numeral 1.2.4.1 de la Norma de Coordinación Comercial No. 1, remita el informe sobre el estado del proceso de validación de la Metodología de Costos Variables de Generación de Energía del Caribe.

Observación 5: Calendario de Pruebas de Potencia Máxima

- i. Informe el motivo por el cual se cambió la fecha para realizar la prueba de potencia máxima de la central Oxec II, la cual según la PLP 2021-2022 versión definitiva, estaba programada para el 19 de agosto de 2021.
- ii. Informe si las pruebas de potencia máxima calendarizadas en la PLP 2021-2022 versión definitiva, fueron realizadas de acuerdo a lo programado, y remita los resultados de cada una de las pruebas realizadas, considerando la tabla contenida en el numeral 2.8 del informe de la PLP 2021-2022 VD.

Observación 6: Mantenimientos de Generación

Dentro del listado de mantenimientos, específicamente en la tabla 23 del informe de la RPLP 2021-2022 VP se observa que la potencia que estará fuera de servicio para la central San José durante el período del 8 al 29 de enero de 2022 es de 19.87 MW. Considerando que se refiere a un mantenimiento mayor de turbina y generador, confirme si efectivamente es dicha potencia la que estará indisponible o indique el valor que efectivamente estará fuera de servicio.

Observación 7: Requerimientos de Combustible

En la ilustración 19 del informe de la RPLP 2021-2022 VP, falta la leyenda del último bloque de la gráfica.

Observación 8: Proyección de Demanda

La proyección de demanda que se incluye en la Base de Datos de la RPLP 2021-2022 VP es mayor a la consignada en el informe, para los meses de enero a abril 2022. Indique el motivo de las diferencias.

Observación 9: Generación proyectada

Explicar las diferencias entre el volumen de generación de energía proyectada resultante de la base de datos de la RPLP 2021-2022 VP y lo consignado en el informe, que en nuestra consideración debería ser iguales. Dichas diferencias se muestran a continuación:

Plantas Hidráulicas

	nov-21	dic-21	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22
Informe RPLP	523.1	467.7	400.8	285	301.9	228.9
BD RPLP	504.41	448.05	406.05	285.23	316.26	247.37
Diferencia	18.69	19.65	-5.25	-0.23	-14.36	-18.47





COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

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

Solar + Eólica

	nov-21	dic-21	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22
Informe RPLP	45.9	62.1	62.2	50.7	55.6	25.1
BD RPLP	47.753	64.446	64.609	53.057	58.370	27.496
Diferencia	-1.85	-2.35	-2.41	-2.36	-2.77	-2.40

GDR

	nov-21	dic-21	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22
Informe RPLP	22	19.5	13.4	10.5	10.5	8.3
BD RPLP	20.11	17.11	11.00	8.09	7.74	5.91
Diferencia	1.89	2.39	2.40	2.41	2.76	2.39

Adicionalmente, explique si la cuantificación de combustible se verá afectada a la hora de actualizar dichos valores y si será necesario actualizar la información que se consigna en el numeral 5 "CÁLCULO DE LA ENERGÍA MENSUAL DE GENERADORES HIDROELÉCTRICOS".

Observación 10: Proyección de costos marginales promedio

En la tabla contenida en la sección 2.5, los promedios de la última fila no resultan consistentes con los valores mensuales de dicha tabla.

Observación 11: Confiabilidad de la generación

Confirme si, en virtud de la literal a) del Artículo 54 del RAMM es necesario que se haga un análisis de variables o parámetros para los que pudieran evaluarse distintos escenarios en la Programación de Largo Plazo, adicional a la ocurrencia de caudales, lo anterior ya ha sido observado en las notas GTM-NotaS2020-55 y GTM-NotaS2020-173, sin embargo, la evaluación de probabilidades solo de caudales, conforme lo indicado en el nota GG-341-2020, podría asumirse que las variables o parámetros diferentes al caudal son 100% certeras y no aleatorias, por lo que se recomienda continuar con el análisis ya relacionado para establecer escenarios más probables.

Por otro lado, se solicita que se incluya un criterio de disponibilidad histórica para el despacho de las centrales de generación. Lo anterior pudiendo hacer uso de la información con la cual se determina el coeficiente de disponibilidad de las centrales de generación que se utiliza para el cálculo de su Oferta Firme. Esto tomando en cuenta que el modelo del SDDP permite utilizar dicho criterio y que existe suficiente evidencia histórica que muestra que las centrales no cuentan con el 100% de disponibilidad durante todo el año estacional; es decir, no es correcto que se asuma que dicha disponibilidad se ve reducida únicamente por su mantenimiento.

Esto se puede observar en el hecho que la Oferta Firme (que depende del registro de disponibilidad histórico de las centrales a través del coeficiente de disponibilidad) es menor a la potencia máxima de la unidad o central correspondiente. Con los datos que genera el AMM para el cálculo de la Oferta Firme, se puede determinar que para el período de años calendario 2019 a 2020 la disponibilidad promedio ponderada de la Potencia Máxima es de 93.4% y para el período de años calendario 2018 a 2019 es de 87%.

Observación 12: Sensibilidad en la proyección de los costos de combustible

Actualmente la normativa establece que, dentro de las simulaciones para el cálculo de la Oferta Firme Eficiente, se debe utilizar, como proyección de costos de combustible, la publicación "Short-



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 FAX (502) 2290-8002

Term Energy Outlook" de la entidad "U.S. Energy Information Administration", situación que no es el presenta caso, dado que para la reprogramación no se determina la Oferta Firme Eficiente. No obstante, se ha observado que dicha información no refleja la situación actual en los mercados internacionales que tiene efectos en los precios de combustible y los sucesos recientes que están relacionados a estos insumos.

Por lo tanto, considerando los fines y objetivos que tiene la Programación de Largo Plazo y la Reprogramación de Largo Plazo, conforme lo establecido en el RAMM y las NCC, esta Comisión recomienda que el AMM lleve a cabo las sensibilidades que estime pertinentes, en atención a lo indicado en el literal j) del numeral 1.2.1 de la NCC-1, mediante la consulta de otras fuentes de información con proyecciones de precios de combustible que consideren los efectos de la coyuntura actual, con el objeto de obtener otros posibles escenarios de despacho de generación y de costos marginales con mayor probabilidad de ocurrencia que el presentado.

Esta solicitud se realiza en el mismo sentido que, en su momento, mediante el oficio GTM-NotaS2020-60, se indicó para la Programación de Largo Plazo 2020-2021 versión definitiva por los efectos de la pandemia del COVID-19.

Asimismo, como referencia, se remiten algunas fuentes de información que el AMM podría consultar para el efecto:

<https://www.cmegroup.com/markets/energy/coal/coal-api-4-fob-richards-bay-argus-mccloskey.html>
<https://www.cmegroup.com/markets/energy/coal/coal-api-2-cif-ara-argus-mccloskey.html>
<https://www.cmegroup.com/markets/energy/natural-gas/natural-gas.html>

Observación 13: Eventuales observaciones y restricciones

En atención a las restricciones o posibles restricciones detectadas e indicadas en la sección 1.10 del informe de la RPLP 2021-2022 VP, incluya lo siguiente:

- i. Respecto a lo indicado sobre la zona central del sistema:
 - a. El listado de las restricciones asociadas a los niveles de tensión en la red 69 kV.
 - b. El listado de transformadores con uso muy cercada a su capacidad nominal
 - c. El listado de transformadores con uso que sobrepasa su capacidad nominal
 - d. Acciones correctivas propuestas
- ii. Respecto a lo indicado sobre la zona oriental del sistema:
 - a. Elementos asociados al déficit de potencia reactiva
 - b. Acciones correctivas propuestas
- iii. Respecto a lo indicado sobre la zona occidental del sistema:
 - a. Elementos asociados a bajos niveles de voltaje
 - b. Acciones correctivas propuestas

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

Observación 14: Márgenes de Reserva

Dentro del literal C. "Metodología" se indica "...Para cada uno de los despachos de generación se tomó en cuenta el 3% de reserva para la regulación primaria de frecuencia y el 2%, 3% y 4%, de reserva para la regulación secundaria de frecuencia para los períodos de demanda respectivos...", confirme que se utilizaron los valores de reserva para la regulación secundaria establecidos en la Norma de Coordinación Operativa No. 3 vigente y no los indicados. En todo caso, habría que ajustar el texto.



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 FAX (502) 2290-8002

Observación 15: 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, *.dyr, *.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-Notas\$2018-51, nota GTM-Notas\$2019-47, GTM-Notas\$2019-169, GTM-Notas\$2020-55, GTM-Notas\$2020-185 y GTM-Notas\$2021-40, por lo que consideramos que ha existido suficiente tiempo para realizar una implementación gradual de esta observación.

Observación 16: 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 RPLP 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:

- a. Modificación y/o actualización de la topología del sistema de transmisión.
- b. 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.
- c. 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 17: 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.





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 FAX (502) 2290-8002

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 18: 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 en que mantenimiento serán utilizadas subestaciones Móviles, es importante que el transportista propietario de las mismas, reporte al AMM el uso de dicha infraestructura de transmisión que está siendo reconocida dentro del costo anual de transporte. En todo caso, incluso en situaciones de emergencia, conforme lo indica el artículo 64 del RAMM, el transportista debería informar al AMM el uso de dicha infraestructura, para que quede consignado en los informes de posdespacho.
- iv. 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*".
- v. Identificar las instalaciones que indica la segunda viñeta del numeral 1.2.3.1 c) de la NCC-1.
- vi. En virtud que hay fechas que corresponden a meses anteriores, se recomienda adicionar una columna que permita identificar si dicho mantenimiento ya fue efectuado; caso contrario, es necesario actualizar la fecha e indicar si fue reprogramada la actividad.

Observación 19: 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



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 FAX (502) 2290-8002

ha sido observado en las notas GTM-NotaS2018-228, nota GTM-NotaS2019-47, GTM-NotaS2020-55 y GTM-NotaS2021-40.

Se deberá realizar la revisión los transformadores que rebasaron su capacidad nominal ya que en el numeral 1.1 y 1.2 de los estudios de seguridad operativa se indica que en el área occidental algunos transformadores con su capacidad nominal superada; sin embargo, en los apartados D.1.1, D.1.2, D1.3, D.2.1, D2.2.2 y D2.3 (Resultados de los estudios eléctricos) no se observan dichos transformadores.

Observación 20: 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 en los apartados 2.3.1 y 2.3.2 ya que se identifica para las subestaciones Uspantán y Covadonga, identificándose el nodo USP-230; sin embargo, dicho nodo no corresponde a la subestación Covadonga. Al respecto, se debe tomar en cuenta 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 21: 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. Asimismo, siendo que en la mayor parte de los registros de generación forzada 2020 contenidos en el apartado 11.2 la mayoría de veces que fue convocada Generación Forzada fue debido a control de potencia reactiva y tensión; se recomienda evaluar si con la incorporación de elementos de compensación reactiva u otros elementos se libera la necesidad de generación forzada.

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 22: 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





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 FAX (502) 2290-8002

de dicho aspecto. Por lo anterior, se solicita al AMM incorporar la metodología utilizada 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 23: Publicidad de la Información

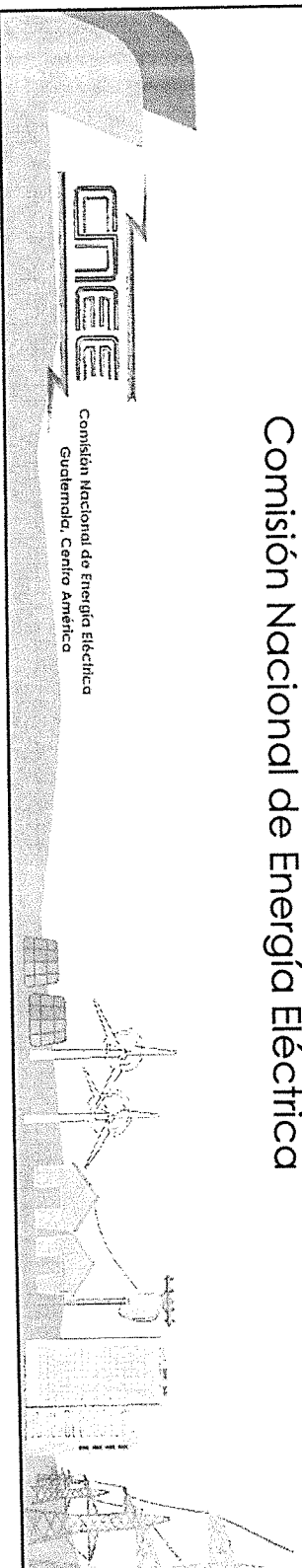
Se solicita que el Administrador del Mercado Mayorista publique o incluya en la Versión Definitiva de la Reprogramación de Largo Plazo 2021-2022 (y remita a esta Comisión) copia de todas las observaciones que le fueron enviadas por los Participantes del Mercado Mayoristas y la correspondiente explicación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



Aspectos Relevantantes y Observaciones a la RPLP Versión Provisoria 2021-2022

Septiembre 2021

Comisión Nacional de Energía Eléctrica



Oferta

Se observa una reducción de **0.51% (17,432 MW)** respecto a la oferta publicada en la PLP VD. El cambio mas notable es la "recalificación" de las centrales hidráulicas GDR (95.16 MW en la RPLP) las cuales ahora se consideran en el renglón de Hidráulica, lo mismo para las GDR fotovoltaicas, las cuales ahora se incluyen en el renglón de centrales Fotovoltaicas.

El renglón GDR de 6.48 MW consiste en los GDR térmicos (biomasa o biogás).

Se observa que, en las turbinas de gas, no se incluye Stewart & Stevenson (21.459 MW en la PLP VD)

Reserva	PLP 2021-2022	RPLP 2021-2022
RRA	398.0931 MW	331.3864 MW
RRO	253.48 MW	253.48 MW

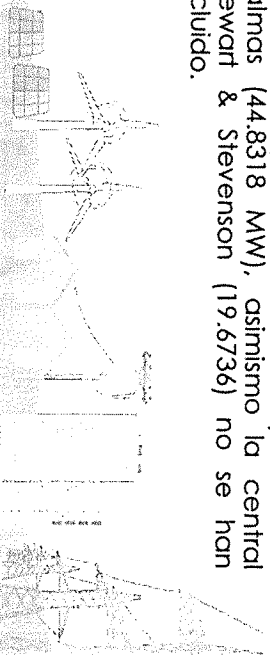
La RRO no sufrió variación entre la PLP y la RPLP.

	GDR Potencia Solicitada (MW)	RPLP Potencia Solicitada (MW)	%Variación
Hidráulica	1419.53	1515.90	6.79
GDR	112.89	6.50	-94.24
Turbinas de Vapor	471.48	470.80	-0.14
Turbinas de Gas	127.78	106.30	-16.81
Motores			
Reciprocantes	418.86	418.40	-0.11
Ingenios Zafra	628.52	630.80	0.36
Geotérmica	33.38	33.40	0.07
Fotovoltaica	80.00	92.00	15.00
Eólica	106.50	107.40	0.85
TOTAL	3398.93	3381.50	-0.51

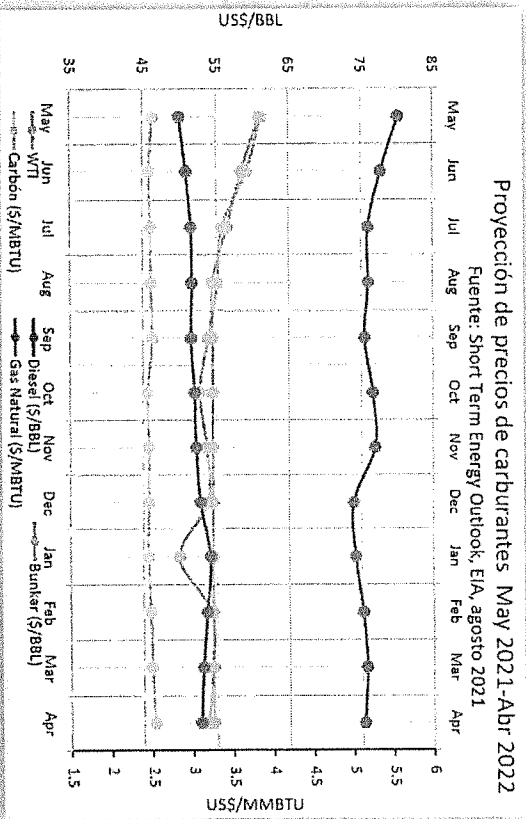
La oferta de RRA se vio reducida en un 17% (66 MW) debido a que la unidad 2 de PQP (2.2013 MW) y las unidades 1, 2 y 3 de Las Palmas (44.8318 MW), asimismo la central Stewart & Stevenson (19.6736) no se han incluido.



Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala, Centro América



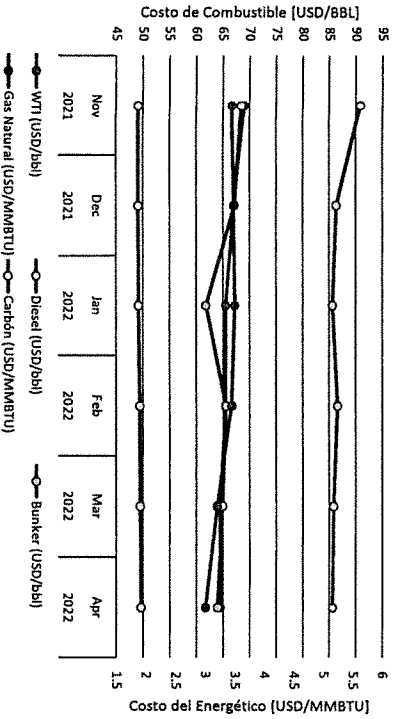
Proyecciones de Combustibles



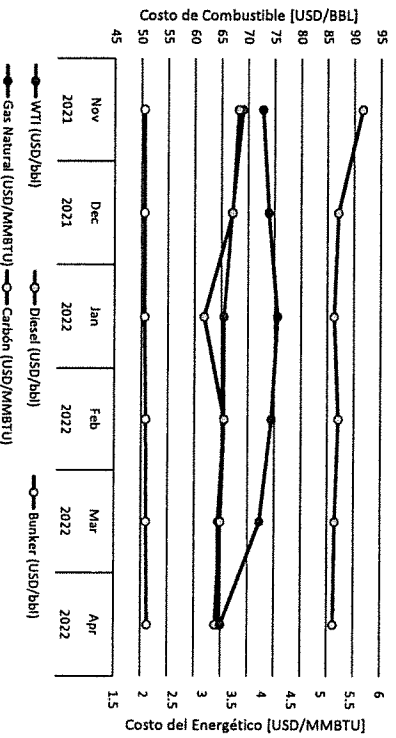
	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr
West Texas Intermediate Spot Average	69.00	67.00	65.50	65.50	64.50	64.50
Diesel Fuel	90.90	86.33	85.62	86.60	85.84	85.64
No. 6 Residual Fuel Oil (a)	68.39	67.19	61.81	65.56	64.93	63.95
Coal	3.80	3.79	3.80	3.85	3.86	3.89
Henry Hub Spot (dollars per million Btu)	3.45	3.48	3.50	3.45	3.20	3.00

Proyección de costos de combustibles 11/2021 – 04/2022

Proyección de precios de carburantes NOV 2021 - ABR 2022
Fuente: Short Term Energy Outlook, EIA, agosto 2021



Proyección de precios de carburantes NOV 2021 - ABR 2022
Fuente: Short Term Energy Outlook, EIA, septiembre 2021

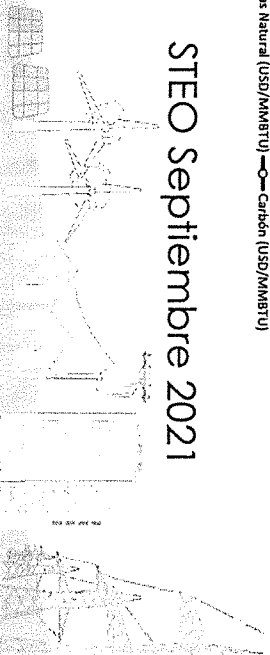


STEO Agosto 2021

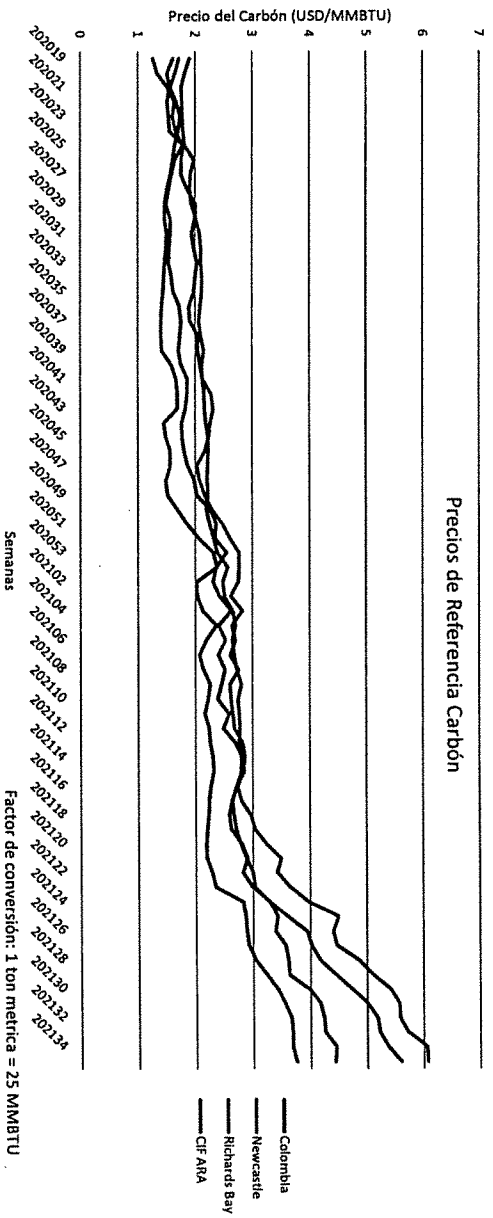


Consistorio Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala, Centro América

STEO Septiembre 2021



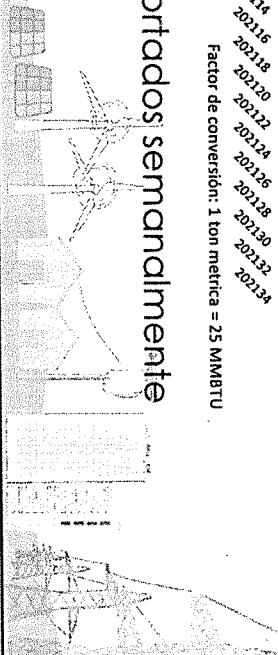
Costos de combustibles Mayo 2021 - Agosto 2021



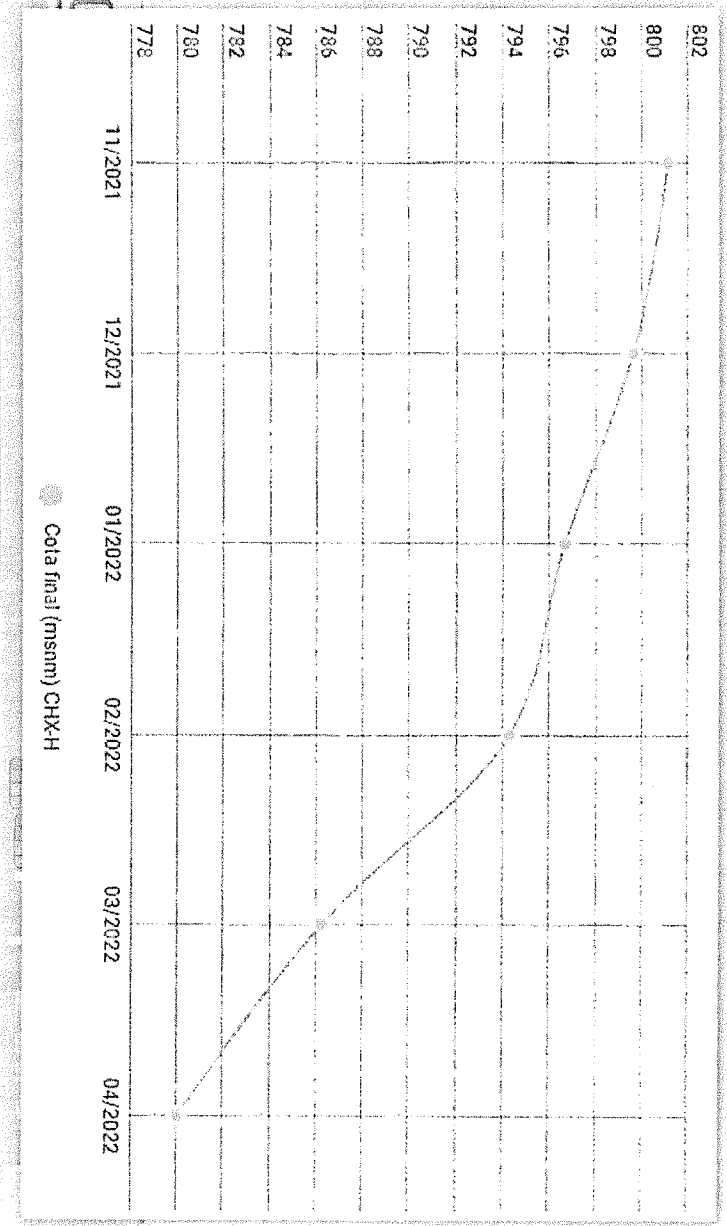
Precios de Referencia de Carbón reportados semanalmente



Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala, Centro América



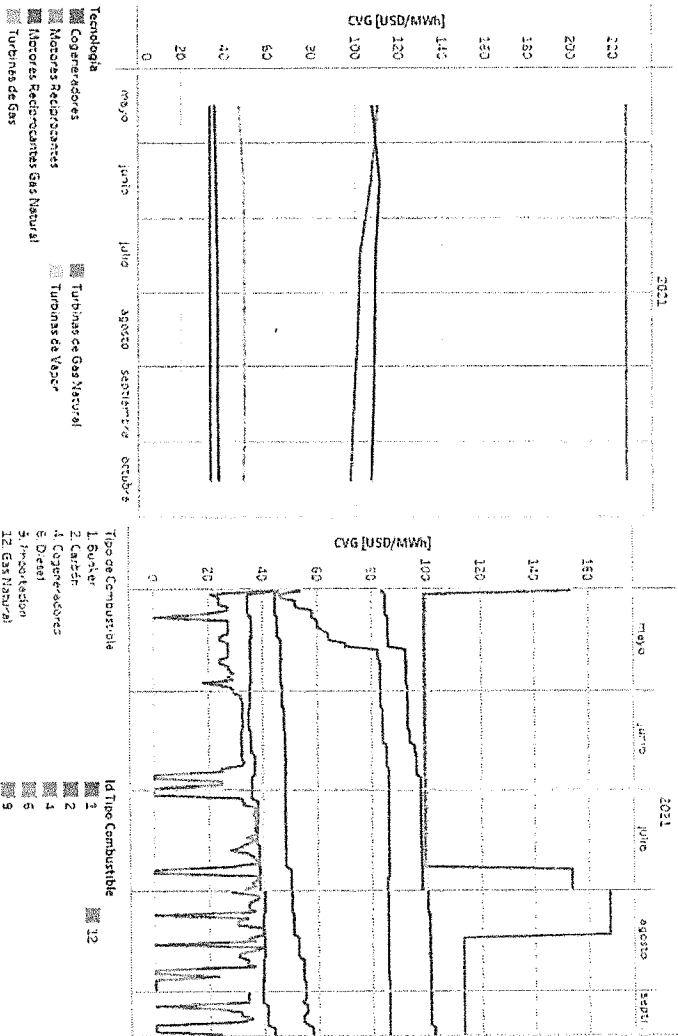
Cota de Chixoy



Comparación de los CVG proyectados en la PLP 2021-2022 VD con los CVG listados en la Programación de Despacho Diaria

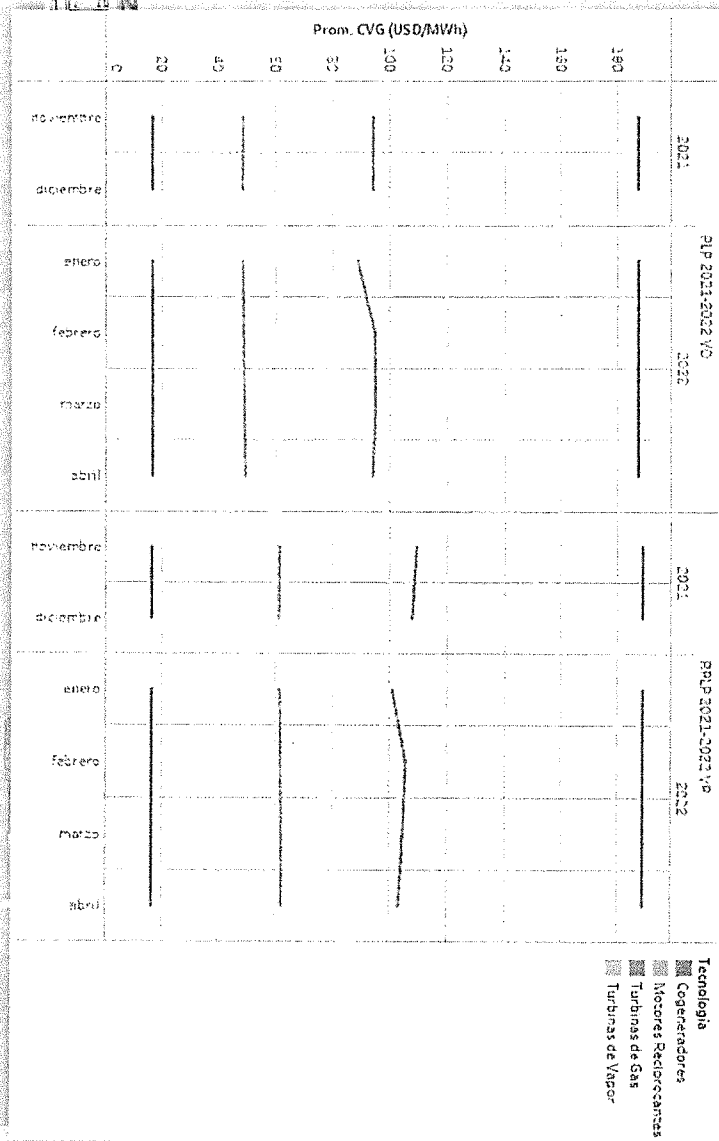
CVG promedio por tecnología:
 05/2021 - 10/2021
 PLP 2021-2022 VD

CVG promedio por energético:
 05/2021 - 11/2021
 Lista de Merito de la P.D.D.



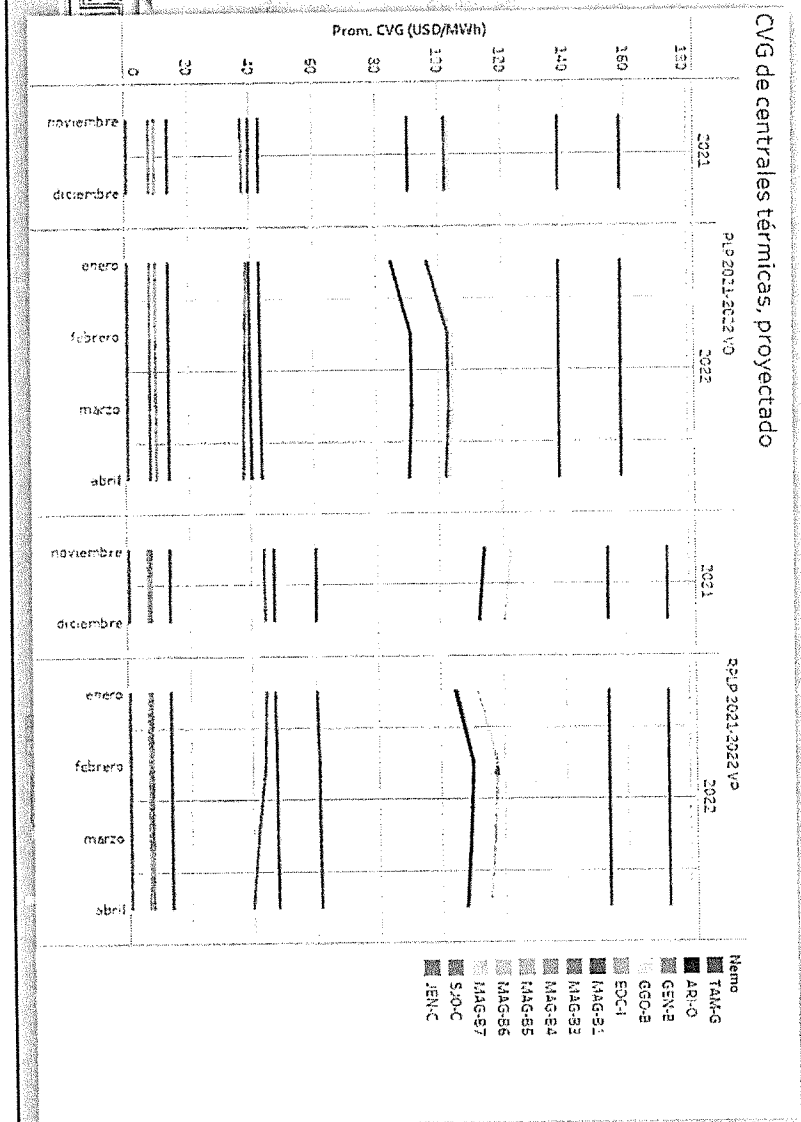
Comparación de Proyecciones de CVG 11/2021-04/2022

CVG promedio por tecnología, proyectado



Tecnología
 Cogeneradores
 Turbinas de Gas
 Turbinas de Vapor

Comparación de Proyecciones de CVG 11/2021-04/2022



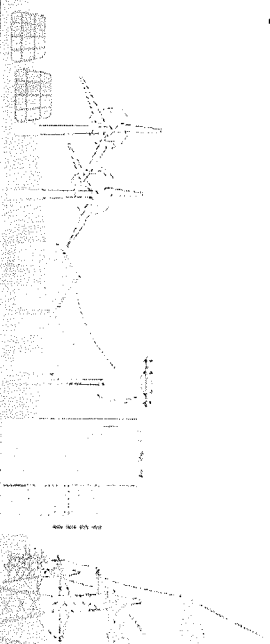
Disponibilidad del Parque de Generación

- De la información obtenido del PI sobre la verificación del cálculo de la OFE y DF se tienen que la disponibilidad del parque de generación es de **93.40%** para el periodo 2019-2020. A partir del siguiente cálculo:

$$\%Disp = \frac{\sum_i P P_i * CoefDisp_i}{\sum_i P P_i}$$



Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala, Centro América



Mantenimientos

Dentro de los mantenimientos con mayor relevancia se encuentran:

-CHIXOY: tiene programado mantenimiento mayor durante los primeros meses de 2022 (1 de febrero a 6 de mayo), una unidad a la vez, por lo que durante este lapso contará como disponible solo con el 80% de su capacidad instalada.

-San José SJO-C1: 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 con la variante respecto a lo informado en la PLP 2021-2022 VD, que solamente estarán fuera de servicio 19.87 MW.

-Jaguar Energy: Informa que ya no realizará los mantenimientos mayores programados en la PLP 2021-2022 VD, calendarizados para enero de 2022.

PLP 2021-2022 VD	Unidad/Equipo	Tiempo Fuera (Días)	Fecha Salida	Fecha Entrada	Potencia Disponible (MW)
Jaguar Energy	JEN-C1	15	27/09/2021	11/10/2021	138.578
Jaguar Energy	JEN-C2	15	17/01/2022	10/02/2022	140.928
Jaguar Energy	JEN-C1	25	01/10/2022	15/10/2022	138.578
Jaguar Energy	JEN-C2	25	30/01/2022	23/02/2022	140.928
San José	SJO-C1	21	23/08/2021	12/09/2021	15.8
San José	SJO-C1	7	26/10/2021	1/11/2021	139.87
San José	SJO-C1	22	8/01/2022	29/01/2022	139.87

PLP 2021-2022 VD	Unidad/Equipo	Tiempo Fuera (Días)	Fecha Salida	Fecha Entrada	Potencia Disponible (MW)
San José	SJO-C1	7	26/10/2021	1/11/2021	139.87
San José	SJO-C1	22	8/01/2022	29/01/2022	139.87

PLP 2021-2022 VD	Unidad/Equipo	Tiempo Fuera (Días)	Fecha Salida	Fecha Entrada	Potencia Disponible (MW)
Chixoy	CHX-H1	21	13/04/2021	3/05/2021	57.497
Chixoy	CHX-H5	21	4/05/2021	24/05/2021	57.402
Chixoy	CHX-H2	26	1/02/2022	26/02/2022	57.315
Chixoy	CHX-H3	21	1/03/2022	21/03/2022	57.315
Chixoy	CHX-H4	21	22/03/2022	11/04/2022	57.315
Chixoy	CHX-H1	21	12/04/2022	2/05/2022	57.315
Chixoy	CHX-H5	21	3/05/2022	23/05/2022	57.315

PLP 2021-2022 VD	Unidad/Equipo	Tiempo Fuera (Días)	Fecha Salida	Fecha Entrada	Potencia Disponible (MW)
Chixoy	CHX-H2	28	1/02/2022	28/02/2022	57.315
Chixoy	CHX-H3	21	1/03/2022	21/03/2022	57.315
Chixoy	CHX-H4	21	22/03/2022	11/04/2022	57.315
Chixoy	CHX-H1	21	12/04/2022	6/05/2022	57.315



Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala, Centro América

Mantenimientos

Turbinas de Vapor con Carbón:

Se cancela el mantenimiento de las dos unidades de Jaguar Energy, las cuales estaban programadas para enero 2022.

Central	Unidad/Equipo	Tiempo Fuera (Días)	Fecha Salida	Fecha Entrada	Potencia Disponible (MW)	
Generadora Costa Sur	GCS-C	7	13/11/2021	19/11/2021	30.307	
	GCS-C	21	19/02/2022	11/03/2022	30.307	
	LLC	15	25/11/2021	9/12/2021	17.1	
	San Isidro	IS-B1	21	20/11/2021	10/12/2021	57.561
	San José	SJO-C1	7	26/10/2021	1/11/2021	19.87
San José	SJO-C1	22	8/01/2022	29/01/2022	19.87	

Turbinas de Vapor con Biomasa:

Se realizaron entre julio y septiembre 2021. Quedaba pendiente el mantenimiento de TND-85, pero ya no fue programado en la RPLP.

Central	Unidad/Equipo	Tiempo Fuera (Días)	Fecha Salida	Fecha Entrada	Potencia Disponible (MW)
Madaleña Bloque 6	MAG-86	30	9/10/2021	7/11/2021	57.919

Turbogenerador Diesel: sin cambios.

Central	Unidad/Equipo	Tiempo Fuera (Días)	Fecha Salida	Fecha Entrada	Potencia Disponible (MW)
Tampa	TAM-G2	22	28/02/2022	21/03/2022	34.769

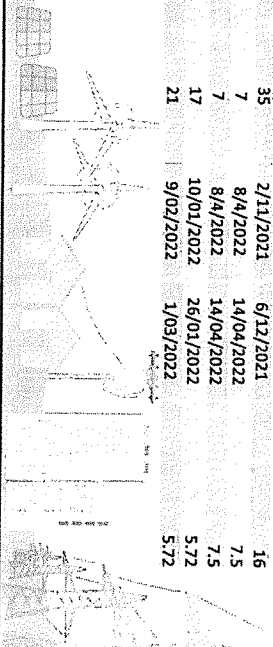
Motores Reciprocantes Bunker:

Quedaba pendiente el mantenimiento de ARL-04, pero ya no fue programado en la RPLP.

Central	Unidad/Equipo	Tiempo Fuera (Días)	Fecha Salida	Fecha Entrada	Potencia Disponible (MW)	
Arizona	ARI-02	35	2/11/2021	6/12/2021	16	
	Electro Generación	ELG-B1	7	8/4/2022	14/04/2022	7.5
	Electro Generación	ELG-B2	7	8/4/2022	14/04/2022	7.5
	Puerto Quetzal Power	PQP-86	17	10/01/2022	26/01/2022	5.72
Puerto Quetzal Power	PQP-82	21	9/02/2022	1/03/2022	5.72	



Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala, Centro América



Mantenimientos

Central	Unidad/Equipo	Tiempo Entera (Días)	Fecha Salida	Fecha Entrada	Potencia Instalable (MW)
Aguacapa	AGU-H1	18	26/02/2022	15/03/2022	26.581
Aguacapa	AGU-H3	18	26/03/2022	12/04/2022	26.581
Aguacapa	AGU-H	30	22/01/2022	20/02/2022	79.742
Chikoy	CHX-H2	28	1/02/2022	28/02/2022	57.315
Chikoy	CHX-H3	21	1/03/2022	21/03/2022	57.315
Chikoy	CHX-H4	21	22/03/2022	11/04/2022	57.315
Chikoy	CHX-H1	21	12/04/2022	6/05/2022	57.315
Jurón Marina	JUR-H	20	8/11/2021	27/11/2021	0
Jurón Marina	JUR-H3	15	11/02/2022	25/02/2022	20.125
Jurón Marina	JUR-H2	15	28/02/2022	14/03/2022	20.125
Jurón Marina	JUR-H	7	18/03/2022	24/03/2022	60.375
Jurón Marina	JUR-H1	15	18/03/2022	1/04/2022	20.125
Oxec 2	OX2-H1	42	1/03/2022	11/04/2022	20
Oxec 2	OX2-H3	42	15/04/2022	26/05/2022	20
Oxec 2	OX2-H2	42	26/04/2022	6/06/2022	20
Palo Viejo	PV1-H	5	4/12/2021	8/12/2021	88.192
Palo Viejo	PV1-H	10	16/04/2022	25/04/2022	88.192
Xachal	XAC-H1	15	1/11/2021	15/11/2021	50
Xachal	XAC-H1	30	13/12/2021	11/01/2022	100
Xachal	XAC-H1	15	7/03/2022	21/03/2022	50
Xachal	XAC-230	4	21/03/2022	24/03/2022	158
Xachal	XAC-H2	60	22/03/2022	20/05/2022	58.4
Xachal	XAD-H	30	13/12/2021	11/01/2022	29.2
Xachal	XAD-H1	15	29/01/2022	12/02/2022	29.2
Xachal	XAD-H2	15	13/02/2022	27/02/2022	58.4
Xachal	XAD-H	61	6/03/2022	5/05/2022	58.4
Xachal	XAD-230	4	21/03/2022	24/03/2022	114
Renace 2	RE2-H	10	28/03/2022	14/04/2022	22
Renace 3	RE3-H2	24	8/03/2022	31/03/2022	22
Renace 3	RE3-H	18	28/03/2022	14/04/2022	66

Hidroeléctricas:

Hidro Xachal realizará un mantenimiento de treinta días, empezando el 31 de diciembre de 2021 y finalizando el 11 de enero de 2022, que no estaba programado en la PLP.



Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala, Centro América

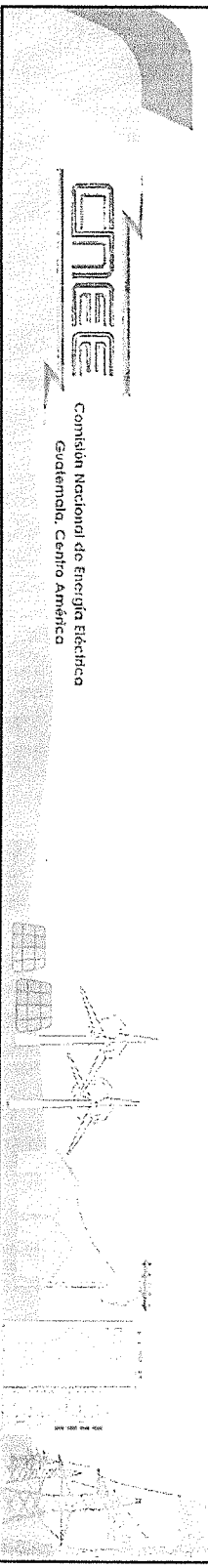
1.9 CONTRATOS DE RESPALDO DE POTENCIA

PLP VD 2021-2022

Agente Comprador	Agente Vendedor	Fecha inicio	Fecha Fin	Potencia (MW)
COMERCIALIZADORA COMERTITLAN, S. A.	OXEC II, S. A.	01/01/2021	31/07/2021	4.5
CUESTAMORAS COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA, S. A.	GENERADORA DEL ESTE, S. A.	29/01/2021	31/12/2021	0.6
ESI, S. A.	CENTRAL AGRO INDUSTRIAL GUATEMALTECA, S. A.	01/03/2021	31/07/2021	1.8715
XOLHUITZ PROVIDENCIA, S. A.	AGRICOLA LA ENTRADA, S. A.	01/01/2021	31/12/2021	3.44

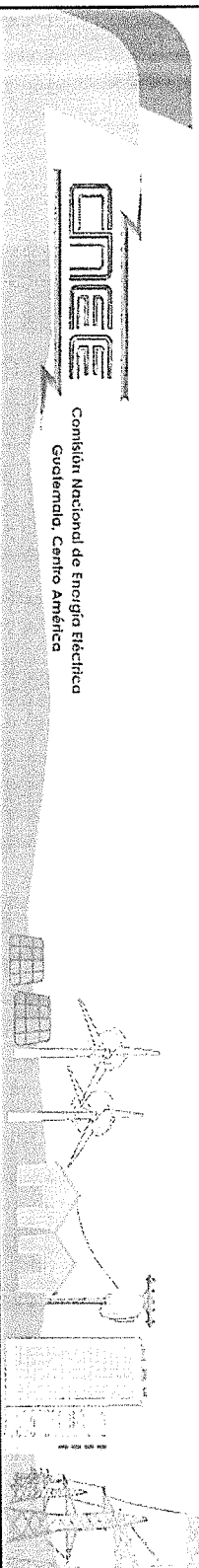
RPLP VP 2021-2022

Agente Comprador	Agente Vendedor	Fecha inicio	Fecha Fin	Potencia (MW)
CUESTAMORAS COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA, S. A.	GENERADORA DEL ESTE, S. A.	29/01/2021	31/12/2021	0.6
XOLHUITZ PROVIDENCIA, S. A.	AGRICOLA LA ENTRADA, S. A.	01/01/2021	31/12/2021	3.44



VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Tema	Control
<p>Actualización de Parámetros Operacionales</p>	<p>PLP VD: Aguacapa, Hidroagundá, Electro Cristal Búnker (2 parámetros), Jaguar Energy, Térmica 1 y 2, Energía del Caribe, Magdalena (B1, B3, B5, B6 y B7), San Isidro y Oxec II. RPLP VP: Hidroagundá, Electro Cristal Búnker (2 parámetros), Magdalena (B1, B3, B5, B6 y B7), San Isidro, y Oxec II.</p>
<p>Metodologías de CVG</p>	<p>VD: Energía del Caribe, San José, Tampa. RPLP VP: Energía del Caribe y Tampa (Informe remitido por el AMM, expediente GTM-21-164).</p>



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

	PROYECCION	CRECIMIENTO (%) **	CRECIMIENTO (%) **
DEMANDA DE ENERGIA SIN I <small>(respecto a 1990=100)</small>	5,936.75	6.5	3.13
DEMANDA DE POTENCIA SIN I	1,867.03	2.05	2.07
EXPORTACIONES AL MER <small>Segundo semestre</small>	843.52 GWh	0	0
EXPORTACIONES AL MEM <small>Segundo semestre</small>	48.08 GWh	0	0

* Respecto al mismo periodo del AE anterior

** Respecto a lo proyectado para la PIP 2021-2022 versión definitiva

- Se espera que la demanda máxima de potencia ocurra en abril de 2022 a las 19:00.
- El AMM tomó en cuenta la situación derivada de la Pandemia COVID-19, por lo que realizó una actualización del modelo aplicado para el AE 2020-2021, 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.
- El AMM utilizó mediciones comerciales de exportación del año 2019, y se limitan a replicar lo exportado en el último año citado.

Calendario de Pruebas de Potencia Máxima

PLP VD 2021-2022

SECTOR	CENTRAL	FECHA
HTH	HIDROELECTRICA SANTA TERESA	16/09/2021
HPH	HIDROELECTRICA LA PERLA	15/09/2021
AQUH	HIDROELECTRICA AGUAYANA	8/09/2021
COBH	HIDROELECTRICA EL CORONADO	6/09/2021
MOBH	HIDROELECTRICA LAS UMITAS	7/09/2021
HOBH	HIDROELECTRICA EL CORRALIJO	24/09/2021
PO21H	HIDROELECTRICA ANIC	19/08/2021
SAH	HIDROELECTRICA SANTA MARIA	17/08/2021
CAH	HIDROCANANA	17/08/2021
MTCH	HIDROELECTRICA MONTECINERO	17/08/2021
RECH	HIDROELECTRICA EL REBRO	17/08/2021
RO2H	HIDROELECTRICA EL REBRO II	17/08/2021
YACH	HIDRO YACAJAL	11/08/2021
YAPH	HIDRO YACAJAL 2GTA	11/08/2021
YAH	HIDROELECTRICA YANAMALL	10/08/2021
MAH	HIDROELECTRICA MANTAYAS	27/07/2021
VTZH	HIDROELECTRICA SAN VICENTE	27/07/2021
SOH	HIDROELECTRICA SAN ISIDRO	23/07/2021
HPH	HIDROELECTRICA LA PERLA	19/07/2021
HCVH	HIDROELECTRICA CERRO VIVO	19/07/2021
PAH	PARITALCA EL DUCHE I NO ZAPPA	13/07/2021
HELH	HIDROELECTRICA EL HIERBADERO	6/07/2021
MOH	HIDROELECTRICA VOLCANITE	29/06/2021
KH	HIDROELECTRICA KITALITO	22/06/2021
MTB	MADE TIERRA NO ZAPPA	21/06/2021
ORL	GENERALDORA SANTALUCIA NO ZAPPA	8/06/2021
MAH	MADONALVA B3 NO ZAPPA	8/06/2021
MAH	MADONALVA B7 NO ZAPPA	25/05/2021
SAH	SAN JOSE	25/05/2021
BIH	BIOGAS VERDEZCO EL TRESOL	25/05/2021
BIH	BIOGAS VERDEZCO EL TRESOL FTAL 2	25/05/2021
ABH	ABTONIA	18/05/2021
ABH	ABTONIA VAPOR	18/05/2021
JRH	JANIBO C1	5/04/2021
JRH	JANIBO C2	5/04/2021

RPLP VP 2021-2022



NEMOTECNICO
 OX2-H
 Cor
 Guatemala, Centro América

CENTRAL

Ox2c II
 09 de noviembre de 2021

Resultados

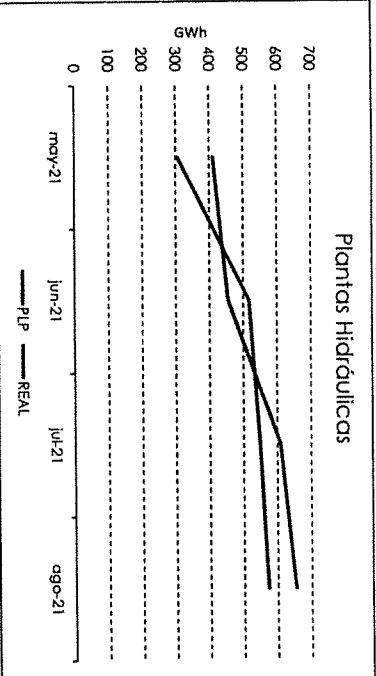
Comparación entre la VP RPLP 21-22 y la VD de la PLP 21-22



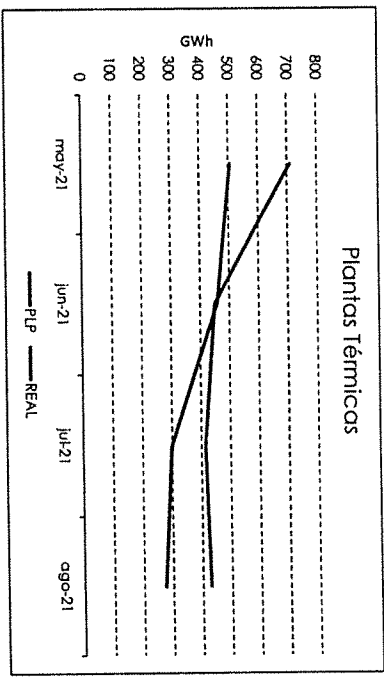
Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala, Centro Américo



PRODUCCIÓN DE ENERGÍA



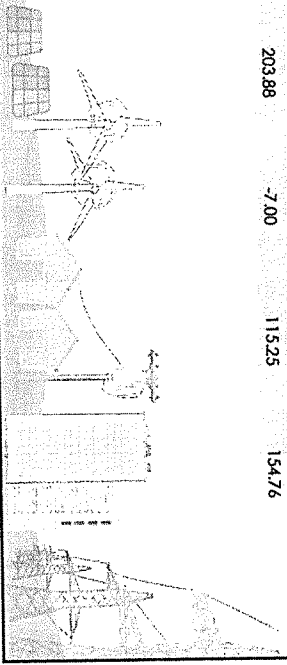
	may-21	jun-21	jul-21	ago-21
PIP	305.30	517.50	548.90	572.50
REAL	411.16	455.16	609.25	654.13
Diferencia	-105.86	62.34	-60.35	-81.63



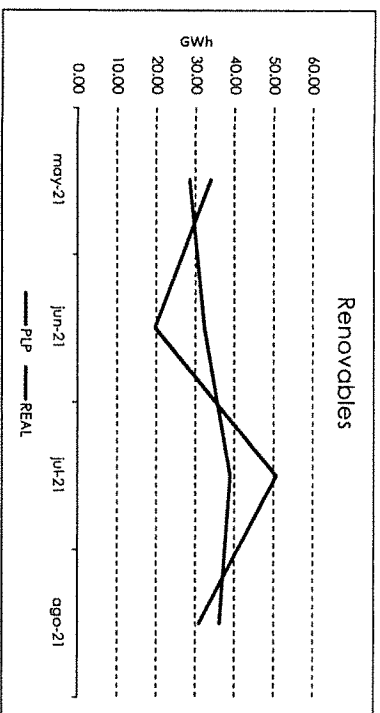
	may-21	jun-21	jul-21	ago-21
PIP	709.50	450.80	413.80	428.20
REAL	505.62	457.80	298.55	273.44
Diferencia	203.88	-7.00	115.25	154.76



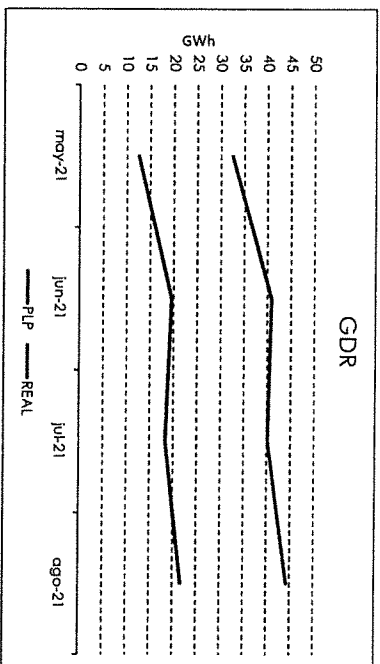
Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala, Centro Américo



PRODUCCIÓN DE ENERGÍA



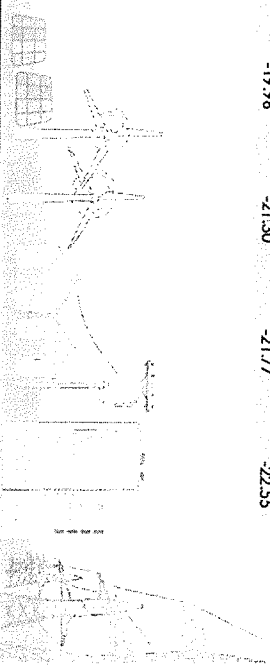
	may-21	jun-21	jul-21	ago-21
PLP	28.50	32.30	38.90	36.20
REAL	33.92	19.70	50.68	30.91
Diferencia	-5.42	12.60	-11.78	5.29



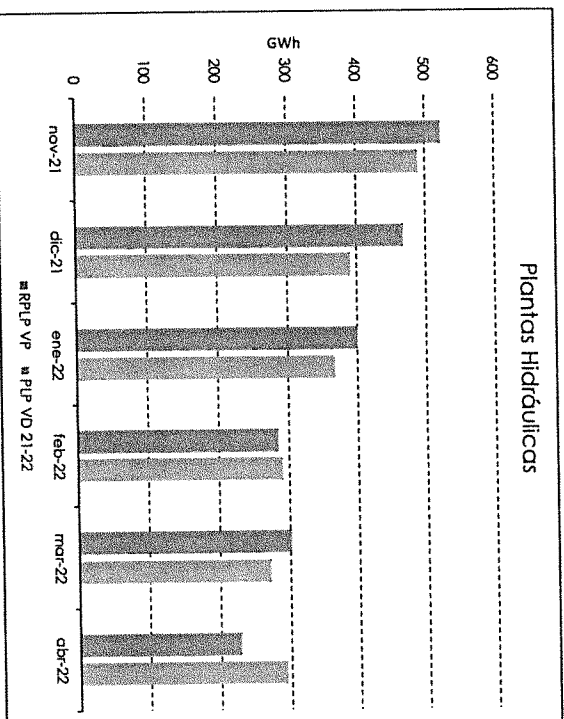
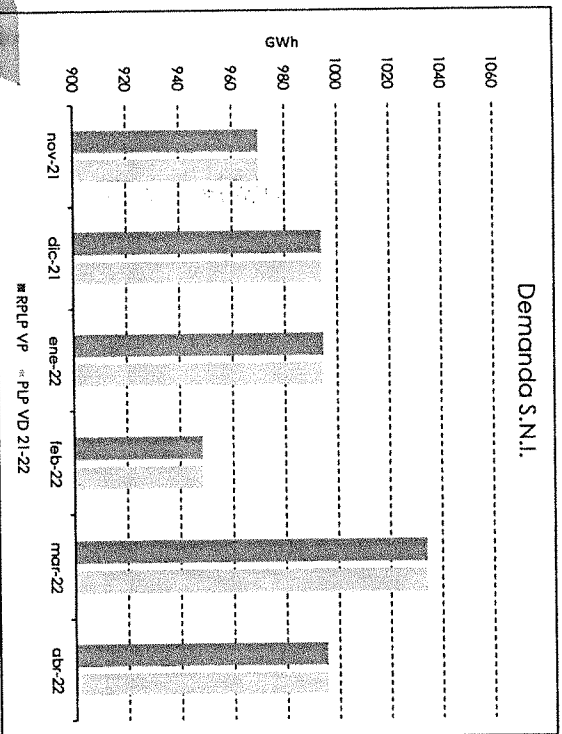
	may-21	jun-21	jul-21	ago-21
PLP	12.5	19.6	18.4	21.7
REAL	32.46	40.90	40.17	44.25
Diferencia	-19.96	-21.30	-21.77	-22.55



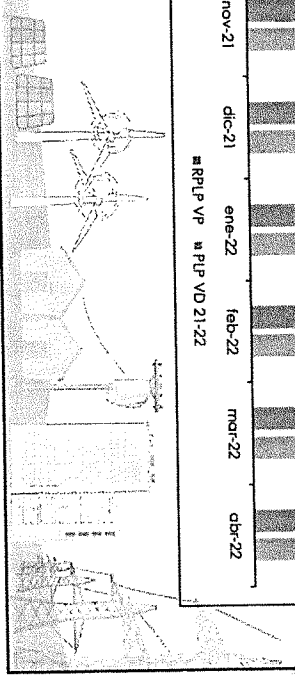
Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala, Centro América



Programa de despacho 2021-2022

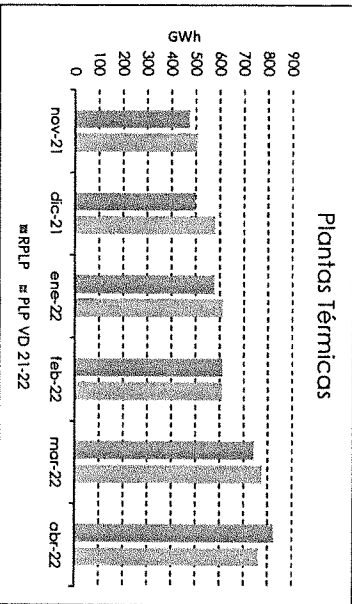


Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala, Centro América

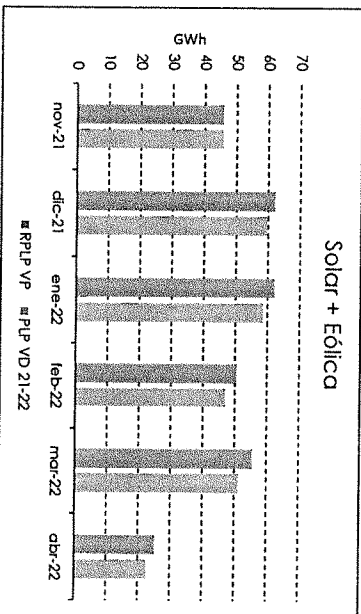


Programa de despacho 2021-2022

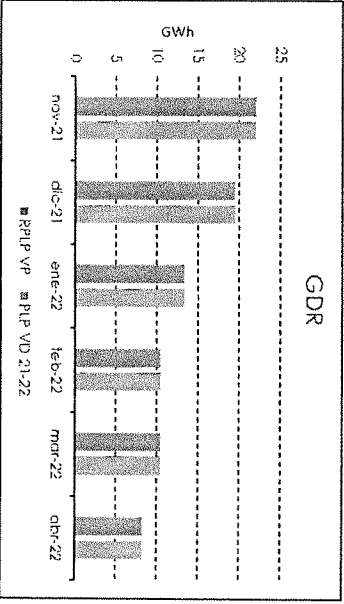
Plantas Térmicas



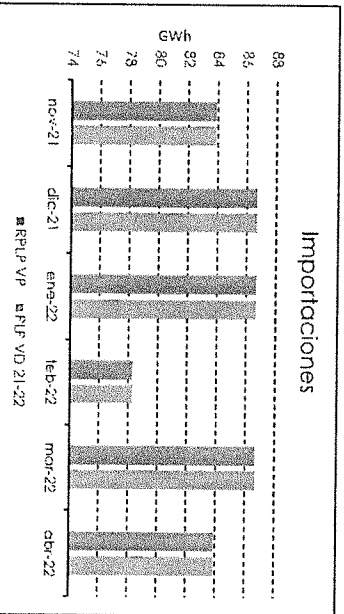
Solar + Eólica



GDR

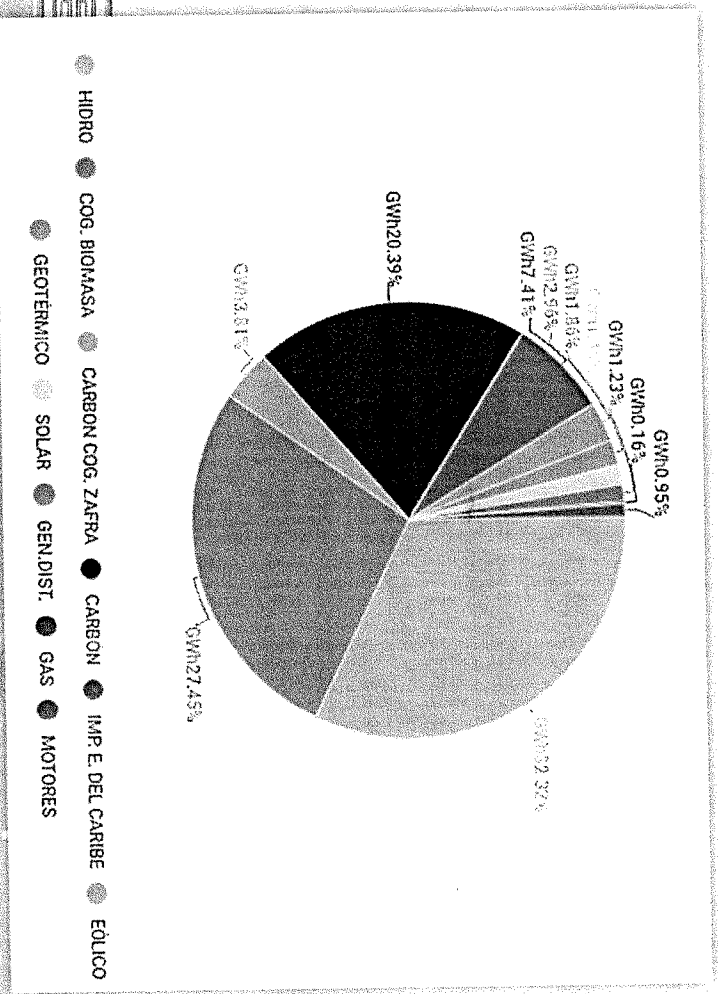


Importaciones

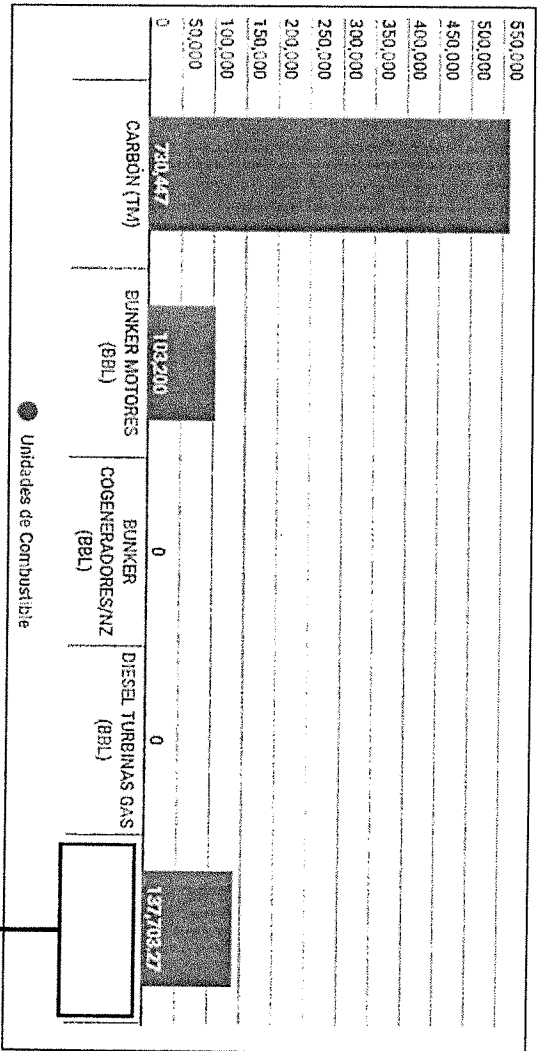


Guatemala, Centro América

Matriz Energética Proyectada



REQUERIMIENTO DE COMBUSTIBLE

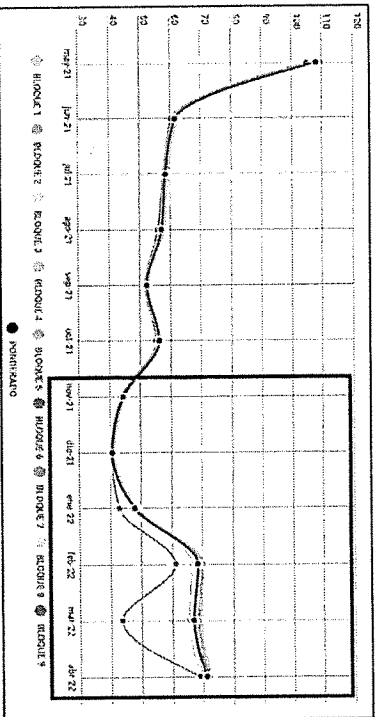


Falta la leyenda del Gas Natural

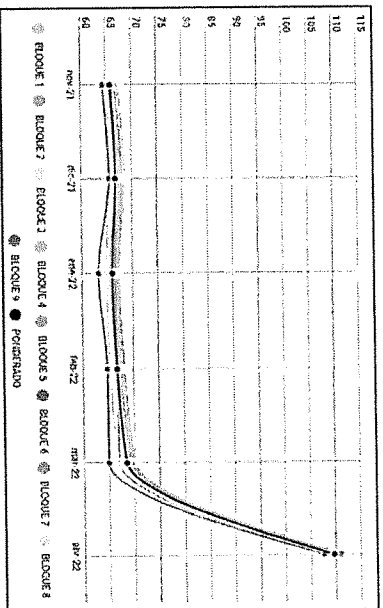


Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala, Centro América

COSTOS MARGINALES POR BLOQUE HORARIO USD/MWh



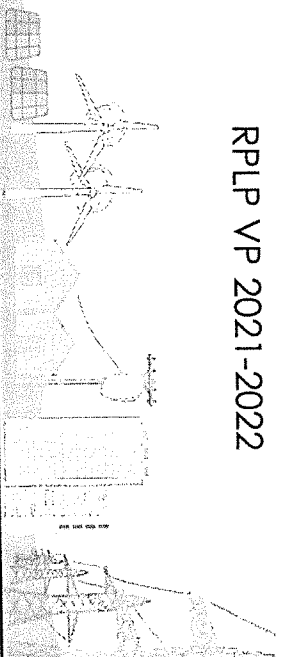
PLP VD 2021-2022



RPLP VP 2021-2022

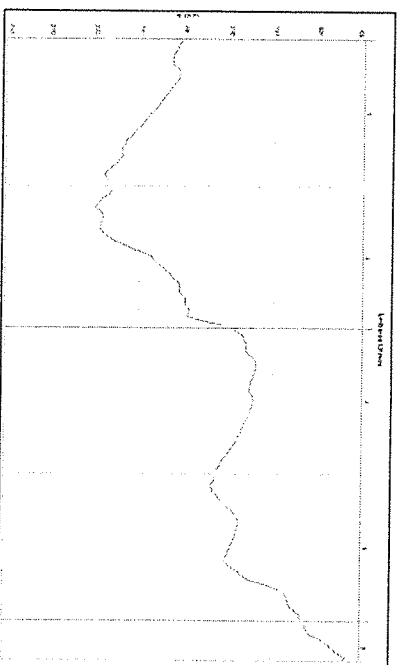
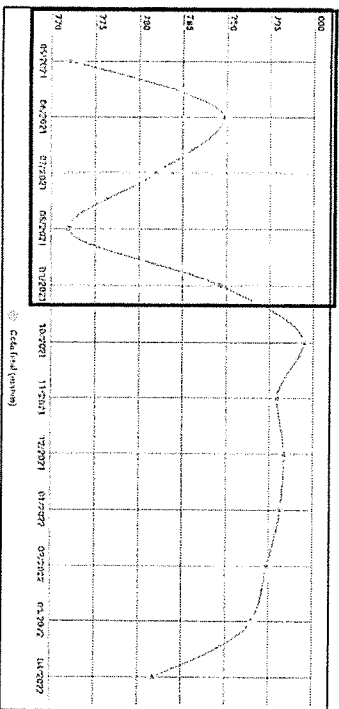


Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala, Centro América



PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PARQUE GENERADOR HIDRÁULICO

Comparación de la Cota final de Chixoy que obra en la PLP VD 2021-2022 y la Cota Real

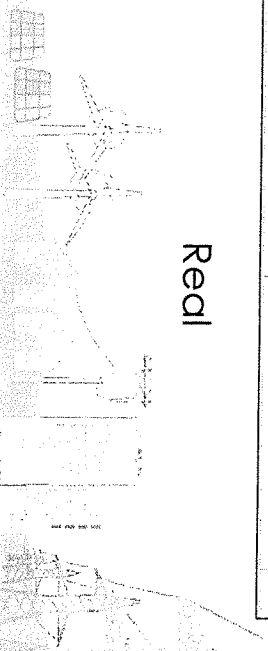


PLP VD 2021-2022

Real

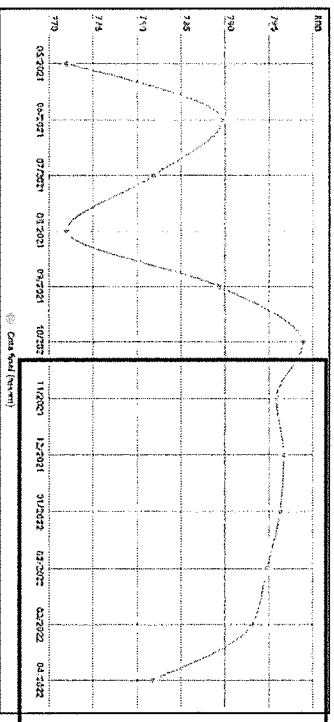


Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala, Centro América

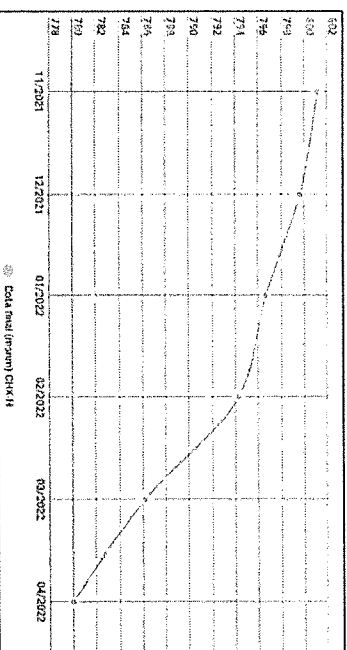


PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PARQUE GENERADOR HIDRÁULICO

Comparación de la Cota final de Chixoy que obra en la PLP VD 2021-2022 con el de la RPLP VP 2021-2022



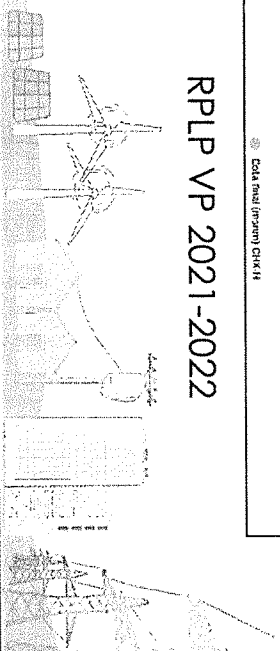
PLP VD 2021-2022



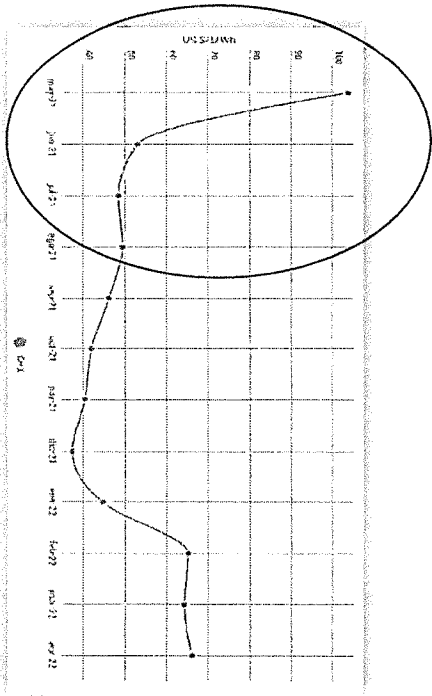
RPLP VP 2021-2022



Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala, Centro América



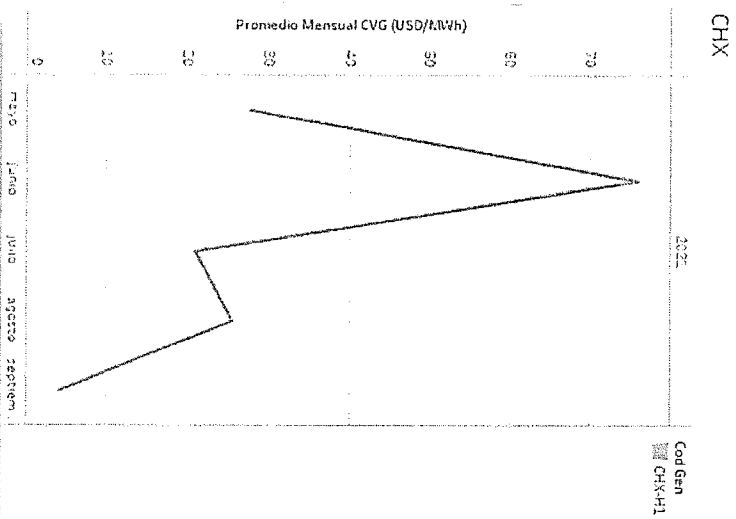
2.6 COSTOS DE OPORTUNIDAD DEL AGUA, DE LA CENTRAL CON EMBALSE DE REGULACIÓN ANUAL



PLP VD 2021-2022

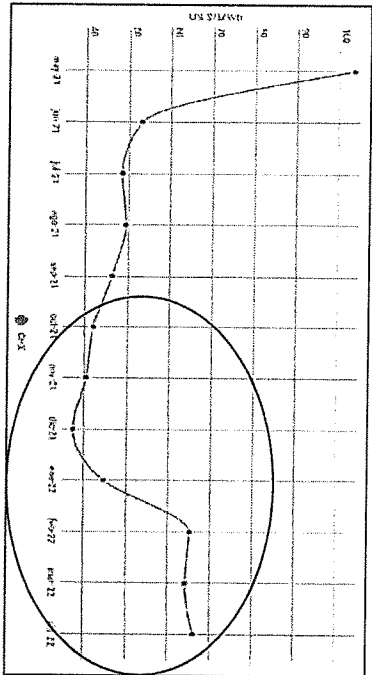


Comisión Nacional de Energía eléctrica
Guatemala, Centro América

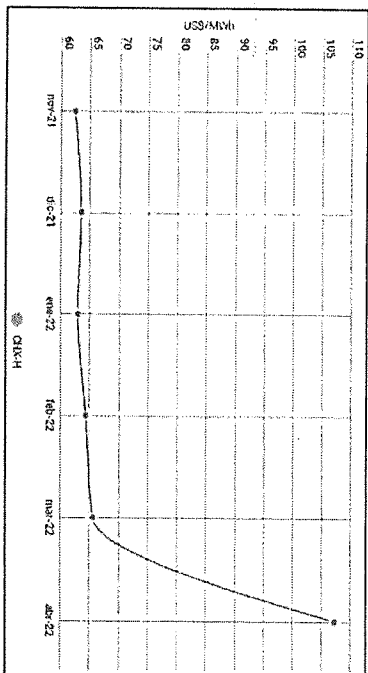


Real

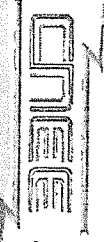
2.6 COSTOS DE OPORTUNIDAD DEL AGUA, DE LA CENTRAL CON EMBALSE DE REGULACIÓN ANUAL



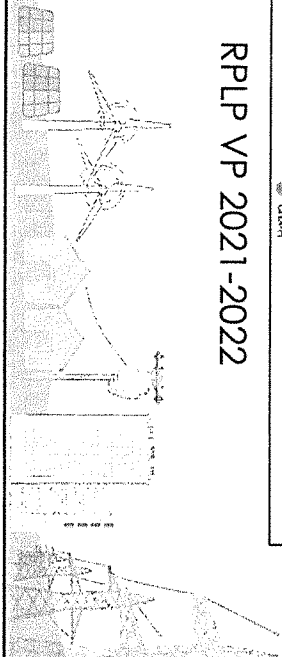
PLP VD 2021-2022



RPLP VP 2021-2022



Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala, Centro América



Resultados

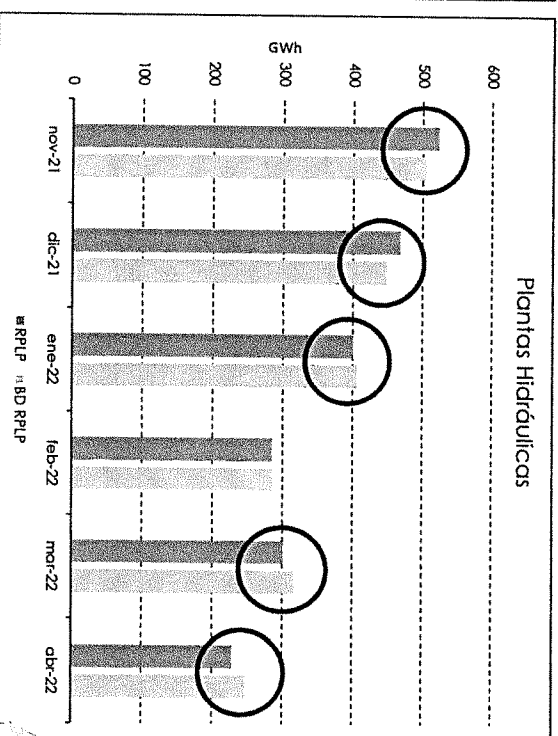
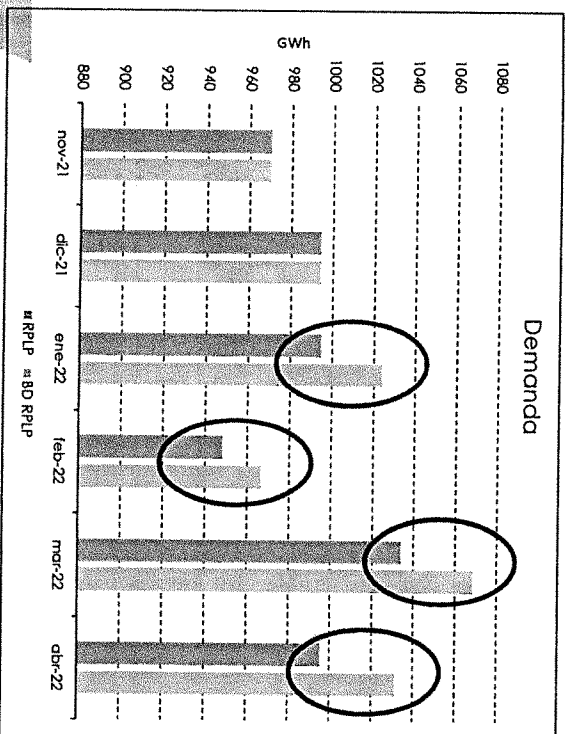
Comparación entre lo descrito en la VP de la RPLP y lo modelado en la BD de SDDP



Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala, Centro América



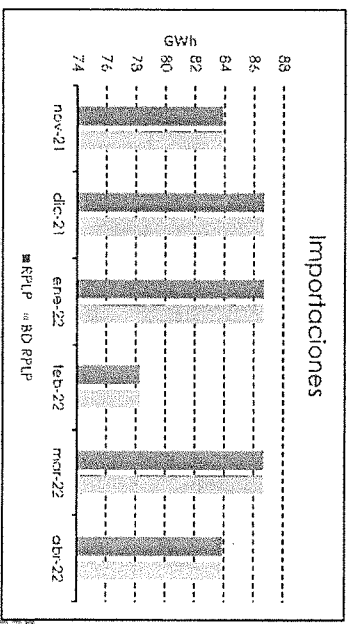
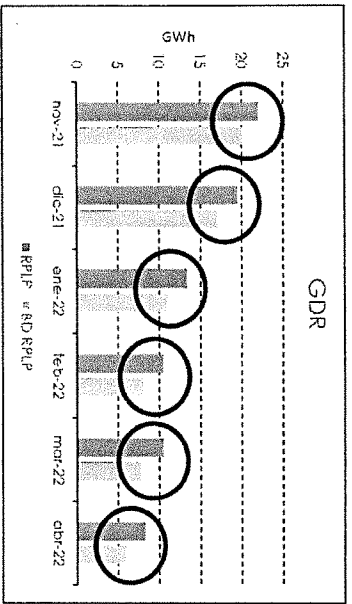
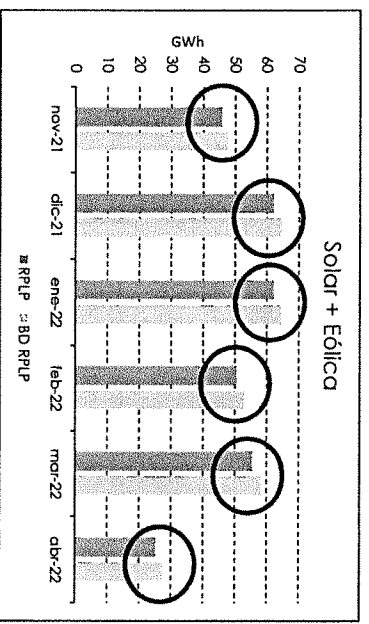
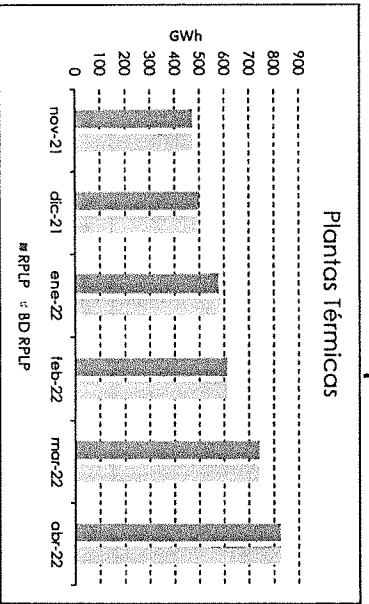
Programa de despacho 2021-2022



Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala, Centro Américo

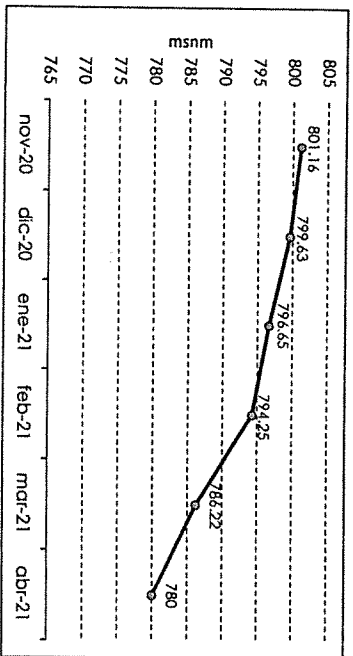
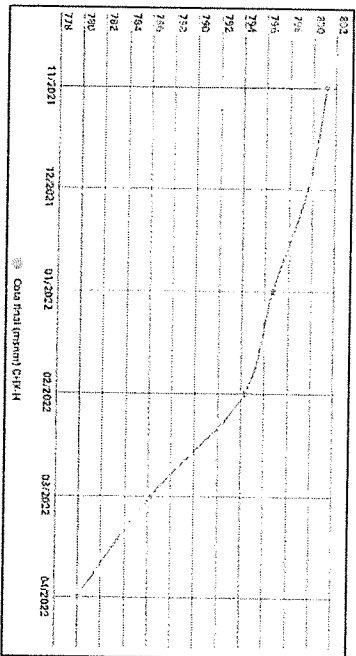


Programa de despacho 2021-2022



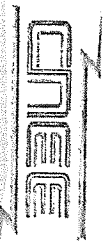
Guatemala, Centro América

Cota final de Chixoy

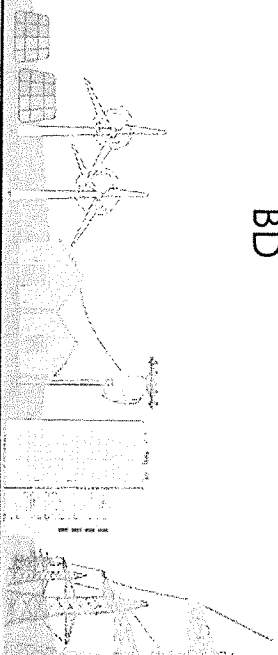


Informe

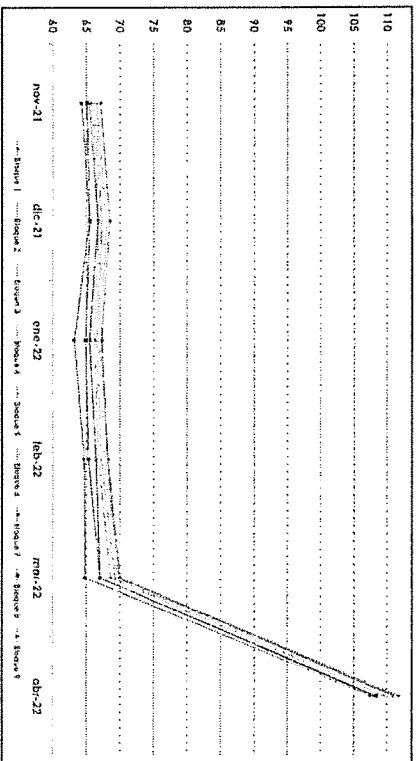
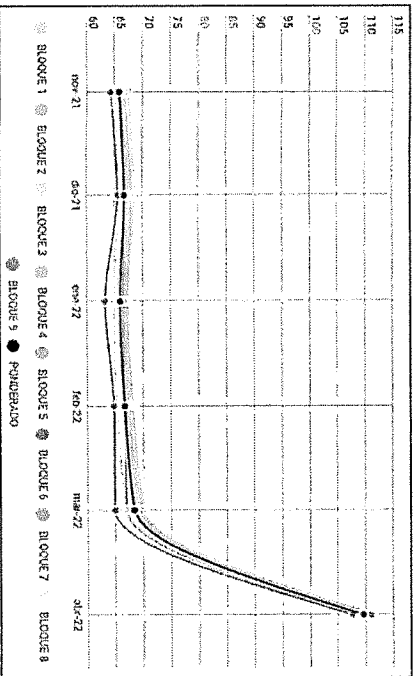
BD



Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala, Centro América



COSTOS MARGINALES POR BLOQUE HORARIO USD/MWh



Informe

BD



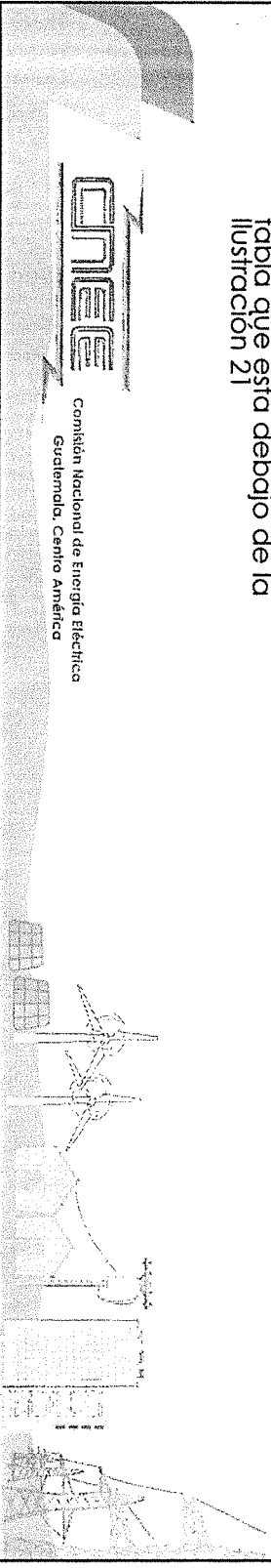
Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala, Centro América



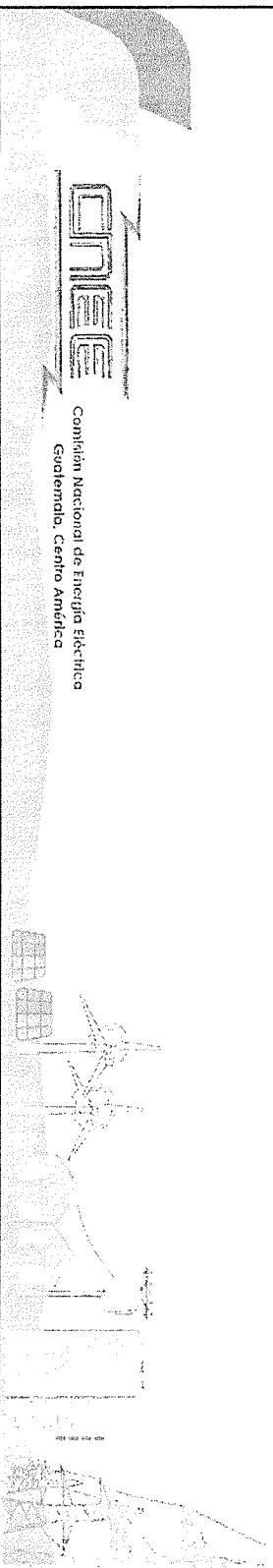
COSTOS MARGINALES POR BLOQUE HORARIO USD/MWh

	BLOQUE 1	BLOQUE 2	BLOQUE 3	BLOQUE 4	BLOQUE 5	BLOQUE 6	BLOQUE 7	BLOQUE 8	BLOQUE 9	PONDERADO
nov-21	67.2	66.6	66.5	66.7	66.1	65.9	65.5	65.1	64.3	65.77
dic-21	68.5	68.0	67.4	67.7	67.2	66.8	66.8	65.6	65.5	66.74
ene-22	67.3	67.2	66.8	67.0	66.6	66.3	65.5	64.9	63.2	65.97
feb-22	68.2	68.1	67.9	67.6	67.3	66.8	66.5	65.3	64.7	66.67
mar-22	70.1	69.9	69.9	69.7	69.3	68.6	67.0	67.0	64.9	68.34
abr-22	111.8	111.3	111.0	110.7	110.9	109.5	108.0	108.4	107.5	109.59
Promedio	70.9	70.8	70.6	70.5	70.3	69.8	69.3	68.8	67.9	69.7

Los promedios que obran en la tabla que esta debajo de la ilustración 21



Estudios Eléctricos Reprogramación Provisorio 2021-2022



Estudios de seguridad Operativa

Estudios Eléctricos de Seguridad Operativa para la Programación de Largo Plazo Año Estacional Mayo 2.021 - Abril 2.022

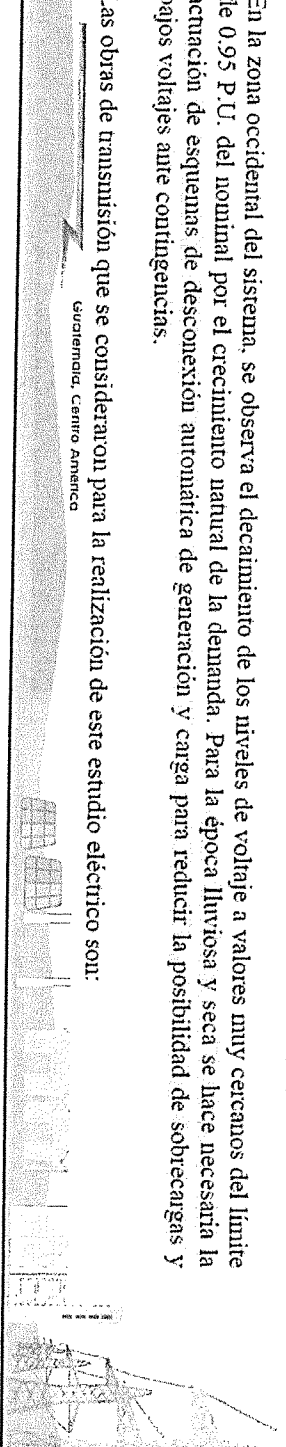
Los Estudios Eléctricos de Seguridad Operativa para la Programación de Largo Plazo, tienen como fin mostrar las condiciones esperadas de operación en el Sistema Nacional Interconectado (SNI), para el Año Estacional en estudio. Como resultado de los estudios realizados se han identificado zonas en los cuales se tendrían 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, Cerro Aménico

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

SEP-Estímulo 2021 Ampliación

Agente	Subestación	Ampliación
ETCEE	Cobán	Potación de transformadores
ETCEE	Quezaltepeque	Rotación de transformadores
ETCEE	Escuintla	Transformador 230/69/13.8 KV 100 MVA
ETCEE	Tehuacán	Transformador 69/13.8 KV 20/28 MVA
ETCEE	Tajulá	Transformador 69/13.8 KV 20/28 MVA
ETCEE	Castepeque	Transformador 69/13.8 KV 20/28 MVA
ETCEE	Quezaltenango	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	Banco de capacitores 69 KV 10.8 MVAR
ETCEE	Chimaltenango	Banco de reactores 230 KV 20 MVA
ETCEE	Guatemala Norte	Banco de reactores 34.5 KV 1 MVA
ETCEE	Sayaxché	Adecuación de líneas de transmisión
ETCEE	Ruquío Palma	LT Petenitza - Santa Isabel 69 KV
ETCEE	Fortunaria	LT Palcatiza - San Gaspar 69 KV
ETCEE	Palcatiza	LT Palcatiza - Palán 69 KV ckt. 2
ETCEE	Patzún	LT Sector Industrial - Clientes Industriales 69 KV
ETCEE	Amatitlán	Subestación eléctrica y transformador 230/69/13.8 KV 150 MVA
ETCEE	Itzamal	Adecuación de líneas de transmisión
ETCEE	Héctor Flores	Readecuación de líneas de transmisión
ETCEE	Llano Largo	Readecuación de líneas de transmisión
ETCEE	Cayallán	Readecuación de líneas de transmisión
ETCEE	El Sitio	Readecuación de líneas de transmisión
ETCEE	República	Readecuación de líneas de transmisión
ETCEE	La Vega II	Transformador 230/69/13.8 KV 150 MVA
ETCEE	Banderera	Subestación eléctrica 69/13.8 KV 10/14 MVA
ETCEE	Camotán	Subestación eléctrica 69/13.8 KV 10/14 MVA
ETCEE	Cabánas	Subestación eléctrica 69/13.8 KV 10/14 MVA

Agente	Subestación	Ampliación
ETCEE	Hoyutla	Potación de transformadores
ETCEE	Rabinal	Subestación eléctrica 69/13.8 KV 20/28 MVA
ETCEE	Rabinal	LT Rabinal - Salama 69 KV
ETCEE	Chiantla	Subestación eléctrica y transformador 230/69 KV 105 MVA
ETCEE/EEBIS	Chiantla	LT Chiantla - Huehuetenango II 230 KV
ETCEE/EEBIS	Chiantla	Banco de reactores 230 KV 30 MVAR
ETCEE/EEBIS	Las Cruces	Subestación eléctrica en 230 KV
ETCEE/EEBIS	Las Cruces	LT Las Cruces - Guatemala Sur 230 KV ckt. 1 y 2
ETCEE/EEBIS	Talapa	LT Talapa - Río Grande 69 KV
ETCEE/EEBIS	Talapa	Subestación eléctrica 69/13.8 KV 10/14 MVA
ETCEE/EEBIS	Equipulul	Subestación eléctrica 69/13.8 KV 10/14 MVA



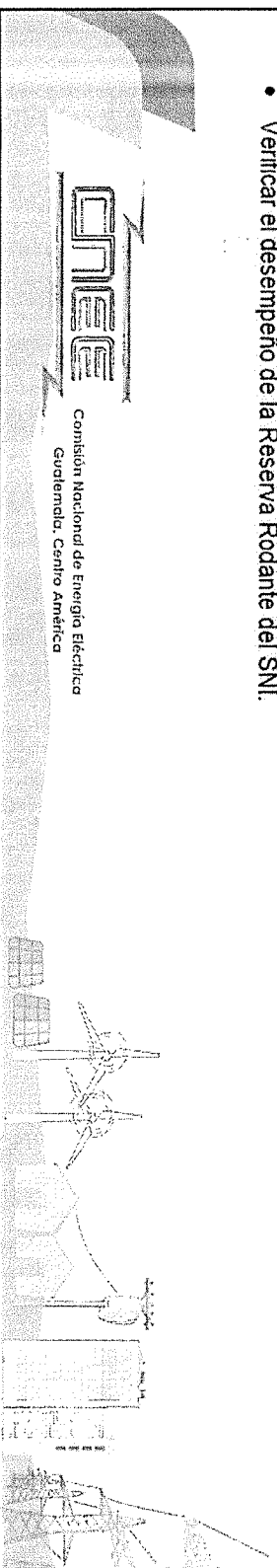
Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala, Centro América



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 periodo 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.



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.

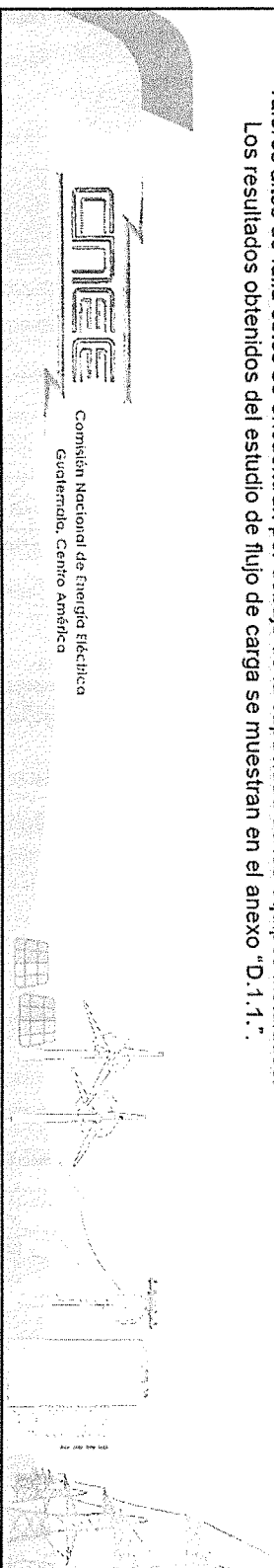
Se mejora la tendencia del voltaje en la red de 230 KV principalmente en la zona central por la entrada en operación de líneas de transmisión y cambios de configuración en la topología de la red del SNI.

En la red de TRELLEC 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.

En demanda máxima se presentan los mayores niveles de corrientes de falla, siendo el nodo de GES-69 con el mayor nivel de falla trifásica (15,3813 KA), aunque se observa que el nodo de GSU-691 tiene un nivel de falla de 14,0437 KA. Aunque se tengan valores altos de falla éstos se encuentran por debajo de la capacidad de los equipos instalados.

Los resultados obtenidos del estudio de flujo de carga se muestran en el anexo "D.1.1."

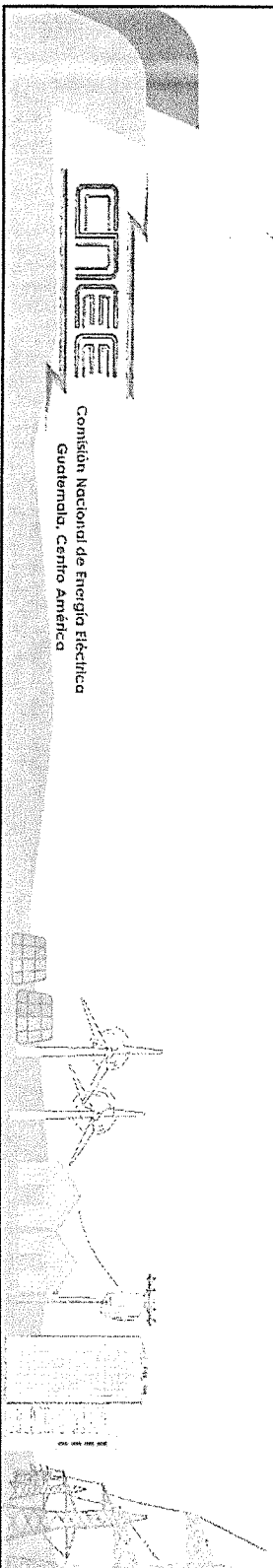


Abril 2022 Demanda Máxima

- Demanda Máxima

Las condiciones esperadas para este escenario sera una generación máxima de aproximadamente 1751.4 MW, la demanda de 1765.6 MW y las pérdidas de transmisión alrededor del 63.6 MW; adicional a ésta se considera una exportación de 56.8 MW e importación de 14.6 MW en la interconexión con El Salvador y Honduras respectivamente, y 120.0 MW importados desde México; el porcentaje de pérdidas de transmisión calculadas para este escenario son del 3.63138061 %; sobre una generación total de 1815.0 MW.

El mayor nivel de falla se encuentra en el nodo ESC-691 corrientes de falla trifásica se encuentran 18.8864 KA aproximadamente. Los resultados obtenidos del estudio de flujo de carga se muestran en el anexo "D.3.1."



Sobre los Transformadores

* Sobre carga en Transformadores.

Sep 2021

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R) E      MON, FEB 22 2021   9:24
PROGRAMACION DE LARGO PLAZO 2,021 - 2,022
DEMANDA MÁXIMA, SEPTIEMBRE 2,021
OUTPUT FOR AREA 1 [GUATEMAL ]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: TRANSFORMERS) (EXCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES)
MVA LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET B:

X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA BUS# X-- NAME --X BASKV AREA CMT LOADING RATING PERCENT
12052 CVT-69      69.0000* 1 12512 CVT-13      13.800 1 1 14.6 14.0 104.4
12193 VMD-69      69.0000* 1 12550 VMD-131     13.800 1 1 7.3 7.0 104.9
12214 HFL-69      69.0000* 1 12518 HFL-13      13.800 1 1 15.7 14.0 112.5
  
```

* Sobre carga en Transformadores.

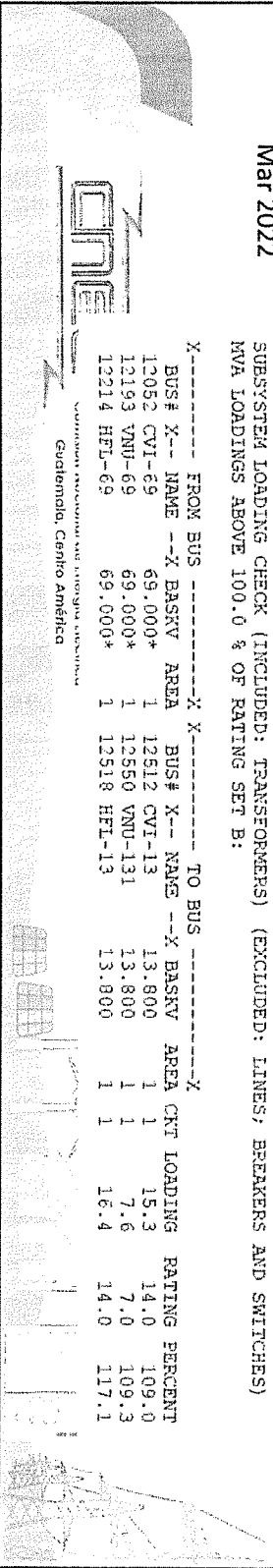
Mar 2022

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R) E      MON, FEB 22 2021 11:10
PROGRAMACION DE LARGO PLAZO 2,021 - 2,022
DEMANDA MÁXIMA, MARZO 2,022
OUTPUT FOR AREA 1 [GUATEMAL ]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: TRANSFORMERS) (EXCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES)
MVA LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET B:

X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA BUS# X-- NAME --X BASKV AREA CMT LOADING RATING PERCENT
12052 CVI-69      69.0000* 1 12512 CVI-13      13.800 1 1 15.3 14.0 109.0
12193 VMD-69      69.0000* 1 12550 VMD-131     13.800 1 1 7.6 7.0 109.3
12214 HFL-69      69.0000* 1 12518 HFL-13      13.800 1 1 16.4 14.0 117.1
  
```

INSTITUTO NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Guatemala, Centro América



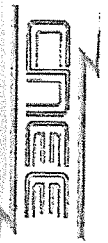
Observaciones

- Sobre las restricciones del sistema

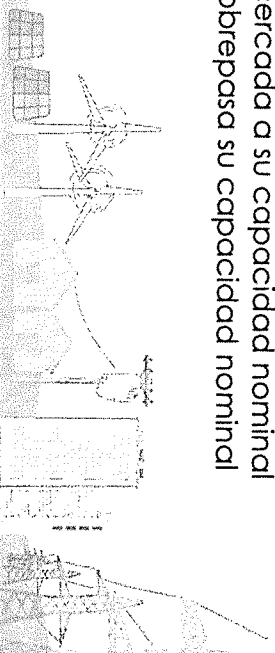
En la zona central del sistema, la principal restricción está asociada a los niveles de voltaje en la red de 69 kV por los niveles de crecimiento de demanda y la transmisión de potencia reactiva desde los centros de generación; algunos transformadores se encuentran con su capacidad muy cercana a la nominal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

Incluya en el informe:

- a. El listado de las restricciones asociadas a los niveles de tensión en la red 69 KV.
- b. El listado de transformadores con uso muy cercada a su capacidad nominal
- c. El listado de transformadores con uso que sobrepasa su capacidad nominal
- d. Acciones correctivas propuestas



Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala, Centro América



Observaciones

- Sobre las restricciones del sistema

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.

Incluya en el informe:

- a. Elementos asociados al déficit de potencia reactiva
- b. Acciones correctivas propuestas



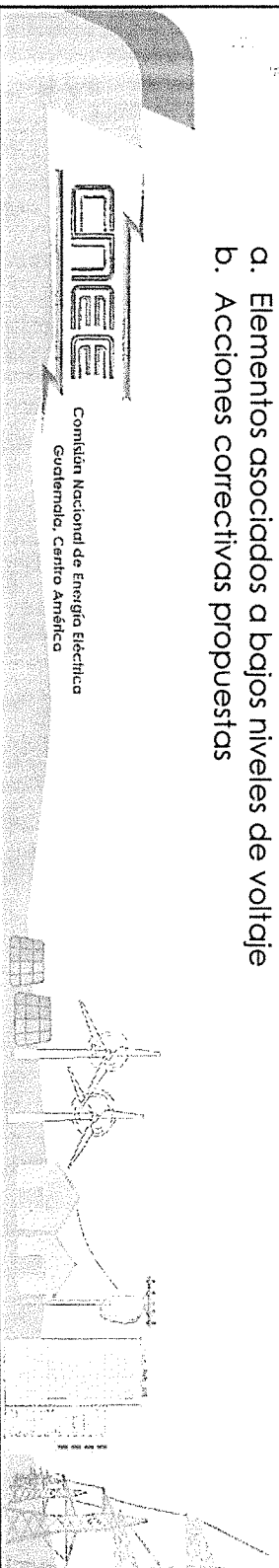
Observaciones

- **Sobre las restricciones del sistema**

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.

Incluya en el informe:

- a. Elementos asociados a bajos niveles de voltaje
- b. Acciones correctivas propuestas



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 2021

• Demanda Maxima

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--ESS (R)Z      MON: FEB 23 2021  10:04
PROGRAMACION DE DATOS PARA 2/2021 - 2/2022
REGULON VOLTAGE, SEPTIEMBRE 21,021

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:
BUS# X-- NAME --X BSESV AREA  V(F%)  V(KV)
* NONE *

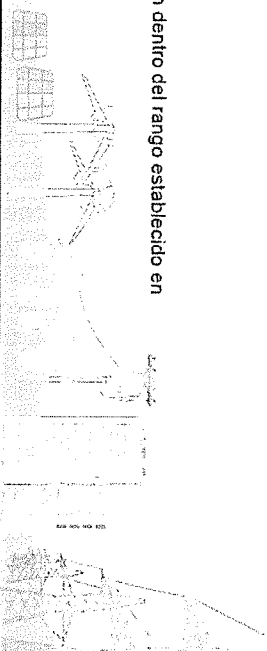
BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:
BUS# X-- NAME --X BSESV AREA  V(F%)  V(KV)
* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:
BUS# X-- NAME --X BSESV AREA  V(F%)  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 Capacitores

2.2. Estudio Marzo 2,022

- Demanda Máxima

PFI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R) E MON, FEB 22 2021 10:01
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,021 - 2,022
DEMANDA MÁXIMA, MARZO 2,022

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASRV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASRV	AREA	V(PU)	V(KV)

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASRV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASRV	AREA	V(PU)	V(KV)

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

2.3.1 Septiembre 2.021

- Demanda Mínima

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

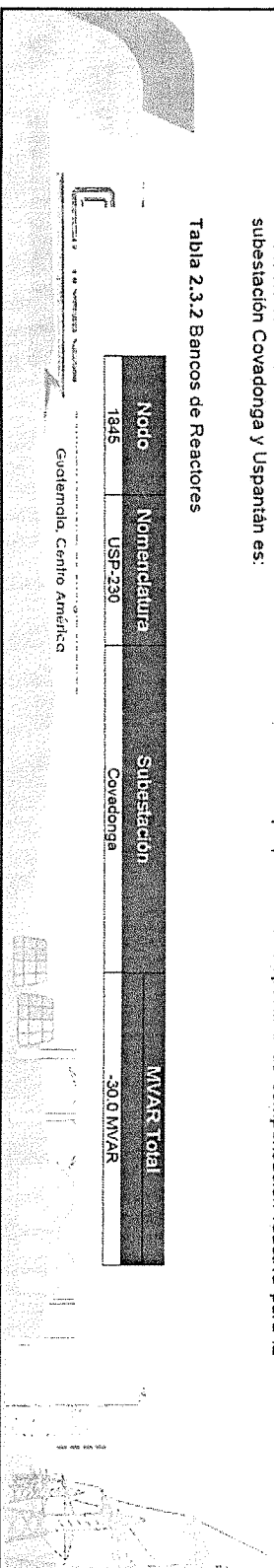
2.3.2 Marzo 2.022

- Demanda Mínima

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

Tabla 2.3.2 Bancos de Reactores

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



Sobre las contingencias

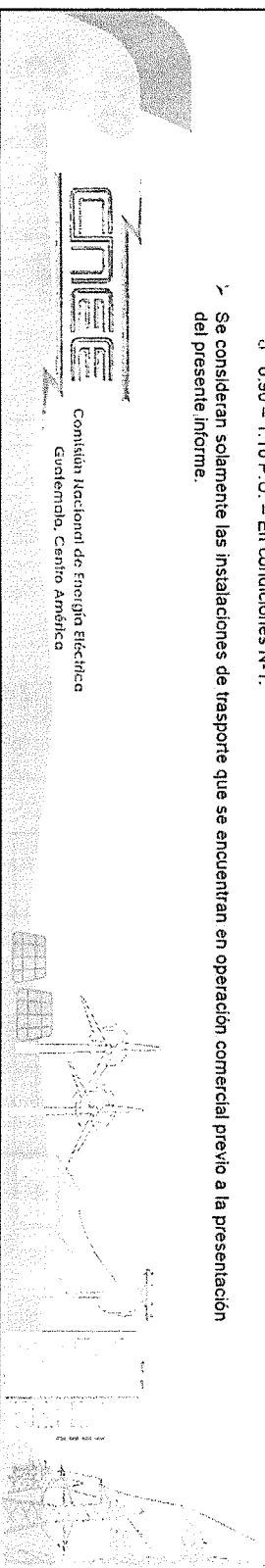
Contingencia	SEPT1 1900	SEPT1 1100	SEPT1 0300	MAR22 1600	MAR22 1100	MAR22 0300
CENCEN692	SC	SC		SC	SC	
3WT ESP230/69						
SHARC09	SC			BV		
GSUGST69	CV			CV		
CHMSIG69	CV			CV		
GSYSIG69	CV			CV		
PANSA5230	BV	BV		CV	BV	BV
COALB691	CV		BV	CV	CV	BV
ESP5KR69	CV			CV	CV	
LBRLB69	CV		BV	CV	CV	BV
ESPXEL69D	BV			BV		
LBREPI69	BV			BV		
MAHLO9	BV			BV		
MAZLCR69	BV			BV		
ALXKEL69D	BV			BV		
LCREPI69	BV					
3WT MON230/69				BV	BV	
BRBLV692	BV			SC	SC	BV
3WT LVG230/69	BV			BV	SC	BV
SANJAL69				SC		
CRISM092				SC	SC	
LRUNO69				BV	BV	
LRUMOR69				BV	BV	
ESTROR69				BV		
PANMOR230				BV	BV	
2WT RGR139/69				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 consideraran solamente las instalaciones de transporte que se encuentran en operación comercial previo a la presentación del presente informe.



Sobre la Generación Forzada

No. (Categoría de Forzados)	Indicador de Forzados en el Sistema de Transmisión	Condición Forzados	Aclaración	Sintetizaciones
1	TER-92 SE Sodd, transformador 69/13.8 kV, 2028 MVA, LT Quiche - Sodd 69 kV, LT Palen - Sodd 69 kV, LT Sodd - Tamun 69 kV, LT Palen - Sodd 69 kV.	SI	Ante la indisponibilidad de esta SE, la línea de transmisión Palen - Sodd 69 kV o la línea de transmisión Aburá - Sodd 69 kV, la generación forzada es necesario para regular la tensión en SE Chimaltenango, Patzún, Cruz de Santiago, Quiché y Zetelito.	Anexo D.5.1
2	TER-B, TER-B2 SE Patzún, LT Patzún - Sodd 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 normal a SE Guatemala Sur, en donde se puede regular la tensión en la red de 230 kV, 138 kV y con los contribuyentes de muy bajo voltaje 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 cubre la tensión en parte del occidente del SNL, abarcando principalmente los SE Chimaltenango, Cruz de Santiago, Patzún, Sudd, Tamun, Palen, Palen - Sodd, La Unión, Cochoa, Totocapán. La generación forzada es necesaria para regular la tensión en el área de influencia.	Anexo D.5.3
4	GGO-B SE Palen, LT Palen - Santa Isabel 69 kV, LT Palen - San Diego 69 kV, LT Palen - Los Lirios 69 kV	No	El 01 de marzo 2020 se puso en operación comercial SE Santa Isabel 230/69 kV. Debido a mantenimiento autorizado AMARESO, el 02 de marzo se modificó y se la topología de red del área de influencia se modificó y ante la indisponibilidad de SE Palen o sus líneas de transmisión asociadas, no hay necesidad de convocar generación forzada.	
5	GGO-B SE Santa Isabel, LT Santa Isabel - Ceinosá 69 kV, LT Santa Isabel - Palen 69 kV	SI	Ante la indisponibilidad del transformador 230/69 kV en SE Santa Isabel, la línea de transmisión Santa Isabel - Palen 230 kV o la línea de transmisión Santa Isabel - Ceinosá 69 kV, se cubre la tensión en SE Puerto de San José, Portuaria, Puerto Quetzal, Etapa, Totocapán. Se debiera 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 Palen 69 kV	SI	Ante la indisponibilidad del transformador 230/69 kV en SE Palen, la línea de transmisión Palen - Palen 69 kV, se cubre la tensión en SE Palen - Palen 69 kV y SE Palen - Palen 69 kV. La generación forzada es necesaria para regular la tensión en el área de influencia y de ser necesario, trasladar SE Palen - Palen 69 kV a SE Palen - Palen 69 kV.	Anexo D.5.6



Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala, Centro América

